

RAPPORT
DU GROUPE D'EXPERTISE ÉCONOMIQUE
SUR LA TARIFICATION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT ET
DE DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ
ET SUR LA TARIFICATION DE LA FOURNITURE
D'ÉLECTRICITE AUX CONSOMMATEURS NON ÉLIGIBLES

27 janvier 2000

SOMMAIRE

	<i>Pages</i>
AVERTISSEMENT	4
LETTRE DE MISSION DES MINISTRES	5
RESUME ET PRINCIPALES CONCLUSIONS DU RAPPORT	8
1. Le cadre de réflexion	8
2. La tarification des réseaux de transport et de distribution de l'électricité	10
3. La tarification de la fourniture d'électricité aux consommateurs non éligibles	14
INTRODUCTION	19
1. Le cadre de réflexion	23
1.1. Le contexte institutionnel et réglementaire	23
1.2. Les effets attendus de l'ouverture à la concurrence du secteur électrique	29
1.3. L'architecture la régulation	34
1.4. Les spécificités du secteur électrique et du cas français	38
2. La tarification des réseaux de transport et de distribution de l'électricité	43
2.1. Les questions soulevées par l'accès aux réseaux électriques	43
2.2. Les caractéristiques de l'offre du GRT et l'identification des coûts	54
2.3. Introduction à une démarche économique	83
2.4. Les grandes options de tarification	93
2.5. La tarification des transports internationaux	101
2.6. L'efficacité de l'accès à court et moyen termes	110
2.7. Les incitations à l'efficacité interne du GRT et l'évolution de la tarification	122
2.8. Conclusion concernant la tarification et la régulation de l'accès aux réseaux électriques	127
3. La tarification de la fourniture d'électricité aux consommateurs non éligibles	134
3.1. Concurrence et réglementation tarifaire	134
3.2. Les objectifs de la tarification aux consommateurs captifs	148

3.3. Les solutions envisageables	154
3.4. Conclusion concernant la tarification de la fourniture d' électricité aux consommateurs non éligibles	164
CONCLUSION ET LISTE DES RECOMMANDATIONS	167
La tarification et la régulation de l' accès aux réseaux électriques	167
La tarification de la fourniture d' électricité aux consommateurs non éligibles	172
ANNEXES	175
ANNEXE 1 Composition du groupe d'expertise	
ANNEXE 2 Organismes et personnes auditionnés par le groupe d' expertise	
ANNEXE 3 Glossaire	
ANNEXE 4 Directive européenne 96/92/CE – Règles communes pour le marché intérieur de l' électricité	
ANNEXE 5 Projet de loi de modernisation et de développement du service public de l' électricité	
ANNEXE 6 Barème provisoire de tarification du transport de l' électricité mis en place par EDF	
ANNEXE 7 Avis du conseil de la concurrence sur la diversification d' EDF et sur la tarification d' EDF	
ANNEXE 8 L' offre tarifaire actuelle d' EDF	
ANNEXE 9 Les relations entre EDF et les entreprises locales de distribution	

AVERTISSEMENT

A l'occasion de la mise en place d'une nouvelle organisation pour le système électrique français, le Ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et le Secrétaire d'Etat à l'industrie ont confié à un groupe d'expertise indépendant l'étude, du point de vue économique, des modalités de tarification des réseaux de transport et de distribution de l'électricité, ainsi que des principes applicables à la tarification de la fourniture d'électricité aux consommateurs non éligibles.

La présidence de ce groupe d'expertise, dont la composition figure en annexe, a été confiée à Paul Champsaur, Directeur général de l'INSEE.

Le présent document constitue le rapport définitif adressé aux Ministres. Il s'inscrit parmi les différents travaux et consultations engagés afin de préparer l'application de la loi de modernisation et de développement du service public de l'électricité.

Ce document exprime l'opinion du groupe d'expertise sur les questions qui y sont abordées. Les analyses et les propositions contenues dans ce rapport n'engagent donc pas le Gouvernement.

République Française

Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie

Le Ministre de l'économie, Le Secrétaire d'Etat à l'industrie
des finances et de l'industrie

Paris, le 25 AVR
1999

Monsieur l' Inspecteur général,

Le Gouvernement a souhaité doter notre pays d' une loi qui, en rendant le système électrique plus efficace grâce à l' introduction d' éléments concurrentiels, conforte le service public de l' électricité. Le projet de loi sur la modernisation et le développement du service public de l' électricité, qui a été préparé par le Gouvernement à l' issue d' une large concertation, offre également l' occasion de transposer en droit français la directive sur le «marché intérieur de l' électricité» adoptée en 1996. Ce projet de loi a été voté en première lecture par l' Assemblée nationale, le 2 mars dernier.

Les trois principes suivants, qui structurent le projet de loi, méritent d' être soulignés: l' affirmation d' une politique énergétique forte et la définition de missions de service public ; le caractère intégré des activités d' EDF ; enfin, la mise en place d' une régulation spécialisée dans le but de garantir l' accès des tiers aux réseaux publics d' électricité et leur utilisation dans des conditions non discriminatoires.

Dans la future organisation électrique française coexisteront, d' une part, des producteurs en concurrence qui auront le droit d' accéder aux réseaux pour approvisionner des clients éligibles avec lesquels ils auront librement conclu des contrats et, d' autre part, des opérateurs chargés de missions de service public, qui peuvent être intégrés et qui peuvent disposer d' un monopole pour le transport ou la distribution d' électricité, ainsi que pour la fourniture d' électricité aux clients non éligibles.

Les conditions économiques de l' utilisation des réseaux de transport et de distribution de l' électricité, ainsi que la tarification de la fourniture d' électricité aux consommateurs non éligibles, conditionneront, pour une large part, le fonctionnement efficace du marché de l' électricité et le bon accomplissement des missions de service public.

Afin d' analyser de manière approfondie les solutions et les méthodes d' évaluation des coûts

des réseaux électriques, de tarification de l' utilisation de ces réseaux et de contrôle de leur efficacité, nous avons décidé de créer un groupe d' expertise de haut niveau, dont la composition figure en annexe, et nous avons souhaité vous en confier la présidence.

Le groupe examinera les deux questions suivantes :

- Les modalités de la tarification de l' utilisation et du développement des réseaux de transport et de distribution de l' électricité devront être vues dans le cadre général de la réglementation de l' accès aux réseaux électriques et de leur utilisation, en tenant compte des questions liées, entre autres, aux coûts de raccordement et aux problèmes de congestion et de fluidité des échanges d' énergie sur ces réseaux. Au-delà du respect du principe de non-discrimination, il conviendra en particulier d' en préciser les implications pour le développement et le financement de ces réseaux, ainsi que pour l' équilibre à court terme ou à long terme du marché de l' électricité.

- Les principes économiques applicables à la tarification de la fourniture d' électricité aux consommateurs non éligibles devront être examinés afin d' assurer le contrôle des subventions croisées et, plus généralement, le fonctionnement efficace du marché de l' électricité.

Dans ce cadre, une attention particulière sera accordée à la rationalité et à l' efficacité économiques, à l' intérêt des consommateurs, aux effets sur l' emploi, à l' investissement, à l' environnement concurrentiel international, ainsi qu' aux implications sur les opérateurs chargés de missions de service public et au financement de ces missions.

Compte tenu de l' urgence liée à l' évolution prochaine de la réglementation relative aux conditions d' utilisation des réseaux électriques, nous souhaitons que le groupe examine prioritairement le premier sujet.

Vous pourrez en tant que de besoin solliciter l' ensemble de nos services, et notamment la Direction générale de l' énergie et des matières premières et la Direction du gaz, de l' électricité et du charbon, la Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes, ainsi que la Direction de la prévision. Vous pourrez également consulter des experts extérieurs et des acteurs économiques du secteur électrique.

Conformément à votre souhait, M. Dominique Bureau pourra collaborer avec vous à l' animation du groupe. Par ailleurs, nous avons chargé la Direction de la prévision et la Direction du gaz, de l' électricité et du charbon d' assurer les fonctions de rapporteur de ce groupe. Nous avons prévu les dispositions utiles pour que ces Directions vous fournissent l' appui matériel et les crédits d' études nécessaire à l' organisation de votre travail.

Il pourra être utile que le groupe d' experts mette à profit les résultats de la concertation relative à la future organisation électrique française et les études menées par le Secrétariat d' Etat à l' industrie, ainsi que l' observation des solutions mises en oeuvre à l' étranger.

Parallèlement, des réflexions pourront être mises en place, afin d' examiner la question de l' évaluation des charges d' intérêt général dans le cadre du dispositif prévu par le projet de loi.

Les conditions économiques de l'accès aux réseaux et de leur utilisation pourront affecter les modalités de financement de certaines missions de service public, notamment la répartition de certaines charges d'exploitation des réseaux entre les organismes de distribution d'électricité, ainsi que la compensation des «coûts de développement de réseaux évités» qui peuvent résulter du mécanisme de l'obligation d'achat. En conséquence, vous voudrez bien associer en temps utile les responsables de ces réflexions à vos travaux, de manière à assurer l'articulation des questions qui pourront être abordées conjointement sur ces différents sujets.

Vous nous rendrez compte des travaux menés sous la forme d'un rapport d'étape à la fin du mois de juin et d'un rapport sous forme définitive à la fin du mois d'octobre.

En vous remerciant d'avoir bien voulu accepter la présidence de ce groupe, nous vous prions de croire, Monsieur l'Inspecteur général, à l'assurance de nos sentiments les meilleurs.

D. STRAUSS-KAHN

C. PIERRET

RESUME ET PRINCIPALES CONCLUSIONS DU RAPPORT

1. LE CADRE DE REFLEXION

1.1. Les enjeux de la régulation du système électrique

Le projet de loi français a retenu le choix d' une ouverture partielle et progressive à la concurrence, seule une partie des consommateurs devenant éligible (i.e. libre de s' approvisionner auprès du fournisseur de son choix) tandis que l' autre continuera à dépendre d' EDF pour son alimentation en électricité. La frontière entre les deux catégories évoluera progressivement au cours du temps afin de respecter les engagements de la directive. Cette dichotomie du marché, et l' évolution du seuil de l' éligibilité, nécessitent donc de préciser l' articulation souhaitable entre les prix de l' électricité sur le marché des consommateurs éligibles (prix qui sont libérés) et les tarifs qu' EDF appliquera aux consommateurs captifs (tarifs réglementés).

Par ailleurs, les producteurs d' électricité auront accès à leurs clients par l' intermédiaire des réseaux de transport (et de distribution) qui restent propriété d' EDF et qui sont gérés par une entité comptablement (mais non juridiquement) séparée de l' opérateur historique. Cet accès des tiers au réseau s' effectue sous une forme réglementée, avec publication de tarifs pour l' usage des lignes de transport de l' électricité. Le maintien de l' intégration verticale d' EDF (de la production au transport) rend particulièrement aigu le problème de la fixation de ces tarifs, une suspicion permanente risquant de peser sur les modalités retenues pour l' accès au réseau dès lors qu' EDF en sera à la fois propriétaire et gérant d' une part, et son premier utilisateur d' autre part.

Ces deux caractéristiques de l' organisation du système électrique français - éligibilité limitée, intégration verticale d' EDF - imposent une régulation indépendante et rigoureuse pour assurer la transition du secteur électrique vers un cadre concurrentiel, dont la dimension pertinente sera en général européenne. C' est en effet à ce niveau que peuvent s' enclencher les mécanismes vertueux de rationalisation et de diversification de l' offre de production d' électricité. Celles-ci favoriseront des baisses de prix favorables au renforcement de la compétitivité des industries utilisatrices. EDF, premier producteur mondial d' électricité, devrait largement profiter des perspectives qui lui sont offertes par la création de ce nouveau marché. A l' inverse, une régulation qui ne s' imposerait pas immédiatement en France comme forte et totalement indépendante serait de nature à susciter la suspicion de nos partenaires européens, ces derniers pouvant alors prendre des mesures entravant l' accès d' EDF à leur marché. Par ailleurs le repli d' EDF sur le territoire national conduirait alors à des problèmes inextricables de régulation tarifaire, en présence de surcapacités qui seraient en effet considérables.

1.2. La nécessité de clarifier et d' organiser rapidement la régulation

Selon le projet de loi, la régulation du secteur électrique est assurée simultanément par le gouvernement (Ministres en charge de l'énergie et de l'économie) et par une autorité de régulation indépendante nouvellement créée, la Commission de Régulation de l'Electricité (CRE). Le Conseil de la concurrence conserve par ailleurs ses compétences pour examiner les plaintes concernant les pratiques anticoncurrentielles au niveau de la production, qui relèvent de son autorité. La CRE est plus particulièrement chargée des questions relatives à l'accès au réseau de transport, les Ministres jouant quant à eux un rôle prépondérant pour la fixation des tarifs de fourniture aux clients captifs. Toutefois l'organisation efficace du secteur électrique ne sera atteinte que si, dans les faits, le rôle pivot en matière de régulation est reconnu à la CRE, notamment à chaque fois que l'administration de tutelle d'EDF pourrait être suspectée de favoriser l'opérateur historique au détriment du développement d'un cadre concurrentiel. Il est probable que c'est EDF qui pâtirait à terme d'une telle situation, que ne pourraient en effet tolérer les autorités de la concurrence nationales et communautaires.

Contrairement à l'option retenue dans d'autres pays de l'Union, le gestionnaire du réseau (GRT) français demeurera en effet intégré à un producteur, qui est de plus l'opérateur historique et par ailleurs le premier producteur mondial. Cela nécessite de rendre particulièrement solides, d'une part, la tarification que le GRT pratiquera et, d'autre part, les règles qui seront utilisées pour autoriser l'accès aux réseaux électriques, ceci afin de prévenir tout contentieux.

De même, l'existence pour EDF d'un secteur réservé important, celui des consommateurs captifs français, risque de favoriser les accusations de subventions croisées (certains pouvant prétendre qu'EDF utilise les recettes perçues sur les captifs pour diminuer les prix pratiqués pour les éligibles). Là encore, les règles présidant à la construction des tarifs appliqués aux captifs doivent être inattaquables afin de prévenir tout contentieux.

La multiplicité des rôles joués par l'Etat (actionnaire d'EDF, prescripteur du service public, régulateur en charge des tarifs de l'électricité pour les captifs, etc.) et la divergence des objectifs associés à ces différentes fonctions risquent d'être présentées comme des menaces pesant sur la transparence des processus de décision. Ces suspicions latentes seront d'autant plus sensibles que l'on se trouve à l'étape initiale du processus d'ouverture à la concurrence. A cet égard, le retard pris par la transposition de la directive européenne en France nécessite de réussir, sans délai, le travail réglementaire qui suivra l'adoption de la loi. C'est aussi l'intérêt de tous les acteurs français du système électrique français - aussi bien les opérateurs que les consommateurs - que de participer dès le départ au marché intérieur de l'électricité en Europe en cours de constitution, mais qui, dès à présent, se transforme extrêmement vite.

2. LA TARIFICATION DES RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION DE L'ELECTRICITE

Le projet de loi relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité organise le marché de l'électricité suivant le principe d'un accès réglementé aux réseaux publics d'électricité. Ce schéma s'oppose à celui d'une bourse d'échanges centralisée qui aurait nécessité de désintégrer verticalement EDF, et de constituer au départ une compétence de gestionnaire de réseau (GRT) indépendant.

Dans ce cadre, les consommateurs éligibles et les fournisseurs d'électricité concluent des échanges contractuels bilatéraux à des prix librement négociés. L'efficacité d'une telle organisation a pour condition le développement d'une dynamique concurrentielle pour la fourniture des contrats correspondants. Pour atteindre cet objectif, il faut rendre le marché « contestable », au sens où l'entrée effective ou potentielle sur le marché français pèse sur les prix et les coûts des producteurs existants, au bénéfice des consommateurs éligibles ainsi qu'aux non-éligibles via les baisses de coût que le régulateur pourra répercuter sur les tarifs. Les conditions techniques et économiques d'accès aux réseaux joueront à cet égard un rôle déterminant puisque celles-ci peuvent, selon les modalités qui seront retenues, constituer un obstacle au bon fonctionnement du marché, ou au contraire être un facteur de sa « contestabilité ».

La tarification du transport peut par ailleurs favoriser ou non la bonne utilisation des réseaux et leur sécurité ; et jouer un rôle favorable, ou néfaste vis-à-vis du développement et de la localisation de nouvelles capacités de production d'électricité.

2.1. La tarification de l'usage des réseaux électriques doit être envisagée dans un cadre européen

Tout d'abord, les consommateurs éligibles actuels sont pour la plupart des entreprises fortement exposées à la compétition internationale, et pour lesquelles les prix de l'électricité constituent un facteur déterminant de localisation. Celles-ci doivent donc pouvoir disposer sur le marché français des meilleurs prix.

Ensuite, le marché européen se caractérise aujourd'hui par des surcapacités importantes. Mais celles-ci demeurent associées à un cloisonnement des marchés nationaux en dépit de leur interconnexion technique au niveau notamment de la plaque continentale. L'unification du marché européen, en favorisant une restructuration de son secteur électrique au bénéfice des plus performants, sera un facteur de compétitivité pour l'industrie européenne. EDF doit se placer dans cette perspective.

Dès lors, la France a tout intérêt à ce que les réflexions en cours, et notamment celles menées avec la Commission, se concrétisent rapidement, puisque c'est dans la création d'une concurrence au niveau européen que résident les principaux bénéfices à attendre de la réforme de l'industrie électrique. La participation à ces travaux doit être beaucoup plus active qu'elle n'a pu l'être jusqu'à présent, pour accélérer les harmonisations permettant de tirer pleinement parti de notre place et de nos atouts dans le système électrique européen.

L'existence de surcapacités dans de nombreux pays suggère en effet que dans le court terme la priorité est à la baisse des coûts de production et à l'amélioration du service au consommateur plutôt qu'à la construction massive de nouvelles installations (ce qui n'exclut bien entendu pas la construction de nouvelles unités sur des technologies et marchés bien ciblés). Les tarifications à la distance ou les barèmes permettant le cumul artificiel de coûts de transport fictifs, qui s'apparentent en fait à des taxes sur les échanges (« pancaking »), doivent donc être démantelés. Simultanément, il faudra mettre en place un mécanisme de financement des coûts de réseaux liés spécifiquement aux transits et flux de bouclage.

2.2. La tarification de l'usage des réseaux doit favoriser l'efficacité du marché dans une perspective dynamique

La tarification des réseaux de transport doit instaurer la « contestabilité » du marché. C'est en effet par ce moyen que les gains d'efficacité seront atteints. La concurrence entre fournisseurs, qui pousse ceux-ci à minimiser leurs coûts, assurera que les centrales appelées en premier sont celles dont le coût marginal de génération est le plus faible. L'objectif de la tarification de l'accès aux réseaux, et plus généralement celui qu'il faut fixer à la Commission de Régulation de l'Electricité (CRE), est donc de mettre en place un ensemble de règles du jeu transparentes et des niveaux de prix favorisant cette dynamique, et de garantir leur mise en œuvre sans discrimination par le GRT.

En revanche, l'idée que la réglementation de l'entrée puisse, au-delà du rétablissement de la neutralité entre producteurs vis-à-vis des conditions d'entrée sur le marché, chercher à privilégier les entrants par rapport à l'opérateur dominant doit être écartée. Dans un contexte de surcapacité, elle risquerait de conduire à des gaspillages massifs et introduirait une confusion grave. C'est en effet aux producteurs de déterminer leurs investissements en fonction de leur capacité à trouver des clients. Le rôle de la régulation est d'établir un cadre propice à ce processus, non de s'y substituer. Réglementation de l'accès et missions de service public doivent être traitées comme des sujets distincts, avec des instruments séparés. Les obligations d'achat relèvent du second terme, et en aucun cas elles ne peuvent être conçues comme un moyen d'élargir l'offre en dehors d'un processus qui serait poussé par la recherche de clients.

La volonté d'établir un cadre propice à la dynamique concurrentielle se concrétise notamment dans le traitement des raccordements. Le raccordement d'un nouveau producteur induit deux types de coûts. Les premiers, facilement calculables, concernent la ligne nouvelle proprement dite et le raccordement au niveau de tension souhaité. Les seconds, qui concernent les renforcements qui peuvent être nécessaires sur le réseau existant à des niveaux de tension supérieurs, sont beaucoup plus difficiles à estimer de façon incontestable. Il faut limiter les coûts imputés au nouvel entrant aux seuls coûts de raccordement. Les coûts de renforcement induits par ailleurs devront être mutualisés, ce qui évitera qu'ils soient interprétés, voire utilisés, comme une barrière à l'entrée.

2.3. A court terme, la tarification de l'usage des réseaux devrait être de type « timbre-poste », aménagé pour régler les problèmes de congestion

Cette approche tend à s' imposer, car ce sont bien les injections et soutirages physiques (soient deux « demi-timbres-poste ») qui sont pertinents du point de vue des réseaux, et non les contrats commerciaux qui ne sont pas représentatifs des flux physiques. En théorie une tarification idéale devrait par ailleurs aboutir à une différenciation spatiale et temporelle des prix de l' électricité, reflétant les contraintes de capacité des équipements de production et celles du réseau. Une telle différenciation dont l' unité élémentaire devrait tendre vers les « noeuds » du réseau, constitue une référence essentielle, car les instruments nécessaires à la mise en œuvre d' une telle tarification grâce aux nouvelles technologies de l' information et des télécommunications sont en développement rapide, et surtout parce qu' elle constitue la seule solution satisfaisante pour intégrer les économies ou surcoûts de réseau éventuels dans le choix des producteurs d' électricité.

En pratique, les formules de timbres-poste existantes s' écartent de l' optimalité économique du fait de leur plus grande simplicité. Celle-ci peut se justifier en partie par l' absence (en général) de congestions marquées dans notre réseau de transport d' électricité, cette situation pouvant toutefois évoluer dès lors que les flux nationaux et internationaux d' énergie modifient la charge du réseau et éventuellement les heures de transferts. Le financement des charges du GRT passe alors par un tarif aussi neutre que possible. Les tarifs d' utilisation des réseaux devraient toutefois comporter dès le départ un « zonage » des tarifs d' injection (et aussi d' ailleurs de soutirage), incitant les producteurs à intervenir pour réduire les déséquilibres des zones, tels qu' ils existent, par exemple, dans la région niçoise.

Des mécanismes complémentaires doivent par ailleurs être envisagés pour les contraintes de réseau plus localisées. Ceux-ci devront combiner des instruments réglementaires (« redispatching »), tarifaires, ou marchands (développement de marchés d' ajustement ou de mécanismes d' enchères).

- ***Le cas des contrats de proximité***

L' évolution vers une tarification nodale doit par ailleurs être privilégiée pour éviter la multiplication de tarifs dérogatoires qui pourraient très vite saper toute cohérence à cette tarification des réseaux. La question se pose par exemple d' une tarification spécifique pour les contrats de proximité. L' élaboration de tels tarifs spécifiques rencontre cependant très vite des conflits insurmontables entre la volonté de permettre l' exploitation d' économies, et le risque d' offrir par ce biais essentiellement une opportunité pour s' affranchir de la contribution aux coûts du réseau, y compris pour certaines centrales d' EDF. Ce type de dispositif peut en effet être source de contournements ou d' entrées inefficaces, et favoriser des mécanismes d' écrémage ou de discrimination. En conséquence, la construction de lignes directes doit être aussi strictement encadrée, le cadre réglementaire établi à cet effet devant par ailleurs garantir une parfaite transparence des conditions de réalisation des lignes autorisées.

La prudence qui est recommandée vis-à-vis des tarifs de proximité est cohérente avec la proposition concernant le raccordement. Dans les deux cas, il apparaît en effet préférable d' instituer des règles lisibles et sûres pour les opérateurs, plutôt que d' imaginer examiner chaque projet individuellement, ce qui risque, en l' absence d' informations suffisantes, de déboucher sur une sorte de marchandage entre économies de réseau et coûts de renforcement qui serait inévitablement source de beaucoup de gaspillages.

- ***Le cas des réseaux de distribution***

Ces principes, établis pour l'accès au réseau de transport, doivent guider aussi la réflexion sur la réglementation de l'accès aux réseaux de distribution. Ainsi, l'analyse des coûts de réseau par niveau de tension doit être menée avec le double souci, de ne pas créer de cloisonnement des marchés, et de ne pas utiliser artificiellement la notion d'économie de réseau pour rompre le principe de neutralité entre producteurs dans la couverture de charges. Bien évidemment les coûts correspondant à des fonctions commerciales doivent être imputés uniquement à EDF - Production.

Deux particularités de ces réseaux doivent être signalées. D'une part, le caractère diffus des opérations d'équipement sur ces réseaux conduit à privilégier un contrôle global de leurs coûts. D'autre part, la situation de ces réseaux est complexe sur le plan institutionnel, avec la coexistence d'EDF et de distributeurs indépendants. La loi pouvait rester silencieuse sur ce sujet dès lors qu'il était décidé de ne pas rendre éligibles les distributeurs. Mais il est temps maintenant de préciser le cadre réglementaire en ce domaine, et notamment les conditions de rémunération des différents intervenants.

2.4. La tarification des réseaux électriques n'est qu'un élément de la régulation du GRT.

Le GRT demeurant intégré au sein d'EDF, la Commission de Régulation de l'Electricité a un rôle essentiel à jouer, non seulement pour contrôler les coûts et favoriser la productivité du GRT - qu'il s'agisse de ses coûts d'exploitation - maintenance ou de sa politique d'achats, mais surtout pour assurer que le GRT remplit bien son rôle, qui est d'équilibrer les flux physiques du réseau de manière à favoriser un fonctionnement concurrentiel et efficace du marché de l'électricité.

Un tel fonctionnement n'est possible que si un nombre suffisant d'acteurs peut opérer sur le marché. Ceci nécessite à la fois de s'attacher à en proscrire tout cloisonnement artificiel, et de faciliter l'émergence des marchés d'échanges permettant aux fournisseurs de compléter ou d'ajuster leur offre.

Par ailleurs, il apparaît que les mécanismes tarifaires qui pourront être mis en place dans un premier temps ne seront pas suffisants pour orienter les décisions à long terme en matière de développement ou renforcement du réseau. Une implication forte de la CRE à ce niveau est stratégique pour assurer l'efficacité à long terme du marché. Cette implication devrait aller au-delà de l'avis donné sur le schéma de développement du réseau public de transport et passer par l'établissement de règles précises prescrites au GRT, et par un contrôle de sa programmation qui devrait pouvoir aller jusqu'à l'injonction. Dans la mesure où il apparaît que le GRT n'aura pas les incitations adéquates en ce domaine, une régulation publique forte devient en effet nécessaire, que seule la CRE devrait être à même d'assurer.

3. LA TARIFICATION DE LA FOURNITURE D'ELECTRICITE AUX CONSOMMATEURS NON ELIGIBLES

Selon les dispositions prévues dans le projet de loi, la CRE et les Ministres de l'énergie et de l'économie auront la charge de fixer les tarifs de l'électricité pour les consommateurs français captifs. Les objectifs ayant guidé l'élaboration du système tarifaire actuel d'EDF, reposent sur l'idée que les prix aux captifs doivent envoyer un signal économique pertinent pour orienter la demande. Cet objectif demeure, mais il faudra l'articuler maintenant avec celui visant à donner des incitations fortes à la maîtrise des coûts sur ce segment de marché à la fois parce que l'organisation choisie – éligibles et captifs – ne sera acceptée que si tous les consommateurs bénéficient de la réforme en terme de baisse des prix, et parce que c'est un moyen d'éviter la constitution de distorsions de concurrence qui seraient associées à la possibilité pour EDF de faire supporter aux captifs des coûts allant au-delà de ceux qui sont justifiés. En effet, la tarification aux captifs devra s'articuler avec le contrôle, au sein de l'entreprise intégrée, des flux financiers entre usagers captifs et clientèle éligible, l'existence d'un secteur réservé pour EDF ne devant pas distordre la concurrence sur le marché des éligibles. Enfin, l'évolution dans le temps des modalités de la concurrence (et des seuils d'éligibilité) nécessitera de mettre en place un système capable de s'adapter aux modifications du marché.

L'analyse des principes de tarification de la fourniture d'électricité aux captifs présentée ci-après s'intéresse uniquement à la partie « production » des tarifs : on suppose en effet que les tarifs de transport et de distribution sont déterminés suivant les recommandations présentées préalablement (en particulier, on suppose que les tarifs de transport et de distribution obéissent aux mêmes règles de calcul, que l'acheteur au point de soutirage soit captif ou éligible).

3.1. Le signal tarifaire

Les tarifs d'EDF - Production pour le marché captif, soumis à régulation, doivent donner un signal économique permettant d'orienter efficacement la demande des usagers captifs. Dans ce souci, la structure des tarifs d'EDF était jusqu'à présent calée sur les coûts marginaux de long terme de production d'un parc (théorique) optimal, corrigés par un éventuel taux de péage (positif ou négatif) afin de garantir l'équilibre budgétaire d'EDF¹. Ainsi la *structure* des tarifs était fondée sur les coûts marginaux, et le *niveau* en était fixé pour garantir un certain niveau de recettes au monopole.

Cette méthode pose en pratique un certain nombre de difficultés de mise en œuvre : règle de calcul du parc optimal et de ses coûts marginaux, construction des options tarifaires (transcrivant de manière nécessairement imparfaite les variations saisonnières des coûts), répartition des tarifs en abonnement (au kW) et en partie proportionnelle (au kWh), etc. Plus généralement, cette méthode intégrait jusqu'à présent simultanément coûts de production, de transport, et de distribution : elle ne serait donc pas applicable directement au nouveau marché où les trois fonctions doivent être tarifées indépendamment les unes des autres.

¹ La tarification marginale de long terme couvre les coûts, sauf si le coût marginal de long terme est décroissant. Le péage ne se justifie donc que si la production est un monopole naturel ou si la tarification est inférieure au coût marginal de long terme.

Dans un marché partiellement ouvert à la concurrence, trois références sont a priori envisageables pour fonder le signal économique adressé aux consommateurs captifs : le prix apparaissant sur le marché libéralisé, le coût marginal de court terme d' EDF (observé à son centre de «dispatching»), ou encore les prix constatés à l' étranger pour le même type de clients (obtenus et traités par des méthodes de «benchmarking»). Toutefois, le premier (prix de marché sur la frange éligible) sera difficilement observable (absence de bourse de négoce en France) et sans doute très fluctuant (trop pour être appliqué à une clientèle qui a connu jusqu' à présent la stabilité - et qui en a encore besoin). Le second (coût marginal de court terme d' EDF) ne donne pas nécessairement une bonne idée du coût marginal sur le marché (il ne prend pas en compte la production hors EDF, les importations d' électricité, etc.), et il serait sans doute lui aussi très volatil. Enfin, les références étrangères obtenues par «benchmarking», toutes intéressantes qu' elles soient, seraient extrêmement difficiles à exploiter directement, la nature de l' offre et de la demande en électricité variant encore de manière importante d' un pays à l' autre. Toutefois ces trois références – prix de marché, coût marginal de court terme d' EDF, et références étrangères obtenues par «benchmarking» - constituent des éléments d'appréciation importants qui devront être utilisés pour estimer globalement le niveau des tarifs appliqués aux captifs en France.

Au total, le meilleur signal tarifaire semble encore être le coût marginal efficace de long terme d' EDF - Production. Toutefois, la définition du parc sur lequel effectuer les calculs nécessaires soulève des difficultés : faut-il considérer un parc théorique optimal, ou bien le parc réel ; faut-il considérer le parc français ou un parc européen (si les échanges internationaux d' énergie en Europe rendent inadaptée une approche purement nationale des coûts) ; faut-il intégrer l' ensemble des centrales d' EDF, ou une partie seulement (destinée à satisfaire la demande des captifs) ; faut-il appliquer un taux de péage aux recettes au coût marginal de long terme (comment le définir ? ; quelles recettes EDF - Production doit-il recevoir des captifs ?). L' existence d' un parc de production intégré, d' une optimisation globale et de recettes agrégées captifs - éligibles semble difficilement compatible avec un taux de péage spécifique destiné à financer un certain niveau de recettes provenant des captifs. La répartition des coûts fixes entre captifs et éligibles serait en outre délicate à justifier.

Ces considérations conduisent à recommander de fonder la tarification aux captifs sur le coût marginal de long terme efficace calculé sur la base d' un parc théorique optimisé pour répondre à la demande nationale totale (des éligibles et des captifs). Cette méthode paraît en effet le plus à même de prévenir autant que faire se peut, les suspicions de subventions croisées.

3.2. Le risque de subventions croisées et de prédation

La notion de subvention croisée est particulièrement délicate à cerner, tant d' un point de vue économique que comptable ou juridique. Économiquement tout d' abord, les subventions croisées ne sont pas définissables dans l' absolu à partir de coûts indiscutables (notions de coûts historiques, coût moyens, coûts marginaux, etc.), et elles ne sont pas non plus systématiquement condamnables en tant que telles. Par exemple, la tarification optimale d' un monopole astreint à l' équilibre budgétaire (tarification de Ramsey Boiteux) fait intervenir explicitement des subventions croisées entre les consommateurs : les consommateurs dont l' élasticité au prix est la plus forte (ceux qui évitent de consommer si le prix est trop élevé) y paient moins cher le bien que les consommateurs peu

élastiques (qui consomment quel que soit le prix)². D' un point de vue comptable ensuite, il apparaît extrêmement difficile d' estimer - au vu de la comptabilité d' une entreprise - la présence ou non de subventions croisées. Les opérations d' audit nécessaires seraient très complexes, et la répartition de certains coûts (coûts fixes notamment) sur différentes classes de consommateurs obéirait nécessairement à des règles arbitraires. Enfin, d' un point de vue juridique, l' analyse en terme de subventions croisées ne fait pas partie de la jurisprudence française. On lui préfère l' analyse en terme de prédation : plutôt que de condamner les pratiques des subventions croisées en tant que telles, c' est leur effet sur la concurrence (i.e. la prédation sur une partie du marché en y pratiquant des prix anormalement bas) qui est examiné et peut être condamné. Le Conseil de la concurrence dispose pour ce faire d' une solide jurisprudence fondée sur les coûts variables (considérés comme limite des prix prédateurs).

Les spécificités du secteur électrique français ne peuvent qu' inviter à revenir à nouveau cette approche consistant à sanctionner a posteriori les comportements prédateurs. En effet, les caractéristiques économiques de la production d' électricité (présence de coûts fixes importants, variation des prix selon les périodes de l' année, etc.) et l' intégration des clientèles captives et éligibles d' EDF (servies par un même producteur et un même parc) rendent illusoire toute tentative d' instaurer des règles précises et inattaquables de comptabilité, règles qui permettraient ensuite d' affecter à chaque client une partie des coûts totaux d' EDF - Production.

Aux possibles subventions croisées pour la fourniture d' électricité entre les deux catégories de clients (éligibles – captifs), risquent de se joindre d' autres types de subventions croisées, cette fois ci uniquement sur le marché des clients éligibles mais entre les différentes activités d' EDF qui se diversifie largement (ingénierie électrique, fourniture de gaz, gestion des déchets, etc.). Le découplage comptable entre les différentes activités et les différentes filiales de l' opérateur historique, tout utile qu' il soit, ne suffira très vraisemblablement pas à garantir l' équité de la concurrence sur le marché des éligibles, ne serait-ce que parce que l' influence d' EDF sur le marché se manifestera par des offres globales dont les prix seront difficiles à décomposer, et par l' intermédiaire de filiales dont les relations financières avec EDF seront difficiles à contrôler a priori.

Ces enjeux concurrentiels, très importants, dépassent largement le cadre des seules règles de tarification de l' électricité aux captifs. Le problème est plus général, lié à la position dominante d' EDF sur le marché français (voire européen), au maintien de son intégration verticale, et à sa diversification horizontale dans de nouveaux domaines industriels. Dans ce contexte, il semble indispensable de prévenir dans la mesure du possible la prédation en choisissant d' instaurer une tarification de la fourniture d' électricité aux captifs qui limite *ex ante* les risques de subvention croisée des captifs vers les éligibles. Parallèlement, il convient de laisser au Conseil de la concurrence l' examen de toute plainte que les concurrents d' EDF pourraient déposer *ex post*. Afin de faciliter l' examen de ces plaintes - et d' en accélérer le dénouement – le Conseil de la concurrence devra travailler étroitement avec la CRE qui disposera d' éléments importants d' appréciation sur le comportement d' EDF. L' application du droit commun en matière d' analyse des pratiques anticoncurrentielles a cependant comme condition que la «gouvernance» d' EDF conduise à un comportement normal d' entreprise qui ne cherche pas – ou ne puisse pas – prendre des marchés indépendamment des marges dégagées sur ceux-ci. A cet égard, l' exigence de rémunération du capital imposée par l' actionnaire d' EDF jouera un rôle crucial. Dans le cas de télécommunications,

² On peut toutefois considérer que la discrimination de prix n'est pas une pratique de subventions croisées, auquel cas la tarification de Ramsey-Boiteux correspondrait à l'absence de subventions croisées et ne pas pratiquer une telle tarification conduit à des subventions croisées.

l'ouverture partielle du capital de l'opérateur historique avait sans aucun doute contribué à assurer cette condition.

3.3. L'instauration d'un plafond de prix pluriannuel fondé sur les coûts marginaux de développement

Les nouvelles règles de tarification de l'électricité aux captifs devront s'inscrire dans un cadre transitoire, celui de l'accession de plus en plus large des consommateurs à l'éligibilité. Dans ce cadre, les tarifs de transport (et de distribution) de l'électricité seront réglementés et s'appliqueront pareillement aux deux classes de consommateurs. Pour la partie production, EDF doit être libre de pratiquer le prix de son choix pour ses clients éligibles, sachant que toute plainte contre une éventuelle prédation relèvera de l'analyse du Conseil de la concurrence, et de sa jurisprudence à ce sujet. En revanche, le prix à la production facturé par EDF aux captifs doit être strictement encadré, et choisi de telle façon qu'il oriente convenablement la demande et qu'il limite ex ante le risque de subventions croisées entre catégories de clients.

Des tarifs fondés sur une analyse comptable des coûts de production d'EDF nécessiteraient d'attribuer, arbitrairement, certains coûts fixes à chaque classe de consommateurs. Ou alors, il faudrait séparer – là encore en recourant à un certain arbitraire - le parc de production d'EDF (voire EDF lui-même) en deux entités servant l'une les éligibles et l'autre les captifs. Cela ne semble ni souhaitable (perte d'économies d'échelle et d'envergure) ni conforme au projet de loi, ni même possible (attribution arbitraire des centrales, évolution de la frontière d'éligibilité).

De même il ne semble pas possible de fonder les tarifs aux captifs sur un prix de marché de l'électricité. Tout d'abord parce qu'un tel prix ne sera pas observable en France (absence de bourse de négoce de l'énergie), ensuite parce qu'il serait sans doute trop volatil pour être appliqué aux captifs, et enfin parce que ce niveau de prix serait sans doute trop bas à court terme : il ne permettrait pas de couvrir les investissements et nécessiterait de faire remonter fortement les tarifs des consommateurs captifs une fois disparues les surcapacités européennes de production.

Il apparaît donc plutôt souhaitable de retenir, pour fixer les tarifs de production destinés aux captifs, un aménagement de la méthode antérieure - qui se fonderait, pour le calcul, sur l'ensemble de la demande adressée à EDF mais dont les résultats ne seraient appliqués ensuite qu'aux seuls consommateurs captifs. La *structure* des tarifs sera ainsi fondée sur la hiérarchie des coûts marginaux de développement d'EDF, établis par la méthode antérieure (appliquée à la seule production), méthode qui devra être préalablement expertisée par un organisme indépendant. Le *niveau* des tarifs sera quant à lui fondé la première année sur les coûts comptables de production, puis ce niveau sera soumis à un «price - cap» imposant une décroissance des prix. Les contraintes de baisse de prix seront fixées dans un cadre pluriannuel, dont la durée pourrait être fixée à trois ou quatre ans par continuité avec les «contrats d'entreprise» mis en place dans le passé entre l'Etat et EDF. Les prix ainsi obtenus constitueront un plafond, EDF étant libre de tarifier en dessous (notamment pour éviter tout effet de seuil à la frontière d'éligibilité). Enfin, il faudra préciser le niveau de détail du catalogue tarifaire auquel sera appliqué le price – cap en arbitrant entre les avantages d'un price – cap assez global (s'appliquant par exemple à un panier des différents tarifs offerts aux clients captifs et qui permettrait de laisser une certaine marge de manœuvre à EDF) et ceux d'un

«price - cap» s'appliquant à un niveau de détail suffisant pour assurer aux consommateurs captifs une lisibilité à moyen terme des tarifs.

La méthode, proposée ci dessus, qui est celle le plus souvent retenue à l' étranger, assure une continuité avec les pratiques antérieures ; elle sera donc aisée à mettre en œuvre. Elle assure l' efficacité du signal économique (coût marginal de développement), permet d' inciter EDF à accroître sa productivité («price - cap»), et permet aux captifs de voir leur tarif diminuer. Elle permet de prévenir une campagne de prédation sur le marché des éligibles qui serait financée par des prix trop élevés sur le marché des captifs, puisqu' elle retient pour ces derniers un prix permettant juste l' équilibre financier à long terme de l' opérateur compte tenu d'une rémunération normale du capital.

Toutefois, le fait que ce soient les Ministres de l' énergie et de l' économie qui décident des tarifs aux captifs (la CRE ne donnant que son avis) appelle à une vigilance particulière. La confusion entre les intérêts de l' Etat en tant qu' actionnaire d'EDF et ceux de l' Etat en tant que régulateur du marché risque de jeter la suspicion sur le bien fondé des décisions prises pour fixer la grille tarifaire d'EDF. La CRE devrait donc jouer un rôle plus important en matière de régulation tarifaire d'EDF - Production. Plus généralement, la «gouvernance» d'EDF, si elle ne se rapprochait pas de celle des autres acteurs du marché, risquerait d' entraîner de graves dysfonctionnements du marché de l' électricité (par exemple si EDF pouvait s' écarter durablement d' une situation d' équilibre financier pour pratiquer des prix bas et évincer du marché ses concurrents). Enfin, pour être efficace, la régulation du secteur électrique français doit s' effectuer avec une parfaite coopération entre les différents régulateurs (CRE, Conseil de la concurrence, Etat), ce qui nécessite d' éliminer les inutiles conflits d' intérêt entre ceux ci.

La fixation des tarifs de l' électricité pour les captifs telle qu' elle a été décrite précédemment ne suffira donc pas à assurer à elle seule une concurrence efficace. Il semble indispensable de clarifier les rôles joués par les différents intervenants du marché de l' électricité en France, et notamment les différents intervenants publics, pour éviter les suspicions a priori pouvant entacher les décisions prises.

INTRODUCTION

LES QUESTIONS POSEES

Le projet de « Loi de Modernisation et de Développement du Service Public de l' Electricité » (LMDSPE) s'articule autour de trois principes : une politique énergétique et des missions de service public définies par les pouvoirs publics ; le maintien du caractère intégré des activités d'EDF ; enfin, la mise en place d'une régulation permettant de garantir aux tiers l'accès et l'utilisation du réseau électrique. Dans la future organisation électrique, les clients éligibles pourront en effet s'adresser au producteur de leur choix pour la fourniture de leur électricité ; les prix pratiqués par les producteurs seront libres. Les autres clients, dits non éligibles, resteront fournis par EDF ou les distributeurs non nationalisés, avec des prix réglementés. Dans tous les cas l'électricité sera acheminée à travers les réseaux de transport et de distribution appartenant à EDF ou à des distributeurs non nationalisés.

Dans la perspective de la préparation des décrets d'application de la future loi électrique, la lettre de mission du groupe d'experts lui demandait d'examiner les deux questions suivantes, les charges d'intérêt général prévues par le projet de loi faisant par ailleurs l'objet d'une réflexion parallèle à celles que mène ce groupe de travail :

- les modalités de la tarification de l'utilisation et du développement des réseaux de transport et de distribution de l'électricité dans le cadre général de la réglementation de l'accès aux réseaux électriques et de leur utilisation ;
- les principes économiques applicables à la tarification de la fourniture d'électricité aux consommateurs non éligibles.

Compte tenu de l'urgence liée à l'évolution de la réglementation relative aux conditions d'utilisation des réseaux qui devra être rapidement adaptée, il a été demandé au groupe d'examiner prioritairement la première question. Elle a donc fait l'objet d'un rapport d'étape, publié en août 1999, qui présentait les conclusions préliminaires du groupe concernant l'organisation et la tarification de l'accès aux réseaux de transport et de distribution. Le rapport définitif reprend et complète ce rapport d'étape sur la question de l'accès au réseau de transport de l'électricité, et il présente en outre les conclusions du groupe d'expertise sur la question de la tarification de la fourniture d'électricité aux usagers captifs.

Outre les contributions de ses membres, le groupe d'expertise a bénéficié des travaux d'experts nationaux et étrangers, d'opérateurs, et de clients, qu'il a pu auditionner. S'agissant des expériences étrangères, elles sont apparues irremplaçables, moins en tant que modèles à transposer mais parce qu'elles sont riches d'enseignements et que l'intégration souhaitable du marché électrique européen – aussi bien pour la compétitivité de notre économie que pour permettre à EDF d'exploiter pleinement son potentiel - rend nécessaire une rapide harmonisation des réglementations nationales.

L'ACCES AUX RESEAUX ELECTRIQUES ET LA REGULATION DES TARIFS DE L'ELECTRICITE

L'application de la directive européenne sur le marché intérieur de l'électricité doit conduire aux gains économiques en terme de meilleure adéquation de l'offre à la demande, de diversification de la gamme des services offerts, de baisse des prix, et de renforcement de l'efficacité des opérateurs.

Sur le territoire français, ces effets résulteront notamment de la diversification des moyens de production, avec un recours accru au gaz et à la cogénération, ainsi que - éventuellement - aux énergies renouvelables. Cependant, compte tenu de l'excès d'offre durable qui caractérise le parc électrique français, c'est moins par l'installation de nouveaux producteurs sur le territoire national que par la «contestabilité» du marché (c'est-à-dire par la menace d'entrée) et par la concurrence de producteurs installés à l'étranger que le processus vertueux sur les prix et la qualité devrait s'enclencher.

Au niveau européen, l'émergence pour les consommateurs éligibles de marchés de l'électricité dépassant la dimension traditionnelle des territoires nationaux constituera quant à elle un facteur de compétitivité pour les industries de l'Union. L'opérateur historique français pourrait, dans ce nouveau cadre, pérenniser son potentiel exportateur actuel. Mais EDF se trouvera en concurrence avec d'autres opérateurs, ayant eux aussi une taille critique et une capacité d'offre disponible substantielle. Les surcapacités actuelles du parc européen de production devraient de plus conduire à une concurrence forte à court terme, avec d'importantes baisses de prix qui conduiront les installations les moins performantes à fermer (ce qui devrait mener à une résorption naturelle des surcapacités à moyen terme).

L'autonomie dont disposent les consommateurs éligibles (ceux qui peuvent choisir librement leur fournisseur) constitue la première condition pour enclencher une dynamique concurrentielle dans le secteur de l'électricité. La libéralisation n'est cependant pas une condition suffisante pour instaurer une concurrence efficace ni pour obtenir les bénéfices que l'on peut attendre de l'ouverture du marché. En effet, dans les secteurs de réseau qui ont été longtemps gérés dans un cadre monopolistique (et où l'opérateur historique conserve une forte position dominante) le développement de la concurrence peut ne pas être spontané. Il requiert une régulation sectorielle, dont Jenny (1999) souligne que son rôle se distingue de celui des autorités de la concurrence sur cinq points :

- La régulation sectorielle ne doit pas préserver la concurrence, mais l'instaurer, c'est-à-dire créer les conditions structurelles propres à l'émergence d'une concurrence.
- Son intervention n'est pas correctrice *a posteriori*, mais consiste à déterminer, *a priori*, le cadre dans lequel la concurrence pourra s'exercer.
- Pour cela, elle doit en particulier garantir aux nouveaux entrants un droit d'accès aux facilités essentielles contrôlées par l'opérateur historique, dans des conditions leur permettant d'exercer leur concurrence sur les segments de marché libéralisés.

- Elle doit aussi s'assurer que l'opérateur historique qui exerce des missions de service public (missions dont la définition résulte de décisions politiques) n'utilise pas les moyens consacrés en principe à ces missions pour altérer la compétition sur le secteur concurrentiel.
- Enfin, cette régulation doit non seulement traiter de sujets techniques et économiques, mais aussi tenir compte de contraintes extérieures (missions d'intérêt général, etc.).

Le projet de LMDSPE attache beaucoup d'importance à ces deux dernières dimensions, en affirmant le principe d'une politique énergétique et de missions de service public définies par les pouvoirs publics. Les missions correspondantes feront en général l'objet d'instruments spécifiques, notamment pour leur financement, ce qui permet de déconnecter largement les deux questions des missions d'intérêt général, d'une part, et de la régulation économique conduisant à un fonctionnement efficace du marché de l'électricité d'autre part. C'est exclusivement ce second aspect de la régulation que la lettre de mission du groupe d'expertise lui demandait d'examiner, la question des missions de service public étant approfondie par ailleurs.

Comme ce rapport a notamment vocation à éclairer la préparation du travail réglementaire nécessaire à la mise en place de la LMDSPE, le groupe d'expertise a considéré comme une donnée l'architecture générale à venir du secteur électrique français qui est décrite dans le projet de loi en cours de discussion au Parlement. Les principes d'organisation généraux du marché que le projet de loi retient ont donc été supposés acquis, l'attention se focalisant exclusivement sur leur mise en œuvre. De même, les missions d'intérêt général n'ont été abordées qu'incidemment, lorsqu'il y avait potentiellement interaction entre celles-ci et la régulation économique, pour constater qu'il fallait alors, autant que possible, différencier les instruments d'intervention et de financement pour éviter ces interactions.

S'agissant de la régulation économique, Helm (1999) énonce trois principes pour le développement de marchés concurrentiels dans ce type d'industrie :

- la reconnaissance du besoin d'une régulation «pro-active» ;
- l'importance des séparations («unbundling») entre les activités en monopole et les activités en concurrence ;
- le choix enfin d'un niveau de régulation adapté.

Les deux questions posées par la lettre de mission (tarification de l'accès aux réseaux de transport et de distribution, et tarification de la fourniture d'électricité aux consommateurs captifs) apparaissent bien comme des éléments - clefs vis-à-vis des deux premiers principes. La description proposée par Cave de l'expérience britannique montre cependant qu'il importe d'avoir une vue d'ensemble de la régulation du secteur électrique, précisant l'articulation entre les différents instruments utilisés, aussi bien réglementaires que techniques et économiques. Il est donc apparu utile de replacer les deux questions à étudier dans un cadre plus général.

Par ailleurs, s'il n'entrait pas dans la mission du groupe de réfléchir sur le troisième principe, sa mention préalable apparaît d'autant plus importante que les travaux ont souligné la dimension européenne du marché en cours de constitution, et les cloisonnements qui demeurent ou risquent de s'accroître en cas de manque d'harmonisation des approches des régulateurs nationaux, ou encore – par exemple – en cas de coopération insuffisante des Gestionnaires de Réseaux de Transport

(GRT). La question d' une régulation plus «européanisée» devrait donc être posée à moyen terme, et il serait même être souhaitable que des engagements soient pris rapidement à ce sujet, comme on le verra par la suite.

APPROCHE RETENUE PAR LE GROUPE

Le groupe a cherché à la fois à éviter une approche trop théorique, en se plaçant d'emblée dans le cadre du projet de loi et en précisant rapidement les contraintes qui devront être satisfaites, et à éviter l'écueil inverse, consistant à dresser une liste des questions à résoudre et à les traiter une à une sans présenter de démarche économique d'ensemble. Sa réflexion s'est concentrée sur l'organisation efficace du marché dans une perspective dynamique, étant supposé que les obligations de service public relevaient d'instruments spécifiques. L'analyse a confirmé l'opportunité de cette séparation.

De manière générale, il est apparu nécessaire de clarifier les principes économiques que devront appliquer la Commission de Régulation de l'Electricité (CRE) et le GRT français, avant de donner des solutions prêtes à l'emploi. L'examen de celles-ci nécessiterait des approfondissements techniques et comptables non négligeables, qui sortaient du champ d'un tel rapport, dont l'objectif est de fournir un cadre d'analyse identifiant la nature des arbitrages à réaliser.

Le groupe d'expertise a aussi été amené à s'intéresser aux évolutions prévisibles du marché électrique européen. Tout en exerçant sa réflexion dans le cadre français qu'établit le projet actuel de LMDSPE, le groupe d'expertise a par ailleurs estimé nécessaire de préciser les orientations et changements qui lui semblent souhaitables pour la régulation et la réglementation européennes dans l'avenir, si l'on souhaite aboutir à une organisation efficace du marché intérieur de l'électricité dans l'Union.

Ces considérations ont conduit à organiser ce rapport de la manière suivante :

La première partie du rapport propose une analyse générale du cadre dans lequel s'inscrira la régulation du secteur électrique français : contexte institutionnel, état actuel et évolutions prévisibles du marché.

La seconde partie traite la question de la tarification de l'utilisation et du développement des réseaux de transport et de distribution de l'électricité, dans le cadre général de la réglementation de l'accès aux réseaux électriques et de leur utilisation.

La troisième partie s'intéresse au problème de la tarification de la fourniture d'électricité aux consommateurs non éligibles.

Les conclusions et les recommandations du groupe d'expertise pour chacun des deux sujets précédents sont reprises en conclusion.

Les contributions dont le groupe d'experts a bénéficié, et qui ont joué un rôle déterminant pour l'élaboration du rapport, sont regroupées dans un volume indépendant.

1. LE CADRE DE REFLEXION

1.1. LE CONTEXTE INSTITUTIONNEL ET REGLEMENTAIRE

1.1.1. La directive 96/92/CE du Parlement et du Conseil du 19 décembre 1996³

La directive 96/92/CE (règles communes pour le marché intérieur de l'électricité) instaure une ouverture progressive à la concurrence du marché de l'électricité. Elle permet notamment, dans un premier temps, à certains grands consommateurs, les clients éligibles, de pouvoir choisir librement leur fournisseur d'électricité, en leur garantissant un droit d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité.

La directive établit les principes généraux qui doivent régir le marché de l'électricité au niveau communautaire en matière de production, de transport et de distribution d'électricité. Elle renvoie aux Etats membres le soin de fixer les modalités les mieux adaptées à leur situation propre pour atteindre les objectifs fixés.

Dans le respect des principes d'objectivité, de transparence et de non-discrimination, la directive permet d'imposer des obligations de service public pour assurer la sécurité d'approvisionnement, la protection du consommateur et de l'environnement. Elle permet dans des conditions qu'elle précise, de garder ou constituer des entreprises d'électricité intégrées. Elle fixe les règles générales de gestion des réseaux de transport et de distribution d'électricité qui, en tant que monopoles naturels, peuvent être gérés et contrôlés de manière centralisée afin d'en assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité dans l'intérêt des producteurs et des clients.

En France, des monopoles de production, de transport, de distribution, ainsi que d'importation et d'exportation d'électricité, ont été instaurés par la loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz. La transposition en droit français de la directive 96/92/CE s'effectuera avec l'adoption du projet de loi relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, qui a été étudié par le Parlement durant les travaux de ce groupe d'expertise.

La directive, entrée en application le 19 février 1999, impose que les producteurs et consommateurs éligibles aient accès au réseau de transport d'EDF. Dans l'attente de la transposition en droit français de la directive, EDF a donc mis en place un barème provisoire d'accès au réseau (cf. annexe).

³ Le texte de la directive se trouve en annexe 4.

1.1.2. Le projet de loi relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité⁴

Un cadre institutionnel destiné à garantir une ouverture à la concurrence transparente pour les consommateurs éligibles, par le biais d'un accès réglementé au réseau

Le projet de loi organise une ouverture progressive du marché à la concurrence qui conduira, dans un premier temps, à l'éligibilité des grands consommateurs finals d'électricité, pour lesquels le prix de l'électricité peut constituer un élément notable de compétitivité et, par conséquent, un critère important dans ses décisions en termes d'investissements et de créations d'emplois.

Le projet de loi a opté pour un accès réglementé des tiers au réseau, qui a été retenu par la majorité des Etats membres, et qui s'efforce de répondre aux critères d'objectivité, de transparence et de non-discrimination, et de garantir le bon fonctionnement du marché.

La loi définit les missions imparties aux gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, ainsi que les modalités dans lesquelles sont exécutées ces missions.

Les gestionnaires des réseaux sont chargés d'assurer les fonctions d'exploitation, d'entretien et de développement des réseaux.

Les fonctions d'exploitation, d'entretien et de développement sont placées sous le contrôle des autorités concédantes, à savoir l'Etat pour le réseau de transport et les collectivités locales pour les réseaux de distribution, afin notamment de veiller au bon accomplissement des missions de service public relatives à la desserte rationnelle du territoire et à la garantie du droit d'accès et de raccordement pour tous les opérateurs.

La mission du GRT consiste notamment à appeler en temps réel les installations des producteurs et les sources d'importation, sur la base de programmes établis la veille, afin de satisfaire à tout instant la demande des consommateurs, dans les meilleures conditions d'efficacité et de sécurité.

En ce qui concerne les réseaux publics de distribution, leur efficacité et leur sécurité dépendent en grande partie du fonctionnement du réseau de transport auquel ils sont reliés. Les gestionnaires des réseaux de distribution doivent donc, en coordination avec le GRT, partager certaines de ses responsabilités, et notamment celles qui concernent le maintien de l'équilibre des flux d'électricité sur les réseaux de distribution, l'appel des installations de production reliées à ces réseaux et le comptage des flux d'électricité.

Enfin, il est prévu que les tarifs d'accès aux réseaux public de transport et de distribution soient fixés à un niveau non discriminatoire et garantissent une juste rémunération du service rendu, en tenant compte des besoins de renforcement et de développement des réseaux.

L'indépendance du gestionnaire du réseau de transport d'électricité dans le cadre du maintien d'EDF en tant qu'opérateur intégré

Le projet de loi désigne EDF comme gestionnaire du réseau public de transport d'électricité. Toutefois, conformément aux objectifs de transparence et de non-discrimination entre les différents acteurs du secteur de l'électricité définis par la directive, le projet de loi instaure des mécanismes

⁴ Le texte du projet de loi se trouve en annexe 5.

destinés à garantir l'absence de subventions croisées et l'indépendance du GRT au sein de l'établissement public.

- Dans la mesure où EDF dispose de droits exclusifs, une séparation comptable lui est imposée pour permettre le contrôle et la prohibition de subventions croisées à partir des activités électriques qui resteront sous monopole vers les activités qui seront ouvertes à la concurrence.

- Une ouverture loyale du secteur de l'électricité à la concurrence ne peut se faire que si le droit d'accès non discriminatoire au réseau de transport d'électricité est garanti. En ce sens, le maintien de la fonction de transport au sein d'EDF rend indispensables des dispositions destinées à garantir l'indépendance de gestion du GRT. Par les modalités de nomination du directeur du GRT et la création d'un budget propre à ce service, ainsi que par la mise en œuvre de dispositions destinées à garantir la confidentialité des informations commercialement sensibles détenues par le GRT, le projet de loi vise à garantir cette indépendance au sein de l'établissement public intégré.

Le rôle de la Commission de Régulation de l'Electricité

Le projet de loi instaure une autorité de régulation indépendante, la Commission de Régulation de l'Electricité (CRE) qui devra veiller à l'accès équitable et transparent des utilisateurs aux réseaux publics d'électricité dans un souci de transparence, d'indépendance et d'efficacité.

La loi confie à la Commission de Régulation de l'Electricité (CRE), autorité administrative indépendante, la mission de garantir l'accès équitable et transparent des utilisateurs aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

La CRE aura une compétence exclusive pour le règlement des litiges qui concernent l'accès et l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution et de sanction en cas de manquement aux règles en la matière. Elle sera dotée de pouvoirs d'investigation, de règlement et de sanctions.

Enfin la CRE aura un pouvoir de proposition, notamment pour la fixation des tarifs d'accès aux réseaux, et un rôle de conseil à travers les multiples avis qu'elle sera amenée à formuler. Ses compétences réglementaires l'amèneront à préciser la réglementation générale édictée par le Gouvernement en ce qui concerne l'accès et l'utilisation des réseaux.

La CRE sera consultée sur les projets de textes réglementaires afin de mieux élaborer la réglementation répondant aux problèmes rencontrés et aux attentes des acteurs du secteur de l'électricité. La CRE pourra être associée aux négociations internationales dans le domaine de l'électricité.

La CRE proposera au gouvernement :

- les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution ;
- le montant des charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité, et le montant des contributions nettes qui s'y rapportent ;
- le montant des charges de «coûts échoués» et le montant des contributions nettes qui s'y rapportent.

La CRE pourra également proposer au gouvernement des mesures conservatoires nécessaires pour assurer la sécurité des réseaux.

La CRE donnera un avis sur :

- les tarifs de vente de l'électricité aux clients non éligibles, les plafonds de prix de vente de l'électricité aux clients éligibles dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, les tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés et les tarifs de secours ;
- l'arrêté ministériel fixant les conditions d'achat de l'énergie produite dans le cadre de l'obligation d'achat ;
- le cahier des charges de concession du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité ;
- la nomination et la cessation anticipée des fonctions du directeur du GRT ;
- le schéma de développement du réseau public de transport ;
- les refus d'autorisation de construction d'une ligne directe.

La CRE sera consultée sur les projets de règlement relatifs à l'accès aux réseaux de transport et de distribution et à leur utilisation.

La CRE mettra en œuvre les appels d'offres dans les conditions décidées par le Ministre chargé de l'énergie.

La CRE approuvera les principes déterminant les relations financières entre les différentes activités faisant l'objet d'une séparation comptable ainsi que les périmètres des comptes séparés.

La CRE précisera et adoptera les règlements concernant :

- les missions des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité en matière d'exploitation et de développement des réseaux ;
- les conditions de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ;
- les conditions d'accès aux réseaux et de leur utilisation ;
- la mise en œuvre et l'ajustement des programmes d'appel, d'approvisionnement et de consommation, et la compensation financière des écarts ;
- la conclusion de contrats d'achat d'énergie par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution ;
- la détermination des principes déterminant les relations financières entre les activités faisant l'objet d'une séparation comptable.

La CRE aura enfin la responsabilité du règlement des litiges afférent à l'accès au réseau. Elle pourra adopter des décisions, éventuellement conservatoires, qui s'imposeront aux parties après que celles-ci auront pu faire valoir leurs arguments dans le cadre d'une procédure contradictoire. La CRE disposera de pouvoirs de sanction.

Les sanctions que peut prononcer la CRE sont, d'une part, des sanctions pécuniaires dont le maximum est fixé par le projet de loi et d'autre part, une interdiction temporaire d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité.

Ainsi, la CRE aura un rôle essentiel au sein du système électrique, non seulement en terme d'accès au réseau (tarification, règles d'accès, régulation du GRT, règlement des litiges), mais également en termes de séparation comptable, gestion des appels d'offres et évaluation de charges diverses.

Selon le projet de loi, la CRE n'aura toutefois pas toujours l'initiative de proposer des décisions notamment sur le schéma de développement du réseau public de transport ou les refus d' autorisation de construction d' une ligne directe. Toutefois, le projet de loi amendé par Sénat propose l'approbation du schéma d'investissement par la CRE (article 14).

1.1.3. La transposition de la directive à l' étranger

Le tableau suivant récapitule les choix effectués par les différents pays de l'Union européenne pour transposer la directive. On peut y lire une certaine diversité des choix opérés par les différents pays, mais aussi une certaine convergence vers un modèle d'ailleurs assez proche de l'organisation prévue par le projet de loi français. Ainsi l'accès des tiers au réseau (ATR) est la règle (en Italie, ce système est adapté à la règle de l' acheteur unique) et il est dans la grande majorité des cas réglementé plutôt que négocié. Le choix d'une régulation indépendante s'est imposé partout sauf aux Pays Bas et en Allemagne où ces fonctions sont dévolues aux autorités chargées d'appliquer le droit de la concurrence (équivalents du Conseil de la concurrence). Seuls quatre pays sur les quinze (Est du Danemark, France, Allemagne, Luxembourg) ont choisi de conserver une intégration juridique du transporteur avec l'opérateur historique. Si l' on élargit l' analyse au-delà du contexte européen on peut observer aussi qu' aux Etats-Unis, tous les GRT sont indépendants (ISO : Independant System Operator) suivant les recommandations de la FERC.

Tableau 1
Situation des Etats membres de l'Union européenne

PAYS	SITUATION	OUVERTURE	ACCES AU RESEAU	MARCHE	REGULATION	SEPARATION JURIDIQUE DU TRANSPORT
Autriche	Transposition 7.7.98	27%	ATR réglementé		Régulation par Etat fédéral	Oui
Belgique	Transposition 22.4.99	33%	ATR réglementé		Régulateur indépendant	Oui
Danemark	Transposition 19.2.99	90%	ATR réglementé		Régulateur indépendant	Ouest Oui Est Non
Finlande	Transposition non nécessaire	100%	ATR réglementé	Pool	Régulateur indépendant	Oui
France	En cours	26%	ATR réglementé		Régulateur indépendant	Non
Allemagne	Transposition 29.4.98	100%	ATR négocié		Conseil de la Concurrence	Non
Grèce	Projet juillet 98 Délai de 2 ans	23%	ATR négocié		Régulateur indépendant	Oui
Irlande	Délai 1 an	28%	ATR réglementé		Régulateur indépendant	Oui
Italie	Transposition 16.3.99	30%	ATR réglementé	Acheteur unique	Régulateur indépendant	Oui
Luxembourg	Transposition 19.2.99	40%	ATR réglementé		Régulateur indépendant	Non
Portugal	Transposition 15.9.98	27% (+8% distr.)	ATR réglementé		Régulateur indépendant	Oui
Espagne	Transposition 28.11.97	33%	ATR réglementé	Pool	Régulateur indépendant	Oui
Suède	Transposition non nécessaire	100%	ATR réglementé	Pool	Régulateur indépendant	Oui
Pays-Bas	Electricity act 30.6.98	33%	ATR réglementé	Pool	Conseil de la Concurrence	Oui
Royaume- Uni	Transposition non nécessaire	100%	ATR réglementé	Pool	Régulateur indépendant	Oui

1.2. LES EFFETS ATTENDUS DE L'OUVERTURE A LA CONCURRENCE DU SECTEUR ELECTRIQUE

1.2.1. Les effets attendus en France sur l' offre

Dans un système européen où les marchés nationaux demeuraient protégés, la France avait mis en œuvre une stratégie de long terme de développement de l' offre d' électricité. Nous disposons ainsi aujourd' hui d' un parc de production relativement compétitif et nous garantissant une certaine indépendance énergétique.

La directive européenne 96/92/CE favorise l'arrivée de nouveaux entrants sur le marché et renforce la concurrence dans tous les pays membres à compter du 19 février 1999. Elle prévoit deux modes d'ouverture du secteur de la production d'électricité : le régime d'autorisation et la procédure d'appel d'offres.

Sous le régime d'autorisation, de nouveaux moyens de production peuvent apparaître s'ils satisfont des critères relatifs notamment à la sûreté et la sécurité du réseau, à la protection de l'environnement, à l'efficacité énergétique, à la nature des énergies primaires utilisées, aux compétences techniques, financières et économiques des opérateurs, et aux obligations de service public.

Sous le régime d'appel d'offres, les pouvoirs publics peuvent planifier de nouveaux investissements selon des procédures d'appel d'offres qui doivent être objectives, transparentes et non discriminatoires. Cela permettra à la France de continuer à orienter le développement de l' offre d' électricité et de laisser toutes les options ouvertes. Tout nouveau producteur peut répondre à ces appels d'offres.

Tableau 2
Puissances et productions en France
(année 1998, source : EDF)

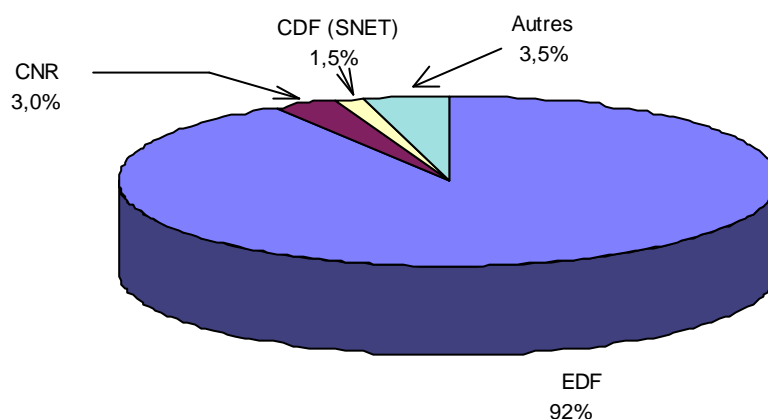
	Total	Nucléaire	Hydraulique	Thermique classique
Puissances installées (MW)	102 500	61 500	25 300	17 100
Production (TWh)	487	368	66	53

La France est elle-même caractérisée par d' importantes surcapacités de production. On remarquera que le nucléaire y joue un rôle particulier, qui s' explique par la politique industrielle mise en place après le premier choc pétrolier. Cette situation n' est pas sans influence sur l' organisation souhaitable pour le secteur électrique en France. Le développement de nouvelles capacités de production ne constitue pas un objectif *en soi*, dans la mesure où le parc français est déjà surcapacitaire. Une bonne tarification de l' accès au réseau doit rendre le marché de l' électricité «contestable» (c' est à dire offrir des conditions d' accès équitables aux nouveaux entrants potentiels), mais ceci ne signifiera pas forcément provoquer l' entrée effective de nouveaux opérateurs. Le régulateur français devra donc être suffisamment indépendant et crédible vis-à-vis de l' Etat et des opérateurs pour ne pas

avoir à donner des gages en ouvrant excessivement le marché (Cf. à ce sujet l' article de C. Henry repris dans le volume « contributions » de ce rapport).

Dans ce contexte d' excès de l' offre, l' ouverture à la concurrence pourrait conduire dans un premier temps à une forte concurrence par les prix, ceux-ci se rapprochant des coûts marginaux de court terme (essentiellement des coûts de combustible), prix qui ne permettraient pas aux producteurs d' amortir leurs centrales et qui ne seraient donc pas tenables à moyen et long terme. Cette phase de « guerre des prix » semble entamée dans plusieurs pays européens.

Figure 1
La production d' électricité en France en 1998 (487 TWh)



Source : rapports d' activité des sociétés et bilan de l' énergie électrique (DIGEC)

La concurrence entre producteurs français pourrait cependant rester assez limitée dans un premier temps :

- l' installation en France d' importantes centrales privées semble improbable compte tenu des surcapacités actuelles du parc de production national ;
- les producteurs français déjà installés (comme la CNR ou la SNET), même s' ils disposaient de davantage d' autonomie, sont peu susceptibles de concurrencer fortement EDF - Production.

Les obligations d' achat dont bénéficient actuellement certains types de production en France (énergies renouvelables, cogénération, déchets ménagers et assimilés) ont été établies pour satisfaire des objectifs de politique énergétique et environnementale. Elles n' ont pas vocation à être utilisées pour stimuler la concurrence et le développement de productions inefficaces. Bien que les prix d' achat correspondent aux coûts de développement évités de long terme qui tiennent compte d' économies de réseau, il apparaît à cet égard indispensable - comme le prévoit le projet de loi - de séparer clairement :

- les objectifs de politiques énergétique et environnementale et leurs financements (obligations d'achat intégrées dans les missions de service public, dont le coût est supporté par un fonds ad hoc) ;
- la tarification du transport, qui doit être la même pour tous les acteurs (cf. contributions de MM. Laffont et Tirole).

C'est donc d'abord à travers les importations que pourra se développer la «contestabilité» du marché français et la concurrence à court terme. A cet égard la tarification des transports internationaux d'électricité jouera un rôle décisif. Des tarifs trop élevés appliqués pour les importations et les exportations, s'ils peuvent se justifier à court terme par les limites existantes sur les capacités physiques des infrastructures de transport, risquent de ralentir significativement l'évolution du marché de l'électricité, et ce d'autant plus si une limitation réglementaire du négoce en France vient handicaper les nouveaux entrants qui, pour compléter leur offre, devront faire appel à des fournisseurs étrangers.

En dépit de ces contraintes on ne peut pas exclure des mouvements de prix importants, fondés sur les coûts marginaux de court terme, pendant les premiers mois.

Cette phase de forte concurrence par les prix ne devrait pas durer longtemps. Les opérateurs seront amenés à déclasser les centrales les moins performantes et seront attentifs à ne pas construire de nouveaux outils de production non performants. La baisse des prix et l'amélioration de la qualité de l'offre stimuleront également la demande, ce qui permettra de trouver un nouvel équilibre.

Il est donc raisonnable de penser qu'une fois les surcapacités disparues, les prix s'orienteront vers les coûts marginaux de long terme et permettront aux opérateurs de retrouver leur équilibre financier. Mais, il est aussi probable que la concentration des producteurs sur le marché européen aura été accrue.

Tableau 3

L'ordre de grandeur des coûts de production (en cF/kWh)

Modes de production	Coût marginal de court terme	Coût moyen
Nucléaire	8	17 à 23
Gaz	11	18 à 27

Source : Digec (fourchette de coûts résultant de différentes hypothèses sur le taux d'actualisation, la date de mise en service, le prix des combustibles, etc.)

Le prix de vente d'EDF aux grands clients éligibles est actuellement d'environ 21 cF/kWh. Si un marché concurrentiel assaini se met rapidement en place, les prix pourraient converger vers des coûts de production de l'ordre de 17-18cF/kWh environ, soit une baisse de 20% des tarifs. En pratique, on constate d'ores et déjà des prix plus bas, de l'ordre de 15cF/kWh. Comme expliqué précédemment, des niveaux de prix si bas ne semblent pas soutenables à long terme.

Au total, l'arrivée de nouveaux producteurs et l'élargissement de la concurrence devraient avoir les effets suivants :

- une baisse des prix de marché et une amélioration de la qualité sous la pression de la concurrence ;
- des échanges intraeuropéens plus nombreux et une meilleure intégration du marché de l'électricité ;
- un déclassement des moyens de production peu compétitifs ;
- une diversification de l'offre qui pourrait passer par des offres multi-énergies ou par des offres de services liés à l'offre d'énergie ;
- une meilleure intégration avec le marché des autres énergies, en particulier du gaz (pour lequel la directive 98/30/CE a été adoptée le 22 juin 1998).

1.2.2. Les effets attendus en France pour les consommateurs d'électricité

Tableau 4
Statistiques de consommation 1998

Seuil	Consommation en GWh	Dont auto-consommation ⁽¹⁾ en GWh	Nombre de sites	Part de la consommation française 1998
100 Gwh	87 263	10 929	196	22,2%
40 Gwh	102 574	11 763	449	26,18%
20 Gwh	115 375	11 882	917	29,3%
9 Gwh	132 549	11 890	2 213	33,7%

(1) Les volumes d'autoconsommation sont difficiles à estimer finement, tout particulièrement pour les clients raccordés en moyenne ou basse tension et encore plus spécifiquement pour les clients des distributeurs non nationalisés. Il n'est donc pas exclu que quelques sites supplémentaires doivent être rajoutés à ce décompte, en particulier pour les seuils de 20 et 9 GWh.

Du côté de la demande, les consommateurs éligibles – qui sont en général des industries pour lesquelles la consommation d'électricité constitue une part importante des coûts de production - devraient bénéficier de la baisse du prix de l'électricité et ainsi alléger leur facture énergétique. Ceci implique pour ces entreprises une baisse significative des coûts, puisque dans certains secteurs l'énergie représente jusqu'à 60% des coûts de production. Il en résultera une amélioration de la compétitivité de ces industries, car les éligibles sont pour la grande majorité des industriels soumis à la concurrence internationale, y compris celle de pays extérieurs à l'Union européenne. On peut donc s'attendre à une hausse de la demande extérieure adressée aux éligibles. A cet effet devrait s'ajouter l'effet positif qu'aura un bas prix de l'électricité sur les décisions de localisation des entreprises. Les clients éligibles disposant de différents sites de production en Europe ont généralement une taille suffisante pour être déjà pleinement impliqués dans l'évolution du marché européen. Ils concentreront donc progressivement leurs activités dans les zones où l'énergie est la moins coûteuse.

«Les principaux secteurs industriels consommateurs d'électricité»

- Sidérurgie
- Industrie du papier carton
- Production de métaux non ferreux
- Industries chimiques (organique et minérale)
- Fonderie, travail des métaux
- Matériel de transport terrestre
- Construction électrique et électronique
- Transformation des matières plastiques
- Plastiques, caoutchouc synthétique et autre élastomères
- Construction mécanique
- Transformation de l'acier
- Industrie du verre

Source : Digec 1999

Les clients éligibles bénéficieront de prix plus bas mais aussi d'offres modifiées en termes de services, grâce aux possibilités d'offres globales. La fourniture du simple kWh électrique sera sans doute être incorporée à une offre globale de prestations techniques ou commerciales accompagnant la fourniture d'électricité. Un client pourra par exemple passer un contrat de fourniture d'électricité qui comprendra la gestion de ses installations électriques.

La baisse des coûts de production pour les éligibles se traduira par une baisse de leurs propres prix et une augmentation de leur activité dans l'ensemble de l'Union européenne et, plus particulièrement, dans les pays où la baisse des prix de l'électricité aura été la plus forte. Les effets bénéfiques d'une industrie électrique plus compétitive se diffuseront donc dans l'ensemble de l'économie.

En ce qui concerne les effets sur l'emploi, dans le secteur électrique, l'augmentation de la demande devrait s'accompagner de gains de productivité, et la résultante de ces deux effets est ambiguë. En revanche, l'augmentation de l'activité dans les autres secteurs, notamment ceux où opèrent les éligibles, aura un effet certainement positif sur l'emploi. Au total la diffusion des gains de compétitivité (baisse des coûts de production) devrait garantir que l'ouverture à la concurrence électrique aura un effet global positif sur l'emploi dans l'ensemble de l'économie.

La baisse des coûts de la production d'électricité profitera aussi aux consommateurs non éligibles dont les tarifs devront refléter l'évolution des coûts. Les principes de tarification qui permettront d'obtenir ce résultat seront examinés par le groupe de travail dans un second temps. Les ménages verront donc leur pouvoir d'achat augmenter, ce qui sera aussi favorable à la croissance de l'activité et de l'emploi.

1.3. L'ARCHITECTURE DE LA REGULATION

Le secteur de l'électricité n'est pas le premier grand secteur de réseau qui s'ouvre à la concurrence. Le fait que l'opérateur historique y conserve une forte position dominante et qu'il y exerce des missions de service public n'est pas unique non plus, ni la perspective de déléguer dans un tel contexte à une autorité indépendante des compétences de régulation économique. Le secteur des télécommunications présentait les mêmes caractéristiques. De plus les solutions retenues pour l'organisation des secteurs présentent de fortes similitudes. Dans ces conditions, la comparaison (cf. Bureau et Curien, 1999) a priori des deux dispositifs constitue un point d'entrée fructueux pour appréhender les problèmes de réglementation qui devront être réglés en aval de la LMDSPE. Une telle comparaison est en particulier utile pour faire la distinction entre, d'une part, ce qui relève de problèmes communs rencontrés lors de tout processus d'ouverture à la concurrence (pour lesquels on pourra utiliser l'expérience acquise dans d'autres secteurs) et, d'autre part, ce qui relève spécifiquement du secteur électrique, ou qui y prend une acuité particulière.

1.3.1. Les enseignements tirés de la libéralisation d' autres secteurs de réseau

La comparaison des lois organisant respectivement les marchés des télécommunications et celui de l' électricité met en évidence de nombreux points communs :

- l' intégration des activités des entreprises publiques n' est pas remise en cause.
- l' ouverture du marché procède d' un mécanisme d' accès des tiers au réseau (ATR) réglementé.
- le rôle des régulateurs sectoriels se focalise sur les conditions d' accès au réseau, et sur l' évaluation des coûts (nets) des obligations de service public remboursés à l' opérateur historique, qui demeure en général fournisseur exclusif des missions correspondantes.
- le rôle des autorités de la concurrence est affirmé, la compétence des régulateurs sectoriels pour régler les litiges entre opérateurs concernant essentiellement ceux liés à l' accès. Pour assurer la cohérence des décisions des autorités de la concurrence et des régulateurs sectoriels, la même instance d' appel est retenue (Cour d' appel de Paris).
- lorsque demeure une réglementation des prix de détail, celle-ci est du ressort du gouvernement.

Pour une part, la proximité des deux modèles d' organisation s' explique par le fait que la réglementation du secteur électrique doit résoudre le même type de problème que celui que l' on rencontre dans toutes les industries de réseau qui s' ouvrent à la concurrence : l' opérateur historique du réseau peut utiliser les conditions d' accès pour maintenir et abuser de sa position dominante sur les secteurs où devraient normalement s' exercer la concurrence. Dans la mesure où il apparaît exclu de dupliquer certains de ces réseaux, la solution la plus simple serait alors d' instituer une certaine désintégration verticale de l' opérateur historique, les gestionnaires des segments monopolistiques étant écartés des segments concurrentiels. Cette solution n' a toutefois pas été retenue en France par le projet actuel de LMDSPE, bien que ce soit l' option adoptée dans d' autres pays de l' Union européenne.

Pour autant, les schémas d'organisation qui ont été retenus dans les deux secteurs de l'électricité et des télécommunications ne découlent pas d'un modèle qui aurait été préétabli. A chaque fois, le recours à des autorités sectorielles indépendantes ne s'est imposé comme la solution adaptée que progressivement, dans le cadre de processus de libéralisation dont le calendrier et certaines modalités, étaient fixés par les directives communautaires. Chacun des deux secteurs a ainsi été traité comme un cas spécifique.

1.3.2. Une ouverture et une croissance du marché moindres dans le cas de l'électricité

Alors que la libéralisation des télécommunications avait pris place au moment où un consensus émergeait sur les conditions d'organisation de ce secteur, notamment sur l'idée que l'ensemble de ces composantes, de la boucle locale à la longue distance, devraient être ouvertes à la concurrence, l'ampleur de l'ouverture souhaitable pour le secteur électrique, et ses modalités sont demeurées controversées. En France, l'ouverture sera vraisemblablement limitée à moyen terme, puisque seuls les plus gros consommateurs seront éligibles, les seuils retenus visant à satisfaire à minima les contraintes de la directive. Le ralliement à la solution de l'ATR réglementé a par ailleurs été tardif et probablement déterminé par défaut, une fois constaté le fait que le recours à l'option alternative (consistant à organiser une bourse d'échanges centralisée) aurait nécessité de désintégrer verticalement EDF, et de reconstituer à part une compétence de Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT).

Contrairement au cas des télécommunications où l'on envisage une «symétrisation» progressive du marché, les différents opérateurs investissant dans les infrastructures si bien que l'interconnexion tendra à devenir réciproque, on conserve dans le secteur de l'électricité une organisation plus traditionnelle où seule la production est ouverte à la concurrence. Dès lors que les réseaux de transport et de distribution demeurent de purs monopoles publics, la solution consistant à désintégrer l'opérateur historique était donc possible. Avoir écarté cette solution joue un rôle déterminant pour l'organisation du secteur en France et pour l'analyse qui a été conduite par le groupe d'expertise, non seulement à cause des problèmes d'accès, mais aussi à cause de la régulation des tarifs aux non éligibles. Par exemple, l'absence de marché organisé de l'électricité en France («pool») ne permettra pas de faire apparaître un prix de marché du kWh, prix de marché qui aurait autrement pu être utilisé pour évaluer les coûts de production et fonder le tarif aux clients captifs.

La question du maintien de l'intégration technique d'EDF, et notamment de celle entre production et transport, est cependant complexe, indépendamment même de ses enjeux manifestement non économiques. En revanche, le choix de l'ATR réglementé apparaît justifié économiquement. En effet, on observe que les marchés de gros, lorsqu'ils existent («pool» anglais, Nordpool scandinave), fonctionnent en fait du jour pour le lendemain, l'équilibre des prix y étant réalisé sur des anticipations de la situation qui s'établira le jour suivant. L'équilibre en temps réel des flux demeure réalisé en revanche dans le cadre d'une gestion «technique» du «dispatching». La proposition originelle d'acheteur unique faite par la France au moment où s'élaborait la directive visait à faciliter l'optimisation globale de l'utilisation des équipements disponibles, en mettant en concurrence les producteurs, puis en gérant ensuite de manière centralisée, l'équilibre en temps réel du système. Le système britannique du «pool» s'apparente à ce modèle, les producteurs vendant obligatoirement au «pool», puis se trouvant soumis à l'autorité du gestionnaire du réseau, une fois leurs prix et coûts annoncés. Cette organisation n'a pas cependant démontré de manière éclatante sa supériorité, d'une

part parce que l' optimisation économique demeure réalisée sur un marché virtuel simulé ; d'autre part parce qu' un tel marché reste manifestement soumis à des comportements monopolistiques (certains producteurs disposant de très importantes positions dominantes). Dans ces conditions, il n' est pas évident que l' on minimise ainsi les coûts mieux que dans le schéma d' accès au réseau (correctement organisé et régulé), où le jeu de la concurrence entre producteurs pourrait être finalement plus effectif.

La pondération de ces arguments économiques en faveur de l' ATR réglementé ou du «pool» risque cependant d' évoluer, et il importe que la réglementation qui sera mise en place ne soit pas trop en retard par rapport à ces évolutions. En effet, le développement rapide d' instruments recourant à l' informatique et aux télécommunications pour gérer le réseau relativise sans doute à terme l' ampleur des synergies verticales au sein d' EDF qui pourraient être mises en avant aujourd' hui pour conserver son intégration. Il semble par ailleurs que les schémas d' organisation qui se dessinent à l' étranger tendent à combiner l' ATR et les marchés de gros. Ceux-ci apparaissent essentiels non seulement pour servir de support aux marchés «financiers» qui en sont ensuite dérivés et permettent aux acteurs de se couvrir contre les différents aléas sur l' offre et la demande inhérents au fonctionnement des marchés de l' électricité, mais aussi pour établir un équilibre instantané efficace dans lequel les prix de l' électricité sont différenciés à chaque nœud du réseau.

1.3.3. Le partage des tâches de régulation entre différentes entités appelées à coopérer

La loi électrique sépare clairement les compétences de régulation :

- le rôle du Gouvernement, qui est en charge de la définition des missions de service public de l' électricité, de la politique énergétique et du cadre réglementaire général, conformément aux principes du service public en France, tels qu' ils ont été rappelés notamment par le rapport Denoix de Saint-Marc⁵ ;
- et celui de l' autorité de régulation (CRE), à qui il incombera de s' assurer du bon fonctionnement concurrentiel du marché, et de réguler l' accès aux réseaux publics de transport et de distribution dans un contexte où l' opérateur principal demeure intégré.

Suivant la LMDSPE, le rôle principal de la CRE sera de déterminer les tarifs d' accès aux réseaux de transport et de distribution d' électricité, ainsi que le montant des charges imputables aux missions de service public. De manière plus précise, celle-ci fera des propositions que le gouvernement pourra accepter ou rejeter, sans possibilité de les amender. La CRE sera par ailleurs consultée sur les tarifs de détail fixés par le Gouvernement pour les consommateurs captifs, sur les cahiers des charges de concession des réseaux, sur les projets de règlements concernant ceux ci (dont elle peut préciser ensuite l' application), et sur le schéma de développement des réseaux. Elle mettra en œuvre les appels d' offres visant à assurer le développement de capacités de production conformes aux objectifs de la politique énergétique. Elle s' assurera que les comptes, notamment ceux d' EDF, satisfont les principes de séparation comptable. Elle disposera enfin, des pouvoirs permettant de régler les litiges liés à l' accès aux réseaux.

⁵ Denoix de Saint-Marc, Rapport au Premier Ministre sur le Service public, 1996 (La documentation française, collection des rapports officiels).

Si l'on compare ces dispositions avec celles retenues pour le secteur des télécommunications, les compétences de l'ART et celles de la CRE apparaissent assez proches. Certains écarts traduisent les spécificités des deux marchés : compte tenu de la structure verticale du marché de l'électricité (monopole du GRT), il apparaît naturel - par exemple - de concevoir la tarification de l'utilisation des réseaux d'électricité comme un tarif public réglementé, alors que dans le contexte des télécommunications où l'on envisageait des interconnexions réciproques, l'ART contrôle les catalogues d'interconnexion d'un ensemble d'opérateurs qui peut ne pas se réduire à l'opérateur historique. Une comparaison plus approfondie des compétences dévolues aux deux autorités conduit cependant à observer que celles de la CRE sont plus strictement délimitées, au bénéfice des autorités de la concurrence (pour ce qui concerne les litiges autres que ceux liés à l'accès), et surtout au bénéfice du gouvernement, dont non seulement la compétence en matière d'élaboration du cadre réglementaire général mais également la compétence tarifaire se trouvent confortées (fixation des tarifs aux captifs, etc.).

La LMDSPE établit ainsi une affectation stricte des compétences entre les différentes parties prenantes de la régulation : les autorités de la concurrence traitent des pratiques anticoncurrentielles sur le marché de la production ; la CRE s'occupe des questions d'accès aux réseaux électriques ; le gouvernement conserve ses prérogatives en matière de régulation tarifaire.

Cette organisation a cependant des contreparties en termes de coûts d'information et de coordination. L'efficacité de la régulation dépendra en effet de la capacité des autorités concernées à obtenir l'accès aux informations qui leur sont nécessaires. La CRE (qui est directement impliquée dans l'équilibrage du marché) devrait disposer de davantage de facilités que les autres instances, y compris sur des sujets qui les intéressent également (comme l'évaluation des gains de productivité pour fixer les évolutions tarifaires par exemple). Enfin, on verra à propos de la tarification aux captifs que la question des distorsions de concurrence concerne l'ensemble des autorités de régulation.

Dans ces conditions, la régulation du marché de l'électricité ne pourra être efficace que si ses différentes composantes arrivent à trouver des modes de travail coopératifs ; et que si la CRE qui se trouve au cœur du dispositif joue pleinement son rôle, non seulement en matière d'accès, mais aussi de dissociation comptable et d'investigation, pour faciliter la détection des pratiques anticoncurrentielles et leur examen.

1.4. LES SPECIFICITES DU SECTEUR ELECTRIQUE ET DU CAS FRANÇAIS

Si l'organisation générale retenue comme modèle d'organisation du marché pour le secteur électrique est suffisamment proche de celle actuellement en place dans le secteur des télécommunications pour en utiliser le retour d'expérience, sa mise en œuvre dans le secteur électrique rencontre des problèmes spécifiques, tenant à la fois aux caractéristiques intrinsèques du secteur électrique, et à celles plus particulières du secteur électrique français dans sa situation actuelle.

1.4.1. Le poids des contraintes techniques propres au secteur électrique

L'organisation du système électrique doit en effet prendre en compte deux données techniques principales : l'électricité ne se stocke pas, ce qui impose un équilibrage instantané de l'offre et de la demande sur le réseau de transport (sans possibilité de stockage pour lisser les écarts) ; la déconnexion entre les flux physiques enregistrés sur le réseau et les contrats commerciaux qui sont passés par ailleurs. Les déséquilibres entre offre et demande ne peuvent être soldés simplement compte tenu de la vitesse de propagation de l'électricité, ce qui conduit à attacher une attention particulière dans ce cas à l'équilibre instantané du réseau, qui doit à la fois respecter des règles de sécurité, et assurer aussi l'appel en priorité des centrales dont les coûts de combustibles sont les plus faibles.

Dans le cas des télécommunications, l'analogue de ces préoccupations se trouvait dans la définition de règles d'accès au réseau non discriminatoires. Mais l'organisation du fonctionnement à court terme des réseaux était abordée comme un problème essentiellement technico-juridique, sans interaction forte avec la régulation tarifaire de l'interconnexion, qui se focalisait essentiellement sur le long terme. Dans le contexte de marchés en croissance rapide, le point essentiel apparaissait en effet de bien refléter dans les tarifs d'interconnexion les coûts induits de renforcement et de développement des réseaux, que l'on pouvait approcher au travers de coûts moyens incrémentaux de long terme (CMILT) ou en fonction de la distance de l'appel.

Cette préoccupation d'orientation à long terme est évidemment présente dans le cas de l'électricité. Mais elle se heurte à deux difficultés :

- l'utilisation qui est faite du réseau par un contrat particulier affecte essentiellement la proximité des points d'injection et de soutirage, sauf au moment où les déséquilibres des zones concernées deviennent plus importants. L'équivalent des CMILT est donc ici plus difficile à mesurer, car la distance du contrat ne reflète pas la fraction du réseau utilisée qui devrait être prise en compte pour calculer des CMILT.
- la croissance de la demande d'électricité est beaucoup moins forte, et les réseaux disposent souvent de réserves de capacités. Dans ces conditions, les coûts de long terme du réseau sont moins immédiatement représentatifs des coûts engendrés par son utilisation.

Par ailleurs, la régulation économique doit se préoccuper de l'efficacité à court terme de la gestion du réseau. Pour cela il faut que l'équilibre programmé en J-1 (le jour pour le lendemain) appelle en priorité les centrales les plus efficaces, et qu'il en aille de même dans la gestion des écarts. Dans les deux cas, ceci nécessite que le GRT dispose d'un certain pouvoir de «redispatching» par rapport

aux propositions des producteurs, et que les règles qu' il applique pour cela minimisent les coûts totaux du système électrique.

Dans l' ancienne organisation, l' optimisation en J-1, par exemple, est assurée par EDF qui minimise les coûts totaux de production plus ceux des pertes. Lorsque les marchés se seront développés, on pourra envisager pour différentes nouvelles solutions dans lesquelles, soit les opérateurs seront eux-mêmes chargés de compenser leurs pertes, soit le GRT assurera cette tâche en achetant des compensations sur les marchés, et en reflétant les coûts correspondants dans le cadre de tarifs de transport différenciés.

Dès la phase d' installation du marché on peut faire l' hypothèse que la concurrence poussera les opérateurs à sélectionner les centrales les plus efficaces. Toutefois, celles-ci ne seront optimales dans la dimension géographique que si EDF a intérêt, d' une manière ou d' une autre, à poursuivre cette minimisation de coût global, y compris compensation des pertes. Ceci peut résulter, soit d' une forfaitisation de la rémunération du GRT pour cette fonction de gestion des pertes - auquel cas EDF aura intérêt à rechercher le meilleur équilibre production/consommation par zone -, soit de procédures de «redispaching» sur des bases économiques par le GRT, sous le contrôle de la CRE. Compte tenu de la position dominante d' EDF, les prix de transfert avec EDF - Production doivent alors être mandatés par le régulateur.

1.4.2. Les enjeux de l' intégration d' EDF

La contrepartie au maintien de l' intégration technique, et au fait que c' est seulement par l' accès des éligibles que se concrétise l' ouverture à la concurrence, est la régulation nécessaire et forte, dans des conditions non discriminatoires, et aussi transparentes que possible, de l' accès au réseau. Il faudra aussi que la régulation des prix soit totalement séparée de l' exercice des fonctions d' actionnariat d' EDF. De plus, il importe que les conflits inévitables entre opérateurs soient résolus dans la perspective d' établir une «jurisprudence», ce qui suppose un fort degré d' indépendance du régulateur vis-à-vis des pressions multiples qui ne manquent pas de s' exercer dans tout contexte de libéralisation d' une activité de réseau.

Une telle régulation s' exerçant par délégation, dans le cadre réglementaire défini par les pouvoirs publics n' est pas un obstacle à la poursuite de missions de service public ou d' une politique énergétique, dès lors : que la réglementation en a fixé le cadre ; que celles-ci sont strictement identifiées ; compensées à hauteur de leur coût net pour l' opérateur concerné ; et financées dans des conditions neutres pour le fonctionnement de la concurrence.

En d' autres termes, il convient de distinguer nettement entre ce qui relève de la régulation du secteur, pour assurer la transition vers la concurrence, et la fourniture de missions particulières dont l' intérêt social est établi, mais que le marché ne peut offrir spontanément. Ceci n' empêche pas que la concurrence peut aussi être utilisée pour assurer ces dernières fournitures, en les mettant aux enchères (à la moindre subvention par exemple). Le point essentiel est cependant de ne pas mélanger les deux types d' intervention de la régulation, qui doivent en effet recourir à des instruments nettement spécialisés, contrairement à la période récente où l' obligation d' achat semble avoir voulu atteindre simultanément deux objectifs : favoriser la concurrence et développer certains types d' équipements dans une perspective environnementale. En tout état de cause cette approche est

aujourd' hui obsolète, le développement de la concurrence pouvant et devant s' appuyer sur l' accès au réseau dans des conditions non discriminatoires.

Les compétences reconnues au régulateur de l' électricité dans le projet de LDMSPE traduisent essentiellement la reconnaissance de ces contraintes. Celles-ci ne pourront cependant pas s' exercer «a minima», compte tenu des multiples possibilités d' abus de sa position dominante que recèle le maintien de l' intégration complète d' EDF. A ce propos, Henry (1999) considère que le maintien de l' option nucléaire n' est possible qu' en s' appuyant sur une entreprise publique, intégrée et forte. Mais il souligne qu' il découle de cette situation qu' EDF doit être régulé de manière d' autant plus rigoureuse et indépendante.

On peut en effet parler de « triple intégration » voire de quadruple si l' on prend en compte les possibilités de diversification. La première forme d' intégration est en effet celle, déjà évoquée, entre la production et les réseaux de transport et de distribution d' électricité, dont on a souligné l' enjeu concurrentiel (ces réseaux constituent une infrastructure essentielle). La seconde, plus spécifique à ce secteur, résulte de l' intégration commerciale d' EDF vis-à-vis des deux marchés qui se trouvent cloisonnés par la réglementation : marché des éligibles ouvert à la concurrence, et marché réservé des consommateurs captifs. Il en résulte que la régulation tarifaire de la fourniture d' électricité à ces clients captifs devra à la fois résoudre les problèmes classiques de régulation des monopoles publics, pour s' assurer que les intérêts du consommateur sont suffisamment pris en compte, et vérifier également que les tarifs correspondants ne distordent pas indirectement les conditions de concurrence sur le marché ouvert des consommateurs éligibles. Enfin, et c' est la troisième intégration, il faut souligner qu' EDF conserve l' intégralité de son parc de production, qu' il soit nucléaire, thermique ou hydraulique, l' option consistant à accélérer le développement de la concurrence en la créant à partir de l' opérateur historique (soit en l' éclatant entre plusieurs entités - comme en Angleterre - soit en imposant à celui-ci de remettre sur le marché certains de ses moyens de production - comme cela est prévu en Italie) n' ayant pas été retenue.

1.4.3. Les surcapacités du parc de production français

Le parc d' EDF, transitoirement excédentaire, a une structure qui apparaît aujourd' hui, compte tenu de l' évolution des prix des combustibles, nettement biaisée vers le nucléaire, c' est-à-dire le type d' équipement dont les coûts d' installation sont les plus élevés, et les coûts variables les plus faibles. Cette situation va rendre très sensible et plus délicate l' analyse des subventions croisées au sein d' EDF : sensible, parce que dans un contexte général de surcapacités en Europe, l' ouverture à la concurrence devrait produire une restructuration du marché plutôt qu' un changement d' échelle de celui-ci, ce qui peut passer par des phases aiguës de guerre des prix ; délicate parce que l' on se trouve confronté à problème de définition des règles d' imputation des coûts des équipements, qui, en théorie, ne devrait pas se poser.

En effet, on ne commet pas d' erreur grossière dans l' analyse du parc de production électrique hors hydraulique quand on résume les caractéristiques économiques des différents équipements de production à des coûts d' investissements et d' exploitation que l' on rapporte à la puissance installée, et à des coûts proportionnels aux kWh produits (coûts proportionnels dont l' élément principal est le coût de combustible). Ceci revient à estimer que l' on peut supposer les économies d' échelle épuisées au niveau de l' ensemble du parc.

Dans un tel contexte, un résultat important est, qu' à l' optimum, la tarification marginaliste telle qu' elle a été étudiée par Boiteux dès 1949, et qui fait payer aux usagers hors pointe les coûts proportionnels, et à la pointe les coûts de capacité des équipements marginaux utilisés, est équivalente à une tarification au coût de développement -c' est-à-dire intégrant l' impact des réorganisations du parc à moyen terme induites pour satisfaire ce supplément de demande. De plus celle-ci assure l' équilibre financier de l' opérateur concerné.

Si le parc est adapté, il n' est donc pas besoin de définir de règle particulière d' imputation des équipements entre consommateurs éligibles et captifs, la tarification marginaliste suffisant, et étant exempte de subventions croisées. Imaginer une séparation physique du parc de production suivant le type de marché serait alors inutile, en plus d' être dangereux puisque cela empêcherait d' utiliser au mieux le parc disponible pour satisfaire l' ensemble des demandes. Bien évidemment ce dernier argument vaut quel que soit le degré d' adaptation du parc, ce qui exclut d' envisager ce type d' approche, dont la mise en œuvre supposerait d' ailleurs d' avoir résolu le problème, incontournable dans un contexte de surcapacité et de surcapitalisation du parc disponible, qui est de définir une règle d' imputation de ces suréquipements.

En effet, la tarification marginaliste de court terme est alors inférieure à la tarification au coût de développement. De plus, même cette dernière référence demeure incompatible avec l' équilibre financier de l' opérateur, sauf si concomitamment des éléments favorables, tels qu' un désendettement passé accéléré, ont permis de rétablir l' équilibre. En d' autres termes, l' état actuel du parc d' EDF complique les problèmes de régulation économique au moment de l' ouverture à la concurrence. En conséquence, celle-ci ne pourra uniquement se focaliser sur les problèmes d' accès aux réseaux, qui sont pourtant déjà très importants compte tenu de leur complexité.

1.4.4. Régulation et «gouvernance» d' EDF

La dichotomie qui va marquer le marché français de l' électricité avec une séparation durable entre, d' une part, une organisation concurrentielle pour une fraction de la clientèle et, d' autre part, une organisation monopolistique pour l' autre partie de la clientèle, constitue une situation tout à fait particulière.

Certes, ce fut par exemple le cas lors de l' ouverture à la concurrence des marchés aériens et des télécommunications, mais la frontière entre les deux types concomitants d' organisation industrielle correspondait alors soit à une séparation géographique des biens (introduction de la concurrence sur quelques lignes aériennes, maintien du monopole historique sur les autres), soit à une séparation entre types de service différents (introduction de la concurrence sur la téléphonie mobile, monopole sur la téléphonie fixe). De plus ces frontières étaient dans les deux cas appelées à évoluer rapidement dans le sens d' une ouverture totale à la concurrence. Jamais la dichotomie du marché n' avait été envisagée durablement pour un bien aussi facilement transférable et indifférencié que le kWh électrique.

L' expérience issue d' autres secteurs industriels que celui de l' électricité s' avère ainsi difficile à utiliser pour déterminer une règle de tarification à la fraction captive du marché électrique français. Par ailleurs, peu de réflexions théoriques permettent d' éclairer ce problème. Cependant la nécessité d' établir une règle robuste pour la tarification de l' électricité aux captifs est d' autant plus vive que

l'organisation du secteur électrique français risque de soumettre le monopole historique EDF à une suspicion permanente.

En effet, le retard pris par la France dans la transposition de la directive électricité, l'ouverture à minima du marché intérieur français, le rôle de l'Etat français (à la fois propriétaire d'EDF et responsable d'une partie de la régulation - comprenant notamment la tarification aux captifs), la puissance d'EDF (qui est le premier producteur mondial d'électricité et qui part d'une position de monopole sur le territoire français), le maintien de multiples intégrations au sein de l'entreprise font craindre à ses concurrents sur le marché des éligibles qu'EDF puisse profiter de sa position sur le marché des captifs pour distordre la concurrence.

Il est donc indispensable d'établir une méthode de tarification aux captifs qui écarte les suspicions a priori sur les subventions croisées qu'EDF pourrait pratiquer entre ses deux catégories de clients et sur les risques de pratiques prédatrices sur le marché ouvert.

L'existence d'une frontière d'éligibilité variable entre les deux marchés est en outre source de complications supplémentaires.

L'examen des méthodes appliquées à l'étranger pour résoudre le problème de la tarification aux non éligibles montre en effet que la dichotomie du marché n'est le plus souvent que provisoire. Les pressions exercées par les clients au seuil d'éligibilité, les gains issus de la concurrence, les difficultés à gérer une frontière quelque peu artificielle entre deux marchés séparés, la naissance de marchés spots et les facilités de négoce de l'électricité, et enfin l'effet de contagion des pays ayant ouvert intégralement leur marché conduisent à envisager à terme une libéralisation plus large du marché national de l'électricité.

En Europe, le marché est déjà ouvert à 100% en Finlande, Allemagne, Suède, Angleterre, Pays de Galles, Norvège.

Il est légalement prévu qu'il le soit avant 2002 au Danemark, et avant 2007 au Pays Bas et en Espagne. Elle devra dépasser 40% en 2002 en Italie.

Des ouvertures plus limitées sont prévues en Autriche (35% en 2003), Belgique (40%), Grèce (23%), Irlande (28%), Luxembourg (40%). Au Portugal, les distributeurs seront éligibles pour 33% de leurs besoins en 2001.

La dichotomie du marché français pourrait cependant évoluer (d'ici une dizaine d'années) vers une plus large ouverture à la concurrence. Cette évolution du marché pourrait aussi être accélérée par une nouvelle directive électricité à venir, dont l'éventualité doit donc être prise en compte dans la réflexion en cours.

Les rôles joués par l'Etat

L'affirmation, au sein de la régulation, des intérêts des consommateurs captifs est éminemment conflictuelle avec les objectifs défendus par l'Etat en tant qu'actionnaire. Dans le cas des télécommunications, ce problème s'était trouvé allégé par le fait, d'une part, que tous les segments de marché étaient potentiellement ouverts à la concurrence et, d'autre part, par l'ouverture du capital de France Télécom. La situation du secteur électrique est ici toute différente et l'on voit mal comment la même tutelle pourrait, sans s'être strictement organisée dans cette perspective, être à la fois l'avocat du consommateur, et jouer un rôle d'actionnaire. Une séparation des rôles de régulateur et d'actionnaire est nécessaire pour garantir l'efficacité de la régulation. Elle serait aussi gage de

l'efficacité de la «gouvernance» de l'opérateur historique. Une bonne «gouvernance» d'EDF est ainsi déterminante pour assurer la réussite de l'organisation voulue par la LDMSPE, qui suppose qu'EDF adopte un comportement d'entrepreneur «normal»⁶, permettant de juger de son comportement concurrentiel suivant les termes normaux de droit commun de la concurrence.

⁶ Cherchant à maximiser son profit et non pas la part de marché, la masse salariale, ou le chiffre d'affaires, etc.

2. LA TARIFICATION DES RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION DE L'ELECTRICITE

2.1. LES QUESTIONS SOULEVEES PAR L' ACCES AUX RESEAUX ELECTRIQUES

2.1.1. L' enjeu de l' accès aux réseaux

Dès lors que le projet de loi de «modernisation et de développement du service public de l'électricité» privilégie la solution de l'accès des tiers au réseau (ATR) réglementé, et non un système de «pool» centralisateur qui aurait sans doute nécessité une scission d'EDF, les conditions d'accès aux réseaux, notamment la tarification du transport, constituent un élément déterminant pour le développement efficace du marché de l'électricité. Les premières observations disponibles des processus de libéralisation de ce secteur, et la perspective des gains que pourrait apporter en Europe l'application de la directive 96/92 définissant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, suggèrent en effet que ces tarifs peuvent, selon les niveaux et modalités qui seront retenus, constituer un obstacle fort au bon fonctionnement du marché, ou au contraire être un facteur de sa «contestabilité». La tarification du transport peut par ailleurs favoriser ou non la bonne utilisation des réseaux et leur sécurité et jouer un rôle favorable, ou néfaste, vis-à-vis du développement et de la localisation de nouvelles capacités.

L'examen des expériences étrangères montre une relative diversité des solutions retenues jusqu'à présent en ce domaine. Celle-ci apparaît plus forte que ce qui avait été observé pour la tarification de l'interconnexion dans les télécommunications, où le concept de «coût moyen incrémental de long terme» a rapidement constitué la référence commune. L'absence de référence équivalente dans le domaine de l'électricité a sans doute plusieurs raisons. La première réside dans le fait que l'on en est encore à une phase de tâtonnement. Mais celle-ci pourrait converger assez vite maintenant compte tenu de l'accélération en cours des débats sur les échanges internationaux, dont témoignent les travaux de la Commission, des régulateurs (discussions de Florence), etc. Ces études apparaissent essentielles car, à l'exception de situations particulières où la concurrence nouvelle proviendra de centrales à gaz ou d'installations de cogénération, c'est d'abord par les échanges internationaux que s'introduira probablement la dynamique concurrentielle sur ce marché en France. D'autres raisons peuvent expliquer cette diversité des situations observées en matière de tarification du transport : des situations différentes des marchés nationaux de l'électricité (surcapacités ou non...), des choix différents d'organisation générale du marché, ou des caractéristiques technico-économiques différentes.

Pourtant, trois caractéristiques constituent de réelles spécificités du transport de l'électricité communes à tous les pays : l'équilibrage instantané du réseau, sans possibilité de stockage pour lisser les écarts ; la déconnexion entre les flux physiques et les contrats commerciaux ; enfin la faible part apparente des coûts variables, rendant problématique le financement des réseaux par une tarification marginaliste.

Dans ce contexte, une convergence des modalités nationales d'organisation est probable à terme, mais en attendant une bonne dose de pragmatisme apparaît nécessaire. Cependant une approche qui se contenterait de recenser les différents critères auxquels devrait satisfaire la tarification du transport, pour essayer ensuite de faire «au mieux», serait inopportune car elle aboutirait ainsi à une très longue liste d'objectifs qui seraient souvent conflictuels : ne pas opérer de discrimination ; favoriser la «contestabilité» du marché sans stimuler de nouveaux investissements inefficaces (eu égard aux surcapacités des équipements disponibles) ; fournir des signaux pour orienter à court et long termes les choix des producteurs et des consommateurs, ainsi que ceux du gestionnaire de réseau (GRT) ; promouvoir la meilleure utilisation des capacités disponibles ; être vérifiable, simple et lisible, etc.

Sans mise en perspective économique d'ensemble, le risque est d'établir des arbitrages fluctuants entre ces objectifs, conduisant in fine à faire évoluer la structure du marché au gré de l'importance des pressions s'exprimant dans un sens ou un autre. Au contraire, il semble important dans une phase d'ouverture du marché, d'assurer autant que possible la sécurité des investisseurs pour que ceux-ci puissent forger leurs anticipations, et surtout d'énoncer clairement les objectifs ultimes que devront poursuivre la future CRE et le GRT.

2.1.2. Les expériences étrangères d'organisation de l'accès⁷

L'organisation et la tarification de l'accès au réseau de transport et de distribution pèsera sur le fonctionnement du marché de l'électricité. En effet, les écarts de coûts du transport de l'électricité pourront parfois dépasser les écarts qui existent sur les différents coûts de production ou les différents prix de vente aux clients. De ce fait une mauvaise tarification du transport peut conduire à des décisions économiques inefficaces, que ce soit en termes de production ou de consommation.

La diversité des approches retenues par les autres Etats membres ne permet pas de retenir l'idée qu'un modèle unique tendrait à s'imposer partout. Il convient donc, à la lumière des multiples expériences étrangères, de reprendre les principales questions soulevées par la tarification du transport pour essayer d'y proposer des réponses françaises cohérentes.

⁷ Cf. contributions correspondantes.

Tableau 5
Les tarifs de transport existant actuellement en Europe

Pays	Type de tarification	Répartition Producteur-Consommateur
Autriche	Timbre-poste	100% consommateur sauf services systèmes réglage primaires et secondaires au producteur
Angleterre et Pays de Galles	Timbre-poste moyenné par zone (16 zones d'injection et 12 zones de soutirage)	25% producteur 75% consommateur
Finlande	Timbre-poste	100% consommateur sauf coûts des pertes au producteur
Allemagne	Timbre-poste	100% consommateur
Pays Bas	Timbre-poste	100% consommateur
Norvège	Timbre-poste	Variable
Portugal	N.D.	N.D.
Espagne	Timbre-poste	100% consommateur
Suède	Timbre-poste variable suivant la situation géographique	Variable suivant la situation géographique

Timbre-poste : Système où le tarif est forfaitaire est notamment indépendant de la distance.

Le cas de l'Allemagne

Le secteur électrique est constitué de près de 1000 entreprises plus ou moins intégrées verticalement. Les principaux acteurs du transport sont les huit grands opérateurs intégrés se répartissant la gestion du réseau. Ils contrôlent par ailleurs généralement la majeure partie de la production dans leur secteur. La distribution est assurée soit directement par les principaux opérateurs soit par l'intermédiaire de sociétés municipales (près de 900).

L'équilibre offre - demande et l'appel des centrales se fait au niveau des gestionnaires de réseau régionaux et même municipaux. Les échanges nationaux se font par l'intermédiaire d'une association des 8 grands opérateurs.

Les règles d'accès au réseau

La loi transposant la directive européenne est entrée en vigueur le 28 avril 1998. Le principe retenu est celui d'un ATR négocié avec une option «acheteur unique» pour les entreprises de distribution jusqu'en 2005.

L'accès au réseau est négocié entre les opérateurs de réseaux actuels et les tiers souhaitant accéder au réseau. Les conditions offertes à un tiers ne peuvent cependant pas être plus défavorables que celles réservées aux producteurs associés au GRT. La séparation comptable des opérateurs intégrés est obligatoire, mais son application est assez difficile à contrôler.

Les demandes d'accès au réseau peuvent être refusées en cas de congestion. Une priorité est accordée dans l'ordre d'arrivée.

Tous les clients sont éligibles vis-à-vis des producteurs allemands, quel que soit leur niveau de consommation.

La tarification du transport

Un ensemble de règles régissant l'accès au réseau a fait l'objet d'un accord en 1998 entre les professionnels du secteur et les associations de consommateurs. Cet accord était en vigueur jusqu'au 30 septembre 1999 et ses recommandations avaient en leur temps fait l'objet d'une large adoption par les opérateurs historiques.

L'accord de branche proposait une méthode de calcul des prix de transport. Celui-ci comprenait :

- les frais liés aux ouvrages de raccordement, tous les coûts induits par un nouveau producteur étant à la charge de celui-ci ;
- une charge d'usage, composée d'un terme à la puissance (tenant compte de la puissance maximale appelée et d'un facteur de simultanéité censé tenir compte du foisonnement et donc de la contribution de cette puissance au dimensionnement du réseau), d'un terme à l'énergie et d'un terme à la distance au-delà de 100 km (fonction de la distance à vol d'oiseau entre le point d'injection et le point de soutirage) ;
- les coûts des pertes et la facturation des services système.

Chaque gestionnaire de réseau de transport ayant adopté cette méthode fixait ses tarifs et les publiait.

L'accord de branche a fait l'objet de nombreuses critiques de la part des nouveaux opérateurs, tant sur le plan des tarifs que des barrières non tarifaires. Les conditions d'accès étaient assez rigides, puisqu'elles n'acceptaient que les transactions «point à point» avec spécification à l'avance du point de livraison associé au point d'injection. Le facteur de simultanéité introduisait de fortes distorsions dans la tarification des transactions à court terme ou en période creuse. L'argument de la contrainte de réseau aurait été utilisé de manière abusive, avec une priorité implicite aux opérateurs historiques.

Un nouveau projet d'accord a été récemment adopté et entre en application à compter du 1^{er} janvier 2000. Cet accord adopte une tarification de type timbre-poste comprenant un prix à l'énergie et un prix fixe forfaitaire. Le territoire allemand se divise en deux zones commerciales, une zone nord qui rassemble les réseaux de VIAG, PREUSSENELEKTRA, VEW, HEW et BEWAG, et une zone sud qui rassemble les réseaux de RWE, ENBW et BAYENWERK. Le passage de la frontière nord-sud est soumis à une taxe (0,25 PF/kWh ou 0,83 cF/kWh) qui s'applique au solde des échanges entre les deux zones. L'électricité importée est également soumise à cette taxe. Des dispositions particulières ont également été prises en faveur de la cogénération et de la production décentralisée qui peuvent bénéficier d'une remise sur le prix forfaitaire d'accès au réseau.

Le cas de l'Angleterre et du Pays de Galles

En Angleterre et au Pays de Galles, l'organisation du secteur électrique est fondée sur le système du «pool». La NGC (National Grid Company) exploite le réseau de transport pour le compte du «pool». Elle établit les programmes de production en fonction de l'ordre de préséance économique établi par le «pool» et assure le règlement des écarts. La distribution est assurée par 12 REC (Regional Electricity Companies) titulaires de licences spécifiques et chargées de mission d'intérêt économique général (obligation de fourniture). Il y a près de 33 producteurs différents actifs auprès du «pool», aucun ne produisant plus du quart de l'électricité totale.

Les règles d'accès au réseau

Le système se caractérise par une séparation complète du réseau confié à la NGC, par des tarifs réglementés des services de transport et par le passage obligatoire par le «pool».

Toutes les installations de production de plus de 10 MW doivent vendre leur électricité par l'intermédiaire du «pool», en indiquant des capacités de production et des prix la veille pour le lendemain. Les producteurs écossais et EDF participent au «pool» par le biais des interconnexions.

Le «pool» vend son électricité à des «fournisseurs». Ces fournisseurs peuvent être les REC ou des producteurs ou traders désireux de vendre à des clients (Second Tier License). De gros clients peuvent également acheter au «pool» pour leurs propres besoins. Les REC fournissent un accès réglementé et non discriminatoire aux autres fournisseurs. Ils peuvent avoir des activités de fournisseurs, mais ils doivent clairement séparer ces activités.

La tarification du transport

Les charges d'accès et d'utilisation du réseau sont de trois types :

- Les charges de raccordement : la NGC facture les coûts de raccordement liés à des ouvrages rendus nécessaires par l'utilisateur (coûts incrémentaux de court terme), sans prise en compte des renforcements éventuels.
- Les charges d'usage : l'Angleterre et le Pays de Galles ont été divisés en plusieurs zones, chacune dotée d'une charge d'usage à l'injection (16 zones) et d'une charge d'usage au soutirage (12 zones). Le calcul de ces charges est fondé sur les coûts marginaux de développement à long terme du réseau dans la zone considérée. La répartition adoptée conduit à collecter 75% des charges totales auprès des consommateurs (soutirages) et 25% auprès des producteurs. Ces charges ne dépendent que des puissances souscrites à la consommation ou à la production.
- Enfin, la rémunération des services fournis par la NGC et le coût des pertes sont assurés par l'«uplift». Le prix d'achat du «pool» étant celui offert par la dernière tranche de production appelée, le «pool» est autorisé à vendre chaque kWh à ce prix augmenté de l'«uplift» qui est reversé à la NGC.

Les revenus de la NGC, constitués principalement des charges d'usage et de l'«uplift», sont régulés par une règle du type «price - cap» (RPI-x).

Depuis juin 1999, tous les consommateurs sont éligibles au Royaume-Uni (sauf Irlande du Nord). Suite à des excès constatés dans la distribution, la protection des utilisateurs domestiques devient un sujet de préoccupation croissant de la part des pouvoirs publics.

Par ailleurs, le Gouvernement envisage l'introduction de contrats directs de fourniture (Trading outside the «pool») avec un accès réglementé au réseau. Actuellement, les seuls contrats entre producteurs et consommateurs sont des contrats financiers de couverture des risques, liés à la forte volatilité des prix induite par le «pool».

Le cas PJM (Pennsylvanie, New Jersey, Maryland) aux Etats-Unis

Le gestionnaire du réseau de transport PJM Interconnection, L.L.C. ("PJM") est responsable des opérations et du contrôle du système électrique sur une zone couverte par cinq états de la côte est des Etats-Unis (Pennsylvanie, New Jersey, Maryland, Delaware, Virginie) ainsi que le District de Columbia. PJM, qui a été le premier ISO américain, supervise l'accès au réseau (PJM Open Access Transmission Tariff) et le marché d'échange d'électricité (PJM Interchange Energy Market).

Les règles d'accès au réseau

Les nouvelles modalités d'accès au réseau ont été définies par le PJM Open Access Transmission Tariff en avril 1997. PJM exploite le premier marché régional d'électricité utilisant des prix nodaux. PJM permet l'achat et la vente d'énergie, des échanges bilatéraux ainsi que des services systèmes.

Le service PJM est régulé par les six entités de régulations des Etats et par le régulateur fédéral (Federal Energy Regulatory Commission, FERC). Les contraintes de qualité sont dictées par le North American Electric Reliability Council (NERC) et le Mid Atlantic Area Council (MAAC).

PJM remplit ses fonctions de GRT notamment en assurant les prévisions d'offre et demande, la coordination et l'appel des moyens de production, des échanges bilatéraux, et du marché "spot" pour faire face à la demande. Le système en temps réel PJM OASIS est utilisé pour réserver les capacités de transport.

La tarification du transport

Le «pool» de PJM fonctionne en calculant les prix nodaux (Locational Marginal Price ou LMP) en chaque nœud du réseau de transport (2000 au total en 115kV, 138kV, 230 kV, 345 kV et 500kV) sur une base horaire à partir d'information sur les coûts marginaux calculés toutes les cinq minutes.

Le coût de transport entre deux points du réseau est alors la différence entre les prix nodaux entre ces deux points. 60 zones semblent suffire à résumer l'information des prix nodaux. Les producteurs reçoivent le prix nodal correspondant à leur localisation et les consommateurs paient le prix nodal correspondant à la leur.

Le coût des pertes est ajouté de manière uniforme au prix de l'énergie, mais il est prévu d'inclure des coefficients marginaux de perte dans les prix nodaux.

Un marché de droits financiers de transport (DFT) fonctionne alors en complément du «pool» (qui est un marché «physique») afin de permettre de garantir le transport entre deux zones et s'assurer que des contrats pourront bien être exécutés. Une mise aux enchères par le GRT a lieu tous les 6 mois, ce qui correspond à la durée de validité des DFT. Les DFT sont ensuite échangés sur un marché secondaire.

Le cas des pays nordiques

Le marché nordique de l'électricité regroupe quatre pays (Norvège, Suède, Finlande, et Danemark). Ces pays n'ont pas de système unifié de tarification du transport : la Finlande et le Danemark ont retenu un système de type timbre-poste, tandis que la Norvège et la Suède ont adopté une tarification timbre-poste différenciée géographiquement au point de connexion.

D'autres différences existent au sein de ces grandes options tarifaires. Par exemple, la Norvège facture une charge d'accès fonction de la puissance *installée*, alors que la Suède retient une charge d'accès dépendante de la puissance *souscrite*. De tels choix induisent sur le marché des effets distortifs différents, à court et à long termes.

De plus, en Norvège, la congestion est traitée par une taxation spécifique des producteurs, mais en Suède on a recours au «redispatching» (modification de l'appel des producteurs). Les structures de production et de transport sont différentes.

L'expérience nordique semble démontrer la possibilité de faire fonctionner au sein d'une même zone de fréquence synchrone plusieurs systèmes d'organisation de l'accès qui peuvent aller d'un «pool» à l'ATR et des systèmes de tarification différents dans chaque Etat.

Le cas de l'Espagne

Le système électrique espagnol accueille à la fois des contrats bilatéraux producteur - consommateur, et des transactions sur un «pool» (avec un mécanisme d'enchères). Il existe également un marché pour la fourniture des réserves (secondaires et tertiaires) qui permettent d'assurer les réglages et la sûreté du système électrique.

Les règles d'accès au réseau

Les investissements sur le réseau de transport sont proposés par son gestionnaire, dans le cadre d'un plan de développement des infrastructures. L'autorité de régulation approuve ce plan, et autorise les travaux. Des appels d'offres sont alors lancés pour les réaliser. Les lauréats sont soumis à un système de primes et de pénalités pour les inciter à remplir au mieux leurs engagements.

Les consommateurs disposent d'un droit d'accès universel au réseau (sauf cas exceptionnel d'insuffisance de capacité). Les producteurs doivent quant à eux construire eux-mêmes leur raccordement au réseau (ils restent propriétaires de ces lignes de raccordement). L'accès au réseau est ensuite gratuit, sans droit de priorité (sans réservation possible de capacité). Ce mode d'accès vise à faciliter l'entrée de nouveaux producteurs. L'absence de zone de congestion notable sur le réseau de transport espagnol justifie également cette approche. Toutefois, le traitement (séparé) de la congestion et des pertes donne des signaux tarifaires à la localisation.

En l'absence de réservation de capacité (seul le gestionnaire de réseau peut en constituer quelques-unes pour la sûreté du réseau), l'affectation des capacités en cas de congestion s'effectue à court terme, à l'aide d'un mécanisme d'enchères. En cas de congestion à l'interconnexion avec des réseaux étrangers, le gestionnaire du réseau espagnol annonce aux opérateurs la capacité disponible sur la ligne, et affecte cette dernière par ordre de mérite après avoir reçu les enchères des opérateurs. En cas de congestion interne au réseau espagnol, le gestionnaire de réseau lance des enchères pour lever la congestion.

La tarification du transport

La tarification du transport identifie en Espagne quatre types de coûts : d'une part les coûts de réseaux stricto sensu (compris comme étant les coûts d'infrastructure), et d'autre part les coûts de congestion, de pertes, et de services qui font chacun l'objet de traitements spécifiques. La tarification retenue en Espagne pour les coûts de réseaux repose sur un système de type timbre-poste qui pèse intégralement sur les consommateurs. La partie énergie (respectivement puissance) des tarifs de transport recouvre environ 40% (respectivement 60%) des coûts.

2.1.3. Les objectifs de la tarification

En théorie, il n'y a qu'un seul objectif : maximiser le surplus collectif lié à l'activité électrique. La tarification devra ainsi donner un signal tarifaire permettant aux agents économiques de prendre les

décisions qui maximisent ce surplus. Cet objectif doit s'articuler avec des contraintes et des principes dont la compatibilité n'est pas toujours assurée en pratique :

- a) La tarification devra être transparente et non discriminatoire.
- b) Elle devra être suffisamment stable dans le temps pour permettre aux agents économiques d'adapter leurs comportements.
- c) Les règles d'établissement des tarifs d'accès au réseau devront être vérifiables par le régulateur.
- d) Il faudra que le GRT soit capable de couvrir ses charges.

Ces objectifs s'appliquent non seulement à la tarification mais aussi à la définition des règles techniques d'accès au réseau (raccordement, gestion des congestions,...).

2.1.4. L'évaluation des charges du GRT

Le projet de loi de modernisation et de développement du service public de l'électricité prévoit (dans son article 4) que les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution soient établis selon les caractéristiques intrinsèques des fournitures et en fonction des coûts associés. Les tarifs doivent être calculés de manière non discriminatoire à partir de l'ensemble des coûts des réseaux. Le GRT offre en effet différents services qui ne sont pas consommés dans les mêmes proportions par tous ses utilisateurs. Différentes questions se posent :

Quels instruments de comptabilité analytique ?

Si la comptabilité analytique permet d'identifier, au moins dans une certaine mesure, les sommes qu'EDF engageait jusqu'à présent pour le réseau de transport, le montant initial des charges du GRT et l'évolution de ces charges appelleront un examen particulier.

Comment évaluer le coût du capital ?

Ceci pose à la fois la question de la valorisation des actifs du GRT et celle du taux de rémunération pour ces actifs.

Quelle évaluation des pertes en ligne et des coûts d'ajustement ?

Celle-ci dépendra de la façon dont les écarts et les pertes seront gérés. Faut-il choisir une compensation technique ou une compensation financière, et dans ce cas faut-il que le GRT recherche à chaque instant le meilleur prix d'achat de l'énergie nécessaire pour compenser les pertes, ou bien qu'il fasse appel systématiquement à un producteur donné ? Comment s'assurer alors que ses fonctions n'interfèrent pas avec celles de la branche de négoce d'EDF ? Dans l'hypothèse d'une compensation technique, il faudrait que les producteurs puissent se fournir, en complément de leur propre production, sur des marchés dont la structure permette ces transactions.

Quelle évaluation des congestions ?

L'existence de congestions amènera, pour y faire face, à mettre en place des tarifs et règles d'accès spécifiques. Il sera donc nécessaire de se doter d'instruments permettant de localiser précisément ces congestions dans l'espace et dans le temps.

2.1.5. L'élaboration d'un système de tarification

Une fois précisés les objectifs poursuivis et les charges à recouvrer, il conviendra de les traduire en recommandations pratiques pour une tarification de l'accès. Ceci implique de répondre à un certain nombre de questions plus détaillées, que l'on peut recenser dès à présent pour en avoir une idée d'ensemble.

Quel système d'imputation des charges ?

Tarification fondée sur les contrats ou sur les flux physiques ?

Une tarification fondée sur les contrats tient compte du couple producteur-consommateur qui demande l'accès au réseau pour l'exécution d'un contrat. En particulier, une telle tarification peut se fonder sur la distance existant entre eux. Une tarification fondée sur les flux physiques se contente de constater et de tarifier des injections et des soutirages. En particulier, les tarifications de type timbre-poste rentrent dans cette catégorie.

Quelle répartition entre producteurs et consommateurs ?

Cette répartition ne joue que dans la mesure où la tarification retenue différencie les producteurs entre eux ou les consommateurs entre eux. Elle est donc directement liée à l'importance accordée à l'objectif attaché au signal tarifaire perçu par ces agents. Elle peut aussi affecter la compétitivité internationale des producteurs français, selon le traitement des flux internationaux.

Coûts constatés ou coûts prospectifs ?

Sans préjuger du niveau global de la tarification, on peut fonder sa structure soit sur des coûts constatés que l'on cherche à recouvrer en les imputant selon telle ou telle méthode aux contrats qui sont exécutés, soit sur des coûts prospectifs, fondés sur un comportement optimisé du GRT.

Coûts de court terme ou de long terme ?

- *Coûts de court terme* : On se place à réseau donné et on identifie les coûts ou surcoûts d'exploitation qui sont imputables (après optimisation) à la transaction incrémentale ou à l'injection et au soutirage marginaux.
- *Coûts de long terme* : Même méthode, mais en optimisant à la fois sur l'exploitation et sur le développement du réseau.

A qui facturer la congestion et les besoins de développement ?

La saturation de certaines infrastructures de transport engendre des coûts supplémentaires que le GRT doit recouvrer. A court terme, le GRT évitera les congestions en modifiant le plan d'appel des centrales, et en réorganisant les flux d'énergie sur le réseau. Cela fait apparaître des coûts de «redispatching», qui sont des coûts de court terme.

A long terme, le traitement des congestions peut justifier la construction de nouvelles infrastructures ou le renforcement des lignes existantes. Les coûts correspondants sont des coûts de long terme.

L'arrivée d'un nouveau producteur nécessitera non seulement la construction d'une ligne nouvelle de raccordement, mais souvent aussi le renforcement d'infrastructures éloignées sur le réseau de transport. Ce renforcement devra-t-il peser uniquement sur le nouvel entrant ou sur l'ensemble des opérateurs concourant à la congestion des infrastructures ? Comment définir la limite des coûts de développement qui sont pris en charge directement par le nouvel entrant ?

Quels tarifs appliquer aux usages particuliers du réseau ?

Quels tarifs appliquer pour les transits de courte distance ?

Le système de tarifs appliqués en général pour le transport risque de ne pas traiter efficacement certains flux particuliers. Comment tarifier les transits à courte distance, lorsqu'un producteur précis dessert via les lignes du GRT un client spécifique situé à proximité ? Quels tarifs pour les autoproducteurs et les utilisateurs qui ne font appel au réseau que pour de courtes périodes de temps (ou pour des services réduits : secours, etc.) ?

Quelle tarification pour les flux internationaux ?

Les transits internationaux risquent d'être handicapés par l'empilage successif de tarifs nationaux («pancaking»). Une coordination européenne est-elle nécessaire ? Si oui, comment peut-elle être organisée ? Que faire en absence ou en attente de cette collaboration ?

Quelle évolution pour les tarifs du GRT ?

Faut-il envisager un encadrement global de l'évolution tarifaire à partir du système initialement défini («price - cap») ou bien faut-il reconduire périodiquement le calcul initial («cost - plus»), ou encore envisager une combinaison des deux méthodes ?

2.1.6. Orientations retenues

Les questions précédentes seront examinées en détail dans la suite de ce chapitre. A ce stade, il peut cependant être utile de dégager les axes qui contribueront à hiérarchiser les différentes contraintes et à structurer l'application pratique de la tarification. Trois orientations paraissent s'imposer.

D'abord, il semble que le développement du marché en France se fera d'abord davantage par les échanges extérieurs que par de nouvelles installations (compte tenu des surcapacités nationales de production). Le système adopté devra tenir compte de cet aspect.

Ensuite, le choix fait en France de conserver l'intégration verticale du producteur historique et du GRT interdira sans doute à la fois un tarif trop complexe, dont l'établissement serait difficile à expertiser, et un tarif trop différent de ce que pratiquent d'autres GRT non intégrés. Ceci peut imposer certaines contraintes par rapport à l'idée que l'on peut se faire d'une tarification optimale, mais il paraît à court terme indispensable que le système mis en place en France ne soit pas contestable.

Enfin, il ne faudra pas que la complexité des relations institutionnelles entre le transporteur et les distributeurs se reflète dans la tarification. Cela imposera de traiter l'acheminement de bout en bout selon les mêmes principes pour la tarification, quitte à ce que soient mis en place par ailleurs des systèmes de compensation entre transporteur et distributeurs, par définition transparents pour l'utilisateur. Ces aspects ne seront pas développés ici mais ils devront faire l'objet d'une attention particulière lors de l'élaboration des décrets d'application de la future loi. Dans la suite de ce rapport, on parlera souvent de transport dans un sens large, dans lequel il conviendra d'entendre l'ensemble de l'acheminement, ce qui peut impliquer à la fois le réseau de transport et des réseaux de distribution.

2.2. LES CARACTERISTIQUES DE L'OFFRE DU GRT ET L'IDENTIFICATION DES COÛTS

Cette partie dresse l'état des lieux du réseau de transport français, tant du point de vue technique que financier (charges, coûts,...).

2.2.1. Définition et description du réseau de transport

Le rôle du gestionnaire du réseau de transport (GRT)

Les missions du GRT sont définies par les articles 13, 14, 15 et 16 du projet de loi (cf. annexe).

Le rôle du GRT est de gérer les infrastructures du réseau de transport de l'électricité y compris les fonctions d'exploitation, d'entretien et de développement de ce réseau. Le développement du réseau de transport se fera sous le contrôle des pouvoirs publics, afin notamment de veiller au bon accomplissement des missions de service public.

Le GRT appelle en temps réel les installations de producteurs et les sources d'importation, sur la base d'un programme établi la veille afin de satisfaire la demande des consommateurs.

Le GRT exerce ainsi deux fonctions distinctes : d'une part, celle d'opérateur du système électrique, d'autre part, celle d'opérateur des infrastructures. A l'étranger, ces deux fonctions sont parfois confiées à deux entités différentes, l'opérateur du système de transport et l'opérateur de l'infrastructure de transport.

a) Les missions de l'opérateur du système électrique sont les suivantes :

- la préparation quotidienne, la veille pour le lendemain (J-1), de l'ajustement entre l'offre et la demande : le GRT doit préparer l'équilibre production-consommation en demandant le jour pour le lendemain toutes les informations nécessaires à l'appel des centrales («dispatching») et en s'assurant de la disponibilité de réserves de production suffisantes pour le réglage et ainsi faire face aux situations d'aléas (cf. 2.4.4) ;
- l'ajustement en temps réel de l'offre et de la demande : l'une des missions essentielles du GRT est de maintenir à tout moment l'équilibre entre la production et la consommation car l'électricité ne se stocke pas ; le GRT doit veiller à la bonne exécution des programmes d'appel des centrales et doit pouvoir réagir en temps réel en réorganisant ces programmes, à des indisponibilités fortuites de la production et de la consommation ainsi qu'à des engorgements sur le réseau ;
- le traitement des congestions : le GRT doit traiter les engorgements qui apparaissent sur le réseau lorsqu'une production en un point (une injection) ne peut alimenter une consommation en un autre point (un soutirage) à cause de surcharges sur des lignes du réseau (cf. 2.4.3) ;
- le traitement éventuel des pertes : l'acheminement physique de l'électricité sur le réseau engendre des pertes par effet «Joule»; il faut prévoir globalement une production supérieure à la consommation afin de tenir compte des pertes ; le GRT peut se voir confier la gestion de ces pertes (cf. 2.4.2) ;
- le règlement des écarts et le comptage associé : le GRT doit gérer le règlement des écarts entre les programmes de production et consommation annoncés et exécutés en facturant les déficits ou

rémunérant les surplus sur la base des productions et consommations observées (et comptées) ex post ;

- la gestion des services systèmes, de la qualité et de la sûreté du système électrique : le GRT doit se procurer les services nécessaires au bon fonctionnement du réseau électrique ; ces services permettent de garantir notamment les bons niveaux de fréquence, de tension et de stabilité sur le réseau ainsi qu'un fonctionnement correct du réseau en cas d'incident (cf. 2.4.4) ;
- la gestion des interconnexions internationales : le GRT doit gérer en coopération avec les GRT étrangers les échanges transfrontaliers d'énergie, les congestions sur ces interconnexions, le partage des capacités d'interconnexion et la bonne exécution des échanges transfrontaliers (cf. 2.3 et chapitre 5).

b) Les missions de l'opérateur d'infrastructure de transport sont les suivantes :

- la surveillance et les manœuvres sur le réseau ;
- l'entretien et la maintenance du réseau ;
- le développement du réseau : le GRT doit s'assurer que le réseau est bien dimensionné afin de faciliter la gestion du système à court terme. En cas de besoin, le GRT peut construire de nouvelles lignes électriques, de nouveaux postes ou transformateurs (cf. 2.2.3) ;
- le raccordement des producteurs et des consommateurs : le GRT doit raccorder tout producteur ou consommateur qui le souhaite et qui, dans le cas des producteurs, sont autorisés à exploiter des moyens de production (cf. 6.4).

L'ensemble de ces missions doit bien évidemment être exercé et financé indépendamment de la fonction production au sein de l'opérateur historique intégré.

Le réseau de transport

Le réseau de transport français est un réseau maillé couvrant tout le territoire national métropolitain. Il a été conçu pour le transit et la transformation de l'énergie électrique entre les lieux de production et les lieux de consommation. Il est composé de lignes électriques qui assurent les liaisons à des niveaux de tension donnés (principalement 400 kV et 225 kV en très haute tension THT, haute tension HT ou HTB, moyenne tension MT ou HTA et basse tension BT) et de postes composés de transformateurs de tension, d'organes de connexion et de coupure, d'appareils de mesures, de contrôle-commande et de moyens de compensation de l'énergie réactive⁸.

Le réseau national compte trois hiérarchies de réseaux :

- **Le réseau de grand transport et d'interconnexion** à 400 kV (parfois 225 kV) achemine de grandes quantités d'énergie sur de longues distances avec un faible niveau de perte. Il permet l'optimisation des échanges d'énergie sur le réseau national (foisonnement et optimisation économique de la production), la sécurité du réseau en cas de défaillance ou d'incident grâce à une configuration maillée et bouclée et à l'interconnexion avec les réseaux étrangers.
- **Les réseaux régionaux de répartition** à 225 kV, 90 kV et 63 kV (parfois à 400 kV) répartissent l'énergie au niveau des régions, alimentent les réseaux de distribution publique ainsi que les gros clients industriels. Ces réseaux peuvent être débouclés (en 225 kV, raccordé en étoile à des postes

⁸ Qui permet de maintenir la tension sur le réseau.

de transformation 400 kV/225 kV) ou bouclés. Le réseau en haute tension HTB correspond aux tensions de 63 et 90 kV.

- **Les réseaux de distribution** à 20 kV et 400 V (parfois en plus haute tension chez les distributeurs non nationalisés) desservent les consommateurs finals en moyenne tension (PME-PMI) ou en basse tension (BT qui dessert les clientèles domestiques, tertiaires, petite industrie). Ce sont des réseaux denses, étendus et débouclés dont l'extension dépend fortement de la consommation.

Dans la pratique actuelle, le réseau public de transport (RPT) est constitué du réseau de grand transport et d'interconnexion ainsi que des réseaux régionaux de répartition. La séparation entre transport et distribution ne se fait pas strictement par niveau de tension (cf.2.8) mais tient compte de la fonctionnalité du réseau. Le réseau en moyenne tension HTA, qui correspond aux tensions inférieures à 50 kV et supérieures à 1 kV, est ainsi partagé entre le RPT et les réseaux de distribution. Le RPT coïncide avec le réseau d'alimentation générale en énergie électrique (RAG) qui fait l'objet d'une concession à EDF par l'Etat (voir encadré ci-dessous).

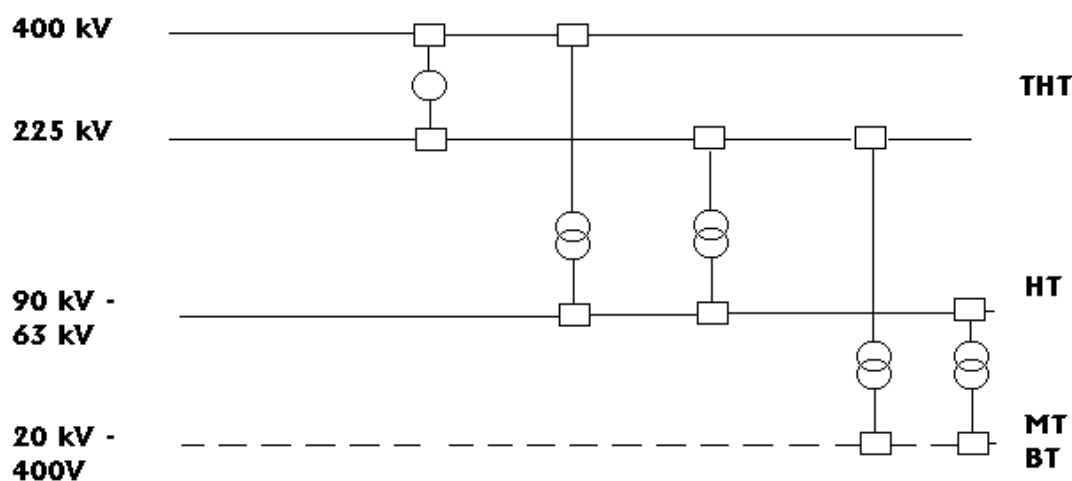
«La concession du réseau d'alimentation générale en énergie électrique et les concessions de distribution publique»

Le 27 novembre 1958, l'Etat a concédé à EDF la construction et l'exploitation du réseau d'alimentation générale en énergie électrique des services et entreprises de distribution et des clients directs (cf.2.2). Un décret du 23 décembre 1994 a approuvé le nouveau cahier des charges type de la concession à EDF du réseau d'alimentation générale (cahier des charges RAG) ; ce cahier des charges a été modifié par avenant du 10 avril 1995. Afin de clarifier la situation patrimoniale d'EDF, l'article 4 de la loi n°97-1026 du 10 novembre 1997 sur la restructuration du bilan d'EDF a constaté la propriété d'EDF sur les ouvrages de la concession.

L'article 13 du projet de loi adopté le 2 mars 1999 prévoit qu'un cahier des charges de concession sera adopté pour le gestionnaire du réseau de transport. Ce nouveau cahier des charges aura vocation à se substituer au cahier des charges RAG.

La distribution fait par ailleurs l'objet de concessions de distribution publique par les collectivités locales qui agissent ainsi comme autorités concédantes. EDF est le concessionnaire pour 95% de la distribution d'électricité, les 5% restant sont assurés par 180 entreprises locales de distribution d'électricité (entreprises publiques, régies ou organismes similaires).

Figure 2
Schéma simplifié du réseau de transport et de distribution



Ces différents réseaux jouent un rôle important car la production et la consommation s'effectuent à des niveaux de tension souvent différents. La production se fait ainsi à 80% en 400 kV, 16% en 225 kV et 4% en haute tension et moyenne tension, alors que la consommation se fait à 61% en moyenne tension (HTA) et basse tension (BT), à 7% en haute tension (HTB), et 32% en très haute tension (15% en 225 kV et à 17% en 400 kV).

Tableau 6
Les caractéristiques des réseaux de transport et de distribution

Réseaux		Tension, postes et lignes	Clients
Réseau public de transport (RPT) sans la HTA	Réseau de grand transport et d'interconnexion	400 kV, 21 000 km	4
	Réseaux régionaux de répartition	225 kV, 600 postes, 26000 km 90 kV, 700 postes, 15000 km 63 kV, 2000 postes, 35000 km (225 kV, HTB)	600 dont 60% des éligibles à 40 GWh et 100 % des éligibles à 9 GWh (seuil de 2003)
	Réseaux de distribution	20 kV, 432 000 km aérien et 159000 km souterrain 400 V, 494000 km aérien et 142000 km souterrain (HTA et BT)	29 millions de clients <36 kVA 230000 clients entre 36 et 250 kVA 115000 clients >250 kVA

Source : EDF

Longueur des réseaux > 40 kV (en km)

	400 kV	150/225 kV	63/90 kV	40-60 kV	Continu HT	Total	Pourcentage
EDF (transport)	20781	27565	50890	476	277	99989	95%
Régies (distribution)	-	71	1162	-	-	1233	1%
Autres (SNCF, CDF...)	1	23	4261	10	-	4295	4%
Total	20782	29659	56313	486	277	105517	100%

Longueur des réseaux < 40 kV (en km)

	HTA (1 à 40 kV)		BT (220/400 V)	
EDF (distribution)	561000	94%	626700	94,5%
Régies	36900	6%	36600	5,5%
Autres (SNCF; CDF..)	-	-	-	-
Total	598500	100%	663300	100%

Les plus gros distributeurs publics (en 1996)

	Livraison BT et HT		Nombre d'abonnés	
	(TWh)	(%)	BT	HT
EDF	356,3	96	29 000 000	351 500
Toutes régions (180)	15,0	4	1 600 000	12 000
Strasbourg	5,5	1,5	415 000	4 950
Metz	1,4	0,4	134 000	630
Deux-Sèvres	1,1	0,3	112 000	1 730
Grenoble	0,8	0,2	94 000	350
Vienne	0,8	0,2	106 000	590
Gironde	0,7	0,2	111 000	550
Oise	0,7	0,2	53 000	280
Chartres	0,4	0,1	39 000	220
Colmar	0,4	0,1	37 000	120
Pithiviers	0,3	0,1	20 000	580

2.2.2. Le développement du réseau

Historique

Le maillage du réseau commence en 1915, reliant différents réseaux jusqu'alors isolés, pour une production essentiellement d'origine hydraulique. Pendant la période de l'entre deux guerres, l'Etat souhaite encourager le développement des échanges d'électricité entre les régions en confiant la construction du réseau à des sociétés de transport de l'énergie qui reçoivent des concessions de l'Etat.

En 1945, le réseau est déjà fortement maillé jusqu'à la tension 225 kV. Un an après, la loi de nationalisation de l'électricité et du gaz du 8 avril 1946 confie à Electricité de France le monopole sur l'activité de transport en France.

En 1958, le maillage inclut pour la première fois le 400 kV. Dans un contexte de croissance économique forte dans les années 60, le réseau se renforce et se développe en 400 kV. L'Etat et EDF, service national, signent le 27 novembre 1958, une convention dans laquelle l'Etat concède à EDF la construction et l'exploitation du réseau d'alimentation générale en énergie électrique sur l'ensemble du territoire métropolitain.

Entre 1975 et 1985, le réseau grand transport contribue à l'interconnexion du système électrique (cf. 2.3) et surtout au développement du parc électronucléaire français en assurant le transit de l'électricité entre les centrales nucléaires et les centres de consommation. Les investissements atteignent un premier maximum en 1985, lorsque la liaison en courant continu IFA 2000⁹ est réalisée entre la France et le Royaume Uni.

Les investissements continuent à un rythme soutenu dans le réseau haute tension 63 kV (HT ou HTB) jusqu'au début des années 90, afin d'améliorer la qualité du réseau.

Depuis, la faible croissance de la consommation et la difficulté de réalisation de certaines lignes en 400 kV ralentissent le rythme des investissements. Une vingtaine de projets de substitution ou de création sont inscrits dans le schéma directeur de développement du réseau 400 kV, notamment les lignes Boute-Broc Carros et France-Espagne (cf. 2.3).

La situation présente

Au cours des quarante dernières années, l'activité transport a représenté 13% des investissements d'EDF. Au cours des dix dernières années, cette activité a vu sa part croître pour atteindre entre 15% et 20% des investissements. Les montants des investissements d'EDF dans l'activité réseaux (transport et distribution) étaient les suivants :

⁹ IFA 2000 : Interconnexion France Angleterre de 2000 MW (2 x 1000 MW).

Tableau 7
Investissements de l'activité réseaux d'EDF

GF 1997	1975	1985	1990	1997
Grand transport	0,8	5,6	2,1	0,1
Travaux de structure	7,1	10,8	14,0	12,5
Raccordement clients nouveaux	3,8	3,5	4,4	3,2
Opérations imposées	0,3	0,7	0,8	1,0
Logistique	0,8	1,7	1,9	2,0
Total réseaux	12,8	22,3	23,2	18,8

Source : EDF

En termes géographiques, la répartition du réseau suit la densité de la consommation et la localisation des unités de production. Le réseau est en général bien développé dans les régions qui accueillent des centrales nucléaires (Loire, Normandie, Champagne Ardennes...) ou qui comprennent de grandes zones de consommation. On constate un relatif sous-équipement dans la région Provence Alpes Côte d'Azur et un relatif suréquipement dans les régions parisienne et lyonnaise, avec pour objectif une sécurité accrue du réseau dans ces zones fortement urbanisées.

Principes de développement

Pour assurer ses missions de transport, de répartition et de distribution de l'énergie dans les meilleures conditions techniques (sécurité, sûreté et qualité) et économiques (recherche du moindre coût) possibles, le réseau doit se développer. Un réseau insuffisamment développé occasionne des congestions coûteuses (cf. 2.4.3), des inefficacités économiques et une concurrence imparfaite entre producteurs.

Dans son plan de développement du réseau, EDF se fonde traditionnellement sur des hypothèses de production et de consommation par sites et sur le réseau existant, avec pour objectif de minimiser le coût économique pour la collectivité. EDF utilise des méthodes probabilistes (simulation d'aléas sur la consommation et la production) ou déterministes (construction de scénario de référence). Le résultat final optimise entre les contraintes de sûreté du système (règle du N-1 lorsqu'un ouvrage est indisponible¹⁰), la congestion sur le réseau, la qualité de la fourniture, le niveau d'investissement, les dépenses d'exploitation, le niveau des pertes et les risques de défaillance.

Le GRT devra faire évoluer ces méthodes afin d'optimiser le fonctionnement du système électrique en prenant en compte les nouveaux échanges ainsi que le développement de la production décentralisée. Le développement de la concurrence est susceptible d'accentuer et de déplacer les contraintes de congestion, ce qui appellera à terme des besoins de développement nouveaux du réseau français et des interconnexions avec l'étranger.

¹⁰ La règle du N-1, ou du N-k, définit le niveau de risque maximal toléré lorsqu'un (ou k) ouvrage(s) a été perdu.

Caractéristiques technologiques

Il existe deux technologies distinctes pour les ouvrages de transport :

- la première permet la construction de lignes aériennes en courant alternatif ; son coût plus avantageux est néanmoins sensiblement affecté par les contraintes d'intégration environnementale qui s'accroissent ;
- la seconde permet l'installation de câbles souterrains ou sous-marins en courant continu ; son coût est 12 à 15 fois plus élevé que la technologie aérienne ; son utilisation a donc été, jusqu'à aujourd'hui, réservée aux interconnexions (France-Angleterre, Scandinavie-Allemagne).

Ces technologies sont toutes les deux fortement capitalistiques. Elles n'ont pas récemment fait l'objet d'innovation technologique majeure, et le coût des équipements a tendance à baisser. Les lignes en matériaux supraconducteurs ne sont pas encore disponibles à des conditions économiques raisonnables.

Les lignes en très haute tension (400 kV et 225 kV) ne peuvent être réalisées en souterrain que pour de courtes distances. Les lignes à 63 kV et à 50 kV peuvent être réalisées en souterrain sans surcoût prohibitif (facteur de 1 à 3). Les lignes à 20 kV sont maintenant le plus souvent en souterrain.

Les exigences environnementales nouvelles ont conduit à une augmentation significative du coût des constructions de lignes aériennes nouvelles et ont rendu leur réalisation plus difficile. Les lignes de grand transport rencontrent très souvent des obstacles politiques locaux qui rendent leur réalisation extrêmement difficile.

2.2.3. L'interconnexion européenne

L'électricité est acheminée par un système en courant alternatif triphasé (qui permet un flux de puissance plus uniforme qu'un système monophasé). Une fréquence de référence unique et stable (50 Hertz en Europe) est indispensable au bon fonctionnement du système électrique. Dans ces conditions, l'interconnexion entre les réseaux peut servir d'appui en cas de défaillance d'un groupe de production ou d'incident sur le réseau, et permettre ainsi de maintenir cette fréquence.

De manière générale, l'interconnexion permet d'améliorer le fonctionnement du système électrique. Elle contribue à la qualité et à la sécurité du système, à la mise à disposition et à l'optimisation des réserves et des moyens de production et, plus généralement, aux échanges internationaux d'énergie entre producteurs et consommateurs.

L'Europe comprend quatre zones synchrones de fréquence : l'UCTE¹¹ (réseau qui regroupe la Belgique, l'Allemagne, l'Espagne, la France, la Grèce, l'Italie, la Slovénie, la Croatie, la République Fédérale de Yougoslavie, l'ancienne république yougoslave de Macédoine, le Luxembourg, les Pays-Bas, l'Autriche, le Portugal et la Suisse), le NORDEL¹² (Suède, Finlande, l'est du Danemark, la Norvège), le British Grid System et l'Irish Grid System. Ces zones sont reliées entre elles par des liaisons en courant continu.

¹¹ Union pour la coordination du transport de l'électricité.

¹² Nordic electric system

Chaque zone de fréquence comporte des zones de réglage qui coïncident en général avec les zones de responsabilité des gestionnaires de réseau. Dans les cas français, espagnol et italien, le territoire national est une zone de réglage. Dans le cas allemand, il y a huit zones de réglage.

En cas de déséquilibre du réglage des fréquences, l'ensemble des GRT d'une même zone de réglage font appel dans des délais très brefs à des réserves de production dites primaires, qui permettent de revenir rapidement au niveau de fréquence souhaité. Dans un second temps, l'appel à des réserves dites secondaires permet à chaque GRT d'opérer un réglage au niveau de son réseau. Ces opérations ne nécessitent a priori que la connaissance par chacun des GRT des injections et des soutirages dans le réseau dont il a la charge, y compris bien entendu aux frontières (cf. 2.4.4).

Tableau 8
Interconnexions actuelles entre la France et les pays frontaliers

Pays	Nom de la ligne	Nombre de circuits	Tension en kV	Observations
Belgique	Chooz-Jamiolle	1	225	
	Avelin-Avelgem	1	400	
	Lonny-Achene	1	400	
	Moulaine-Aubange	1	225	
Italie	Albertville-Rondissone	2	400	Courant continu
	Lingostiere-Camporosso	1	225	
	Villarodin-Venaus	1	400	
	Lucciana-St Dalmazio	2	200	
	Codrogianus			
Espagne	Cantegrit-Hernani	1	400	
	Mouguerre-Arkale	1	225	
	Pragnieres-Biescas	1	225	
	Luchon-Benos	1	150	
	Baixas-vich	1	400	
	Errondenia-Irun	1	150	
Andorre	Hospitalet-Pas de la Case	1	150	
Allemagne	Vigy-Uchtelfangen	1	400	
	Saint Avold-Ensdorf	1	225	
	Vogelgrun-Eichstetten	1	225	
	Mulbach-Eichstetten	1	400	
Grande-Bretagne	Mandarins-Sellindge	4	270	Liaison sous-marine par courant continu
Suisse	Sierentz-Bassecourt	1	400	en construction
	Sierentz-Laufenburg	1	400	
	Sierentz-Asphard	1	400	
	Mambelin-Bassecourt	1	400	
	Pouigny-Verbois	1	150	
	Genissiat-Verbois	2	225	
	Cornier-la Batiаз	2	225	
	Vallorcine-la Batiаз	1	225	
	Bois Tollot-Verbois	2	400	
			en construction	

Tableau 9
Interconnexions projetées entre la France et les pays frontaliers

Pays	Nombre de circuits	Tension (kV)	Observations
Suisse	1	400	
Espagne	2	400	Des renforcements sur les lignes existantes ont été réalisés.
Italie	2	400	
Belgique	1	400	

2.2.4. Les contraintes techniques

Les flux physiques

L'électricité est soumise aux lois physiques de Kirchoff qui déterminent les flux physiques à travers le réseau de manière relativement complexe. Ainsi, de la connaissance du lieu de production (l'injection) et du lieu de consommation (le soutirage), on ne peut pas aisément déduire le «chemin» pris par l'énergie acheminée d'un point à l'autre du réseau. De plus il arrive souvent que des pays tiers soient affectés par des échanges d'énergie entre deux pays ou même au sein d'un unique pays. On désigne ces flux d'énergie qui traversent les pays tiers par le terme de «flux de bouclage» («loop flows»).

Les pertes

Le transport de l'énergie engendre des pertes qu'il convient de prendre en compte. A l'échelle européenne les pertes représentent de 1% à 2% de l'énergie transitée sur le réseau de transport. Ces pertes doivent être recouvertes en faisant appel à des moyens de production supplémentaires.

En France, sur les réseaux de transport et de distribution d'EDF, le volume des pertes s'est élevé à 25 TWh en 1997. Dans le transport, les pertes sont d'environ 8 TWh en 440 kV et 225 kV, et 4 TWh en 90 kV et 63 kV. Des niveaux de pertes normatifs ont été définis par EDF pour chaque ouvrage du réseau :

Tableau 10
Les pertes sur le réseau

Ouvrages	Taux de pertes moyens*
Liaison 400 kV	1,42%
Transformateur 400/225	0,17%
Liaison 225 kV	0,54%
Transformateur 400/HTB	0,36%
Transformateur 225/HTB	0,42%
Liaison HTB	0,81%
Transformateur 225/HTA	0,72%
Transformateur HTB/HTA	0,72%
Liaison HTA	1,61%
Transformateur HTA/BT	1,54%
Liaison BT	3,55%

Source : EDF

* Il s'agit du rapport de l'énergie perdue à l'énergie injectée. Le taux de perte sur les liaisons 400 kV reflète donc la distance plus grande parcourue par l'énergie sur ces lignes.

La compensation de ces pertes peut être prescrite par le gestionnaire du réseau de transport, qui demande alors aux producteurs des injections supérieures aux soutirages, ou bien elle peut être assumée par le gestionnaire du réseau, qui achète alors l'énergie nécessaire et répercute in fine le coût de la compensation au niveau du tarif de transport ou directement aux clients (cf. 2.9.). Dans le deuxième cas, le gestionnaire du réseau de transport tient un poste de pertes dans sa comptabilité.

La congestion

Les contraintes techniques du réseau proviennent des limitations physiques de certains éléments du réseau (lignes, postes et transformateurs surchargés) ou de limitations fonctionnelles du système électrique (maintien de la fréquence, de la tension, des marges de sécurité...).

La gestion de la congestion consiste à régler le problème d'une injection d'énergie par un producteur qui ne peut être soutirée par son client à cause des contraintes techniques du réseau. Le remède le plus usuel est d'appeler un moyen de production mieux placé, éventuellement proche du lieu de consommation, et de réduire la production de la centrale mal placée.

En terme d'incitation, l'impact financier de la congestion peut avoir des effets sur les décisions du gestionnaire du réseau. Le gestionnaire du réseau doit pouvoir internaliser les coûts de congestion afin d'avoir les incitations optimales au développement du réseau. Par ailleurs, les congestions peuvent parfois accroître le pouvoir de marché de producteurs locaux en limitant l'entrée de nouveaux producteurs (selon les règles d'accès au réseau retenues).

Les congestions apparaissent fréquemment au niveau des interconnexions internationales. La capacité de transport entre pays est souvent insuffisante ou saturée par un producteur historique. La question de l'allocation des droits de transit se pose alors (appel d'offres ; premier arrivé, premier servi...).

En France, les principales contraintes de congestion sont situées dans le sud de la vallée du Rhône où les ouvrages existants sont déjà saturés et le développement de nouveaux ouvrages semble pratiquement impossible. En matière de sécurité d'approvisionnement, la zone niçoise est insuffisamment interconnectée en l'absence de doublement de l'unique ligne à 400 kV existante. La Bretagne souffre d'un déficit de production, qui conduit à un déséquilibre de flux d'énergie qui nécessite une attention particulière, mais sans congestion manifeste.

Le coût de la congestion est évalué par EDF à 150 MF par an. Ce chiffre pourrait être sous estimé, car il ne prend en compte que les coûts de combustible des moyens appelés hors présence économique. Son évolution est difficile à anticiper : d'une part, des échanges transfrontaliers plus nombreux pourraient créer de nouvelles congestions, d'autre part, de nouveaux moyens de production décentralisés pourraient alléger les contraintes de congestion au niveau des tensions plus élevées.

En Europe, les réseaux ne sont pas parfaitement intégrés et il est nécessaire de gérer les contraintes de congestion. D'importantes contraintes existent entre la France et l'Espagne ainsi qu'entre la France et l'Italie. De moindres contraintes existent avec nos voisins d'Europe du Nord. Si les échanges internationaux se développent, des congestions pourraient apparaître ailleurs. Il est donc probable que le niveau actuel des congestions ne reflète pas celui des congestions à venir.

Une fonction essentielle des gestionnaires de réseaux appartenant à des zones de réglage situées de part et d'autre de contraintes de congestion sera de les gérer. A cet égard, le rôle du gestionnaire du

réseau sera d'assurer la liquidité des échanges, tout en garantissant la sûreté de fonctionnement du système électrique.

Le fonctionnement du système : le transit, la fréquence, la tension et les marges

Le réglage de la fréquence

Le gestionnaire du réseau contribue au maintien de la fréquence du réseau UCTE à sa valeur de 50 Hz sur sa zone de responsabilité. Pour cela, il dispose :

a) de moyens de réglage automatiques :

- les régulateurs primaires fréquence-puissance des groupes de production qui agissent en quelques secondes et qui permettent de rétablir l'équilibre production-consommation ;
- le système centralisé de réglage secondaire fréquence-puissance qui agit sur un organe central de commande qui permet de faire revenir la fréquence à la fréquence nominale ;

b) de moyens de réglage manuels :

- en cas d'épuisement de ces réserves, le gestionnaire du réseau peut effectuer un réglage manuel tertiaire en faisant appel à des réserves dites tertiaires, mobilisables en quelques dizaines de minutes.

Le GRT peut demander aux producteurs de participer à ces réglages (et donc de posséder les capacités constructives nécessaires au niveau des équipements) sur une base prescriptive ou volontaire. Il devra soigneusement arbitrer entre les besoins du système électrique et les coûts imposés aux producteurs. Des prescriptions trop importantes constitueraient une barrière à l'entrée pour les nouveaux producteurs.

Une zone de réglage possède un dimensionnement optimal. Selon EDF, certains gestionnaires de petits réseaux pourraient à l'avenir être amenés à fusionner. Ce sera vraisemblablement le cas en Suisse. En Allemagne où coexistent 8 gestionnaires de réseaux, il est probable qu'à terme certains de ces GRT se regrouperont. La qualité de réglage de la fréquence devrait être améliorée sur un vaste réseau où la défaillance d'une installation de production apparaîtra plus marginale.

En France, la puissance d'une tranche nucléaire est aujourd'hui de l'ordre de 1300 MW et la puissance d'appel en période de pointe atteint environ 70 000 MW. Néanmoins, les marges de réglages d'un gestionnaire sont définies au plan européen de sorte qu'en France, sur l'ensemble des installations de production, la marge de réglage primaire atteint 750 MW (réserves de puissance mobilisables en quelques secondes) et la marge de réglage secondaire environ 1000 MW (réserves de puissance mobilisables en quelques minutes). Le niveau relativement modeste de ces marges de réserve à court terme illustre l'un des mérites des interconnexions entre les différents réseaux nationaux.

Le réglage de la tension

Outre la fréquence, le GRT doit maintenir un niveau de tension constant et élevé sur le réseau THT afin de maximiser la puissance de transit, minimiser les pertes et satisfaire les contraintes de tension de la production, la distribution et la consommation. Il doit également veiller à prévenir des incidents d'écroulement du réseau ou de perte généralisée de tension.

Le GRT dispose pour cela :

- du réglage primaire automatique de tension qui agit instantanément au niveau de chaque alternateur ;
- d'un système centralisé de réglage secondaire automatique de tension qui agit sur des zones de réglages de tension et impose une tension de référence sur chaque zone ;
- du réglage manuel tertiaire qui permet de coordonner le plan de tension entre les différentes zones de réglages secondaire.

La gestion des transits

Le GRT doit assurer que les ouvrages supportent bien les transits et que les seuils d'intensité maximale ne sont pas dépassés. Il peut modifier la topologie du réseau (les impédances, la mise en parallèle des lignes) ou les programmes de production.

Les transits nouveaux, par exemple entre la Belgique et l'Espagne, pourront aggraver les congestions, notamment dans la vallée du Rhône. Pour tenir compte des goulots d'étranglement, le GRT devra alors procéder à un «redispatching» des installations de production, c'est-à-dire à la modification de l'appel des centrales, réorganiser voire supprimer des échanges transfrontaliers ou bien faire appel aux concours des autres GRT.

Les GRT doivent s'adapter aux demandes d'injection et de soutirage qui résultent des contrats entre les producteurs et leurs clients. Certaines transactions en sens opposés peuvent annuler en tout ou partie les flux d'énergie. Néanmoins, les GRT devront tenir compte des flux nets et s'assurer de la sûreté de fonctionnement de leurs réseaux.

Les échanges obéiront en principe à des contrats de relativement long terme. Il faudra cependant que chaque jour les GRT établissent un bilan prévisionnel des flux dans le cadre de la programmation des échanges de la veille pour le lendemain (J-1). Ils seront alors parfois amenés à demander des modifications (négociées ou imposées) pour limiter des échanges d'énergie qui risqueraient de dépasser les capacités techniques des ouvrages. A plus court terme encore, demi-heure par demi-heure, des ajustements pourront parfois se révéler nécessaires.

Les marges d'exploitation

Afin d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande sur le réseau et de faire face aux aléas de la consommation et de la production, le gestionnaire du réseau doit disposer de marges d'exploitation à plus ou moins brève échéance. Plus l'horizon temporel est éloigné, plus les marges devront être importantes.

Ces marges d'exploitation prévisionnelles sont classées selon leurs constantes de temps. Elles sont constituées des réserves secondaires (disponibles en moins de 13 mn) et tertiaires (disponibles en moins de 30 mn), de groupes de production mobilisables en plus de 30 mn, de groupes qui demandent un préavis avant de pouvoir être démarrés (préavis inférieur à 8 ou 16 heures) et de groupes en arrêt garanti mobilisables en quelques jours, quelques semaines, voire quelques mois.

Au total, le GRT rend un ensemble de service dont une partie des coûts peut être dissociée en fonction d'éléments caractéristiques de ces services, mais dont une autre partie reste commune et nécessitera des clés de répartition conventionnelles.

Tableau 11
Les coûts par service rendu

Services	Coûts	Eléments caractéristiques
Fourniture de capacité et transport d'énergie	<ul style="list-style-type: none"> • Coût d'usage du réseau existant • Construction d'installations nouvelles • Pertes* • «redispatching» • Coûts d'opportunité des ruptures • Gestion, contrôle 	<ul style="list-style-type: none"> • Points d'injection et de soutirage • Puissance de pointe • Possibilités de rupture • Energie transportée
Maintien de la qualité du service ("services système") fréquence et tension, et de la sécurité du réseau	<ul style="list-style-type: none"> • Réserves d'ajustement • Ajustement de la tension • Gestion, contrôle 	<ul style="list-style-type: none"> • Normes de qualité
Services de secours (garantie de la continuité des transactions)	<ul style="list-style-type: none"> • Réserves 	<ul style="list-style-type: none"> • Existence de garanties • Délais de mise en œuvre
Interconnexion	<ul style="list-style-type: none"> • Coût des lignes d'interconnexion 	<ul style="list-style-type: none"> • Point d'injection et de soutirage

* On se place dans l'hypothèse d'une compensation financière des pertes effectuées par le GRT (cf. 2.9).

2.2.5. L'organisation du GRT

Une autre manière de présenter l'activité du GRT consiste à identifier les décisions associées à sa gestion. Le GRT joue un double rôle d'opérateur du système («dispatching» ou appel des centrales) et d'opérateur de l'infrastructure de transport (OIT). Dans le cas d'une organisation centrée autour d'un «pool», une fonction d'opérateur de marché spot devient nécessaire et peut être remplie par un opérateur de marché. Ces deux fonctions devront être étroitement coordonnées à très court terme. Une approche simplifiée consiste à séparer les fonctions d'opérateur système/marché d'une part et d'opérateur des infrastructures de transport d'autre part.

Le GRT a la responsabilité de tout le réseau de transport. Les réseaux de distribution sont gérés par ailleurs par les gestionnaires de réseaux de distribution ("GRD"). Le rôle d'un GRD est de permettre l'accès au réseau de distribution, d'acheminer l'énergie qui transite sur son réseau, éventuellement de compter l'énergie transitée et enfin de gérer les infrastructures et les raccordements et développer le réseau en cas de besoin. Il est également possible de séparer à ce niveau les fonctions de distribution «pure» et d'opérateur de l'infrastructure de distribution (OID).

En tout état de cause, les GRD devront travailler en coordination avec le GRT. En particulier, si l'accès au réseau doit se faire de manière totalement transparente et indépendante de la localisation sur le réseau du producteur ou du consommateur, le GRT et les GRD devront utiliser des mécanismes internes ou externes (dans le cas des DNNs) de compensation.

2.2.6. Les comptes du transport

Les comptes du transport au sens large

L'analyse menée par le groupe d'experts a conduit à privilégier une approche large du concept de transport, incluant l'ensemble des réseaux d'acheminement de l'électricité (« transport », « répartition » et « distribution », selon la terminologie fonctionnelle utilisée jusqu'à présent en France). En effet ces différents réseaux ne sont pas séparés par des frontières définies de manière univoque (cf. 2.8.). Les traiter séparément serait source de difficultés (séparation des coûts...), alors même qu'ils concourent tous au même objectif d'acheminement de l'énergie.

Les comptes du transport comprennent les charges qui sont attachées à l'activité transport d'EDF. Ces charges comptables comprennent à la fois des charges d'exploitation et de maintenance et des charges liées au capital installé (amortissements, frais financiers, investissement). En fait, la plupart des charges du GRT sont liées au dimensionnement du réseau et peuvent donc être considérées comme fixes à court terme. Seules les pertes, lorsque le GRT les achète, et une partie des services systèmes apparaissent clairement liées à la quantité d'énergie qui transite effectivement par le réseau existant. En tout état de cause un retraitement sera nécessaire pour passer de la comptabilité annuelle du transport telle qu'elle est tenue par EDF au calcul des charges à recouvrer par la tarification.

L'estimation des coûts au sens large, effectuée par EDF pour l'élaboration de sa tarification transitoire du transport, a conduit aux montants suivants (en incluant les pertes).

Tableau 12
Coût de l'activité réseau

Coût	Montant (GF)
Capital et exploitation (activité réseau)	31,2
Pertes (volume de référence : 14,4 TWh)	3,2
Total	34,3

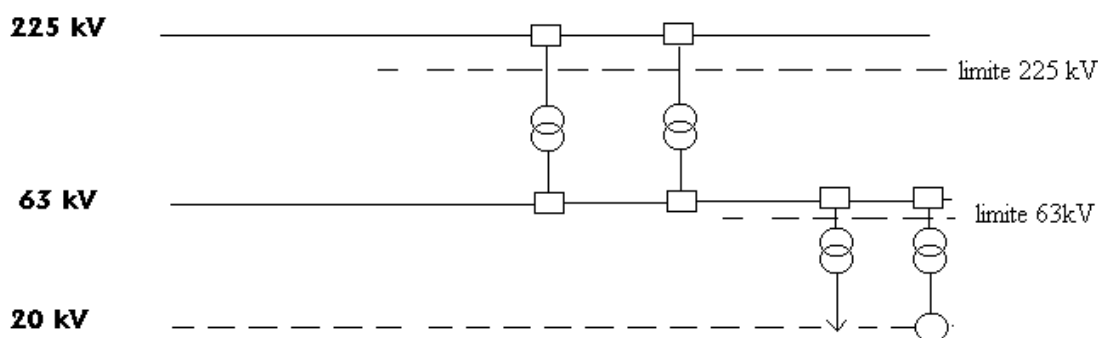
L'affectation par niveau de tension

L'affectation par niveau de tension se fait traditionnellement en deux temps. Dans un premier temps toutes les charges qui peuvent être clairement affectées à un niveau de tension le sont (par exemple les lignes de tension et les postes de transformation au niveau de tension inférieur). Ensuite, les charges qui restent à recouvrer sont réparties selon des règles de répartition qui peuvent être plus ou moins arbitraires en fonction de caractéristiques objectives (prorata des dépenses, nombre de postes ou longueur de lignes, actif net...).

A cet égard, il faudrait examiner les avantages que pourrait présenter une approche par activités. Les activités seraient par exemple : l'ingénierie réseaux (le raccordement, le renforcement, le développement du réseau), la maintenance, les services systèmes, le « dispatching » et la R&D.

Dans la figure qui suit, les postes de transformation sont affectés à la tension inférieure :

Figure 3
Schéma du réseau



L'affectation par niveau de tension des coûts de transport au sens strict (Cf.2.6.3) a donné les résultats suivants dans la tarification provisoire d' EDF.

Tableau 13
Affectation des coûts par niveau de tension

Coût par niveau de tension (GF)	400kV	225kV	HTB	HTA
Coût de capital et d' exploitation (activité réseau)	3,7	5,2	8,0	14,3
Coût des pertes (volume de référence : 14,4 TWh)	1,1	0,5	0,7	0,9
Total	4,8	5,6	8,6	15,2

L'inclusion de la distribution dans les coûts d'accès au réseau nécessitera des compensations entre GRT et GRD.

Le projet de loi prévoit que dans le cadre du monopole de distribution, le fonds de péréquation de l'électricité répartira plusieurs types de charges, notamment tout ou partie des coûts supportés par les organismes de distribution et qui, en raison des particularités de leurs réseaux 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.

La clé de répartition de ce fonds pourrait être basée sur des critères normatifs (nombres et caractéristiques physiques des ouvrages, postes, lignes) ou sur des coûts observés ex post.

Les comptes du transport au sens strict à EDF

Les comptes du transport au sens strict ne comprennent pas le réseau HTA de la distribution. EDF fournit la comptabilité suivante :

Tableau 14
Les comptes du transport d'EDF

MF courants	1996	1997
Dépenses directes d'exploitation	5401	5424
Conduite		750
Maintenance		1793
Conception et réalisation des ouvrages		1056
Logistique et formation		1825
Charges complémentaires	2622	2640
Redevance GB		480
Contrôle et redevance hors GB		31
Taxe sur les pylônes		738
Autres charges fiscales		1065
Assurances et autres charges complémentaires		326
Sous-total dépenses liées à l'exploitation	8023	8064
Dotations	4282	4434
Amortissement industriel		4238
Complément amortissement IFA (France-Angleterre)		60
Charges différées réparties		136
Contributions	2695	2582
Direction et services centraux		750
Charges financières		1832
Sous-total dotation et contributions	6977	7016
TOTAL	15000	15080

On constate que l'exclusion des pertes et la non prise en compte de l'ensemble de la fonction d'acheminement conduit à passer d'un coût de 34 GF (tableau du 2.6.1.) à 15 GF.

Ces comptes font apparaître plusieurs éléments qui appelleront une attention particulière :

- Les charges d'exploitation devront être précisément auditées au niveau de la logistique, de l'ingénierie, de la maintenance et ne devront pas faire apparaître de transfert de l'activité production vers l'activité transport.
- Les dépenses de logistique et de formation comprennent les frais de structure, de gestion, des frais généraux et de personnel ; ces dépenses devront être auditées et devront correspondre si possible à des frais réels et non à des charges réparties au prorata du personnel.
- Les dépenses de conception et réalisation des ouvrages devront être examinées sous l'angle des prestations d'études d'ingénierie ; les prestations du Centre National d'Ingénierie Réseau (CNIR) et des Unités de Services Réseau (USI) devront être évaluées et auditées, leurs coûts devront être comparés à des coûts de tiers («benchmarking»).

- D'une manière générale, toutes les prestations fournies au GRT par des directions ou services d'EDF extérieurs au GRT devront être clairement identifiées (faire l'objet de contrats ou de conventions) et comparées à des alternatives hors EDF.
- Les charges liées à la liaison France-Angleterre IFA 2000 ne devraient figurer parmi les charges du GRT que si la liaison est disponible à tous les acteurs du marché ; actuellement cette liaison de 2000 MW en courant continu qui appartient en partie à EDF, est dédiée à l'exportation d'EDF - Production sur le «pool» anglais (pour l'alimentation de Regional Electricity Companies et des opérateurs britanniques).

Les amortissements doivent coïncider avec la durée de vie effective des ouvrages ; dans la comptabilité EDF, la durée d'amortissement comptable des installations de transport ou de distribution (lignes, postes de transformation) est de 30 à 45 ans ; un autre mode d'amortissement pourrait être appliqué afin de donner une valeur résiduelle non nulle aux ouvrages qui ont encore une valeur économique.

- Les charges de structure au niveau de la tête de l'entreprise EDF (recherche et développement, direction et services centraux) devront être équitablement réparties et devront tenir compte de l'indépendance de la gestion du GRT (les frais de la fonction centrale devront donc être réduits à minima).
- Les charges financières doivent être allouées par des clés de répartition vérifiables ; la dette d'EDF devra être clairement désagrégée afin d'affecter précisément la dette qui concerne le GRT ; par ailleurs les actifs financés par fonds propres devront évidemment aussi être rémunérés.
- Les autres charges complémentaires comprennent la contribution au 1% des œuvres sociales ; il faudra que cette répartition se fasse au prorata du personnel employé.

Enfin et surtout, le tableau précédent, issu de la comptabilité analytique d'EDF, ne comprend pas une partie des comptes du transport qui sont historiquement rattachés à l'activité de distribution. Les coûts associés sont cependant importants, comme le montre l'analyse plus large développée précédemment.

2.2.7. La rémunération du capital

Le montant de la rémunération du capital ne peut se fonder directement sur les seules charges comptables ayant un lien avec le capital installé. Il faudra passer par une évaluation du capital à rémunérer et par la définition d'un taux de rémunération. On reviendra au chapitre 8 sur la question des incitations du GRT (forfaitisation «price - cap», ou remboursement des coûts «cost - plus»,...).

La définition du capital à rémunérer

Si la théorie recommande d'évaluer le capital du GRT à sa valeur de marché, cette approche paraît dans le cas d'espèce impossible à mettre en œuvre. D'abord, le GRT est intégré à EDF qui reste à 100% détenu par l'Etat, et on ne dispose donc pas d'indication fournie par le marché. Ensuite, même à supposer que le GRT soit séparé d'EDF et introduit sur un marché boursier, sa valeur dépendrait de bénéfices futurs qui résulteraient avant tout de la réglementation de ses tarifs. Du fait de cette circularité, l'approche par la valeur de marché ou un équivalent doit donc être abandonnée.

Dans un premier temps, la valeur nette comptable pourrait être retenue pour appliquer un taux de rémunération, pourvu que les durées d'amortissement soient cohérentes avec la durée de vie des matériels. Certains actifs à durée de vie longue, voire infinie (coûts d'établissement), devront être traités séparément : par exemple, la rémunération pourrait porter sur les coûts historiques, la contrepartie étant l'absence d'amortissements.

Le périmètre de l'actif du transport comprendra entre autres les terrains, l'immobilier, les constructions, les ouvrages du réseau. Un audit précis devra être effectué pour déterminer si certains actifs sous utilisés (notamment immobiliers) devront ou non figurer dans le bilan de l'activité transport.

Une approche alternative serait de prendre les coûts de développement de long terme du réseau correspondant à une infrastructure de transport optimisée. Cette approche aurait l'avantage de partir d'une base de coût optimisée contrairement à une approche historique qui prend le réseau en l'état. Cette approche comporte toutefois deux difficultés non négligeables : d'une part, elle ne garantit pas l'équilibre financier du GRT (un réseau surdimensionné est a priori plus coûteux), et d'autre part, les coûts de développement évités de long terme sont difficiles à calculer en environnement rendu plus incertain par l'arrivée de nouveaux moyens de production non planifiés (par le GRT).

Le taux de rémunération

La rémunération des capitaux propres pourrait être calculée à partir d'un taux net requis par un actionnaire privé (fictif) qu'il conviendrait de corriger de la fiscalité et éventuellement de primes de risques adaptées à l'activité de transport pour reconstituer un taux brut garanti au GRT.

L'activité du transport étant encore fortement régulée et à l'abri de la concurrence, le risque sous-jacent devrait être faible.

Il n'apparaît pas possible d'établir ce taux à partir de celui qu'EDF a dégagé historiquement de ses activités. En effet on dispose historiquement pour EDF de taux agrégés correspondant à des activités intégrées. Désormais le transport constituera une activité séparée dont le risque sera bien moins important que celui associé à la production : le GRT devrait donc se voir appliquer un taux inférieur à celui demandé par son actionnaire à EDF - Production. Enfin il faudra prendre garde à bien contrôler l'absence de subvention croisée entre l'activité de transport du GRT (rémunération garantie) et l'activité de production d'EDF (rémunération non garantie).

La rémunération des capitaux financés par endettement devrait être fondée sur le coût du crédit pour EDF (qui devrait pouvoir être expertisé), en tenant là aussi compte éventuellement d'une prime de risque (faible) liée à l'activité du transport.

Le coût moyen pondéré du capital (CMPC) est largement utilisé par les autres régulateurs notamment au Royaume-Uni, aux Etats-Unis et en Argentine. Le CMPC est la moyenne pondérée du coût de la dette et du coût des fonds propres.

$$\text{CPMPC} = (1 - W_d)R_e + W_d(1 - T)R_d$$

Où $W_d = D/E$, ratio dettes sur fonds propres

T = taux de taxation marginal

R_e = coût des fonds propres

R_d = coût de la dette

Il convient toutefois de préciser le CMPC utilisé. En effet le CMPC peut être nominal ou réel (ajusté de l'inflation), après ou avant impôts. L'estimation du taux marginal de taxation (T : réel ou forfaitaire, de court terme ou de long terme) est important ainsi que la durée des amortissements (fiscaux ou économiques) prise en compte. Enfin, la valeur E des fonds propres devraient normalement être basée sur une valeur de marché de l'actif net. A défaut, la valeur nette comptable peut être une approximation.

L'approche par le CMPC semble raisonnable car elle reflète la rentabilité économique de l'activité considérée qui peut être, après ajustement au risque, comparée aux autres activités de l'opérateur intégré et à la rentabilité d'autres opérateurs.

Un CMPC¹³ nominal après impôts est utilisé par les régulateurs aux Etats-Unis alors qu'un CMPC réel est utilisé au Royaume Uni avant impôts (MMC, Ofgas) ou après impôts (Ofwat, Oftel, régulateur ferroviaire). L'Argentine et le Mexique utilisent un CMPC réel avant impôts.

Un CMPC nominal a l'avantage d'être plus transparent car :

- il est plus facilement comparable à la rentabilité d'autres activités évaluée en général de façon nominale ;
- le coût nominal de la dette est directement observable en examinant la comptabilité de l'opérateur ;
- la fiscalité s'applique aux revenus nominaux.

L'inconvénient essentiel tient au risque d'inflation qui pèse sur l'opérateur. Ce risque demeure toutefois faible à moyen terme.

L'allocation par éléments du réseau

Comme pour toutes les autres charges à recouvrer, la rémunération du capital fera nécessairement l'objet d'une répartition implicite ou explicite en fonction des éléments qui serviront à l'imputation des charges (niveaux de tension, zones géographiques, usages du réseau,...). Ceci implique de répartir le capital et la dette et de définir les niveaux de rémunération :

- La répartition du capital à rémunérer n'a pas de raison de différer de celle qui aura été retenue pour les amortissements.
- Il n'y a pas lieu de différencier le partage entre dette et fonds propres sur ces différents éléments.
- La question se pose d'une éventuelle différenciation des taux de rémunération selon les différents éléments de l'actif. On pourrait en effet fonder une telle différenciation sur le fait que le risque attaché à la gestion des différents éléments du réseau peut varier. Une telle approche soulèverait cependant des problèmes délicats de vérifiabilité. Il est donc sans doute préférable d'appliquer un taux de rémunération unique à tous les éléments de l'actif du GRT.

¹³ Etude NERA pour le compte de l'autorité de régulation australienne.

Les investissements du GRT

Dès lors que la rémunération des actifs du GRT est assurée, il en est de même du financement des investissements : en venant augmenter l'actif, ils conduisent à une augmentation de la rémunération garantie qui couvre par construction le coût de leur financement, par endettement ou fonds propres, et les dotations aux amortissements (pourvu que coïncident les amortissements physiques et financiers).

La rémunération du capital peut être recalculée chaque année («cost - plus») ou seulement la première puis intégrée à la tarification et soumise à l'évolution générale qui sera définie pour les tarifs du GRT (par exemple, par un «price - cap»). Dans le premier cas, le système ne fournit que peu d'incitation à l'efficacité des programmes d'investissement du GRT, et dans le second cas davantage, mais avec un risque de sous investissement.

Dans les deux cas, un encadrement des investissements du GRT sera indispensable. Ceux-ci resteront financés par la tête de groupe. Il existe une procédure d'approbation des investissements d'EDF par les pouvoirs publics au niveau du Comité des investissements à caractère économique et social (CIES)¹⁴. Une procédure distincte pourrait être nécessaire pour les activités de réseaux.

Une procédure claire de financement des investissements d'EDF devra être établie au risque de laisser un pouvoir discrétionnaire à la direction financière d'EDF d'allouer les ressources entre les trois métiers d'EDF (production, transport, distribution). Le GRT ne devra justifier ses investissements qu'auprès de la CRE et des pouvoirs publics et non auprès de la direction financière d' EDF.

Ce problème devra faire l'objet d'une attention particulière de la CRE qui par exemple, en cas de congestions sur certaines parties du réseau, pourra avoir à arbitrer entre la création de nouvelles lignes (par EDF-GRT) et l'encouragement au développement de nouveaux moyens de production (qui pourraient être ceux d'EDF - Production).

2.2.8. La frontière transport - distribution

La distinction des fonctions de transport et de distribution d'électricité se fait en premier lieu selon la destination de l'électricité.

Les installations de transport sont "en principe" constituées par les installations de tension supérieure ou égale à 63 kV. Aux termes de l'article 2 du cahier des charges de la concession à EDF du réseau d'alimentation général en énergie électrique (voir encadré), l'ingénieur en chef chargé du contrôle (la DRIRE locale) peut classer dans la concession de transport, les installations d'une puissance inférieure à 63 kV qui assurent une fonction de répartition de l'énergie ou de desserte de plusieurs concessions de distribution.

Inversement, des installations d'une tension supérieure à 63 kV peuvent appartenir aux réseaux de distribution lorsqu'elles n'ont pas une fonction de répartition de l'énergie ou de desserte de plusieurs concessions de distribution,

¹⁴ Le CIES remplace le conseil de direction du Fonds de Développement Economique et Social (FDES) et statue sur les investissements des entreprises publiques. Le CIES se prononce sur des programmes d'investissement de ces entreprises. A l'origine, les investissements pouvaient être financés directement par le FDES.

- sur autorisation de l'ingénieur en chef chargé du contrôle, pour les installations de tension supérieure ou égale à 63 kV et inférieure à 225 kV ;
- sur autorisation du Ministre chargé de l'électricité, pour les installations de tension supérieure ou égale à 225 kV.

«Extrait de l'article 2 du cahier des charges RAG»

...

Relèvent en principe des ouvrages concédés les installations de tension supérieure ou égale à 63 kV, à laquelle peuvent être intégrées, par exception, celles des installations de tension inférieure dont la fonction de répartition de l'énergie ou de desserte de plusieurs concessions, a été reconnue par l'ingénieur en chef chargé du contrôle après avis des autorités organisatrices de la distribution concernées.

Sont exclues de la concession les autres installations de tension inférieure à 63 kV ainsi que, sur autorisation de l'ingénieur en chef chargé du contrôle, les installations de tension supérieure ou égale à 63 kV et inférieure à 225 kV ou, sur autorisation du Ministre chargé de l'électricité, les installations de tension supérieure ou égales à 225 kV, qui sont situées sur le territoire des entreprises de distribution, dont la fonction se limite à la distribution locale, et qui permettent d'abaisser les coûts de cette distribution tout en préservant l'intérêt économique général.

...Le Ministre chargé de l'électricité peut exercer un contrôle sur la destination effective des ouvrages existants et décider, après avis du concessionnaire et de l'autorité organisatrice de la distribution concernée, s'ils font partie ou non du réseau concédé. En cas de transfert d'ouvrages, des dédommagements sont accordés.

La situation est en réalité parfois passablement intriquée, même si l'on peut retenir que c'est en principe la destination réelle des installations (transport ou distribution) qui détermine leur appartenance aux réseaux de transport ou de distribution.

Pour éviter tout risque de discrimination entre producteurs ou entre consommateurs, il sera donc nécessaire d'avoir une approche unifiée de l'organisation et de la tarification de l'acheminement d'électricité, que celui-ci implique l'usage de réseaux de transport ou de distribution, possédés ou non par EDF. Pour ce faire, il conviendrait de construire une comptabilité agrégée de l'ensemble des réseaux d'acheminement, puis d'appliquer les principes d'affectation des charges par niveaux de tension et services rendus de façon homogène sur tout le réseau d'acheminement. C'est cette affectation des charges consolidées qui devrait servir à élaborer la tarification aux clients du GRT, qui devraient donc être indifférente à la nature juridique du réseau auquel ils sont raccordés. Cette approche nécessitera vraisemblablement la mise en place d'un système de compensation entre gestionnaires de réseaux de transport et de distribution pour tenir compte, au moins au début, de différences de productivité. Ces compensations devraient par construction rester transparentes pour les clients des réseaux, qu'il s'agisse des producteurs ou des consommateurs.

La rémunération des distributeurs indépendants constitue un réel problème qui n'a pas été développé ici car il ne relevait pas directement de la mission confiée au groupe d'experts. Toutefois, il convient d'insister sur la nécessité d'élaborer à court terme un cadre réglementaire précis pour assurer aux entreprises locales de distribution une juste rémunération de l'usage de leurs réseaux.

2.2.9. Les coûts à recouvrer : définition ; problèmes de mesure et de contrôle

La séparation comptable

La directive européenne et le projet de loi imposent la séparation comptable et la transparence de la comptabilité aux opérateurs se livrant à plusieurs activités. Il faudra que la séparation comptable des activités de production, transport et distribution d'EDF soit suffisante pour établir distinctement les charges à recouvrer au titre de chacune des activités.

Ceci impose en particulier une identification claire des coûts de commercialisation, actuellement imputés à l'activité de distribution, et parfois de transport. Par principe, le transport ne doit bien évidemment pas comprendre de telles charges, qu'il faudra donc faire basculer au compte d'EDF - Production ou dans un compte distinct EDF- Commercialisation.

Des problèmes techniques peuvent aussi gêner la séparation comptable. En tout état de cause, la précision et la vérification des principes de séparation comptable constitueront une des premières tâches de la CRE.

Le problème du traitement des pertes

Les pertes peuvent être traitées selon deux modalités qui dépendent de l'organisation de leur compensation. La compensation peut être :

- (1) prescrite par le gestionnaire du réseau de transport,
- (2) ou gérée et financée directement par le gestionnaire du réseau qui assume le risque et le coût des pertes mais qui répercute *in fine* ce coût au niveau du tarif de transport ou directement aux clients.

Dans la première approche, un coefficient marginal de perte est défini en chaque point du réseau. Un producteur doit injecter une quantité d'énergie supérieure à celle qui est demandée par son client, l'écart correspondant au coefficient de perte. La charge peut être partiellement transférée au client qui se verra facturer une quantité supérieure à celle qu'il a effectivement consommée. L'avantage de cette approche est qu'elle internalise le coût des pertes au niveau de chaque contrat. Elle contribue ainsi à l'efficacité des décisions des producteurs et des consommateurs. Cette approche est plus cohérente avec la tarification nodale (voir chapitre 4). Toutefois, la difficulté d'un calcul exact des coefficients de pertes représente un inconvénient non négligeable.

Dans la seconde approche, le GRT a la responsabilité de l'achat des pertes et procède à des appels d'offres ou des achats sur la base des prix proposés la veille (à J-1) par les producteurs. L'avantage de cette approche est que le GRT, s'il est soumis à un "price cap", sera incité à limiter les pertes en optimisant et développant le réseau. Les charges liées aux pertes apparaîtraient ainsi clairement dans la comptabilité du GRT et devraient donc être recouvrées à travers la tarification générale du transport.

L'Espagne utilise la première approche. La seconde est utilisée en Allemagne qui répercute le coût des pertes dans le tarif de transport.

Dans le cas français, la première approche conduirait à transférer à EDF - Production la responsabilité de la gestion des pertes. Ceci soulèverait des difficultés en matière de discrimination vis-à-vis des nouveaux entrants sur le marché, d'autant plus que le réseau français est optimisé pour

réduire les pertes d' EDF. Compte tenu de l'intégration du GRT avec EDF - Production, on a plutôt raisonné ici à partir de la seconde approche, c'est-à-dire d' une gestion financière des pertes.

En tout état de cause, en attendant la mise en place d'une méthodologie validée de calcul des coefficients de perte sur le réseau¹⁵ qui permettrait de tenir compte de la localisation et peut-être des périodes, la première approche ne pourrait être adoptée que sur la base d'un coefficient moyen national. Ceci revient à peu de chose près à la seconde approche, dans laquelle le recouvrement du coût des pertes serait imputé sur la base de l'énergie acheminée (et non de la puissance). C'est sur cette approche que l'on se fondera par la suite.

2.2.10. La tarification transitoire

Architecture générale

Le dispositif transitoire mis en place par EDF depuis le 19 février 1999 pour assurer l' accès au réseau de transport est fondé sur le principe d' un système du type «droit d' injection-droit de soutirage». Le système de «droit d' accès au réseau» (droit d' injection pour les producteurs, droit de soutirage pour les consommateurs) a donc été préféré à un système de «rémunération au transit» également envisagé (système qui aurait associé un prix à une transaction clairement identifiée entre un fournisseur et son client, en fonction de leur position, de la distance qui les sépare, etc.).

EDF a motivé ce choix par l' analyse suivante :

- les logiques économiques et techniques pousseraient à une tarification indépendante de la distance (les transits physiques ne suivent pas les transits contractuels) ;
- la simplicité de mise en œuvre plaiderait pour exclure un système de transit (difficulté à identifier les itinéraires, à en déterminer les coûts...) ;
- un système de droit d' accès permettrait d' assurer une certaine continuité avec le système tarifaire antérieur à l' ouverture à la concurrence (identité de traitement de tous les consommateurs quel que soit leur emplacement) ;
- pour les acteurs économiques un système de droit d' accès serait le plus lisible et le plus transparent.

Estimation des coûts à recouvrer

Pour élaborer le régime transitoire de tarification du réseau d'acheminement, EDF s'est fondé sur une estimation provisoire des charges à recouvrer et une affectation de ces charges par niveau de tension. Il faut souligner que ces charges concernent l'ensemble du réseau d'acheminement d'EDF, y compris les réseaux de distribution dont il a la charge.

¹⁵ Ce coefficient est égal à $1/1-L'$, L' étant la perte en ligne marginale. La perte marginale est égale au double de la perte moyenne compte tenu du caractère quadratique des pertes (les pertes moyennes sont indiquées en 2.4.2.).

Tableau 15
Coût à recouvrer d'EDF

Coût	Montant (GF)
Capital et exploitation (activité réseau)	31,2
Pertes (volume de référence : 14,4 TWh)	3,2
Total	34,3

Coût par niveau de tension (GF)	400kV	225kV	HTB	HTA
Coût de capital et d' exploitation (activité réseau)	3,7	5,2	8,0	14,3
Coût des pertes (volume de référence : 14,4 TWh)	1,1	0,5	0,7	0,9
Total	4,8	5,6	8,6	15,2

Charges d' infrastructure

Pour les charges d' infrastructure, EDF a retenu le principe de fixer le niveau global des coûts aux charges comptables 1997 de l' activité de transport, hors coûts spécifiques de la liaison IFA 2000, ces charges ayant été corrigées de manière à assurer une rémunération des capitaux engagés égale à 7%.

Ce taux n' apparaît pas fondé sur une analyse économique précise.

Pertes

En ce qui concerne les pertes, EDF a choisi de les inclure dans la tarification provisoire, en considérant qu' elles sont compensées par EDF - Production qui perçoit pour ce faire 22 cF/kWh. Ceci devra être revu sur la base des prix d'achat réels, lorsque sera mis en place un traitement financier des pertes par le GRT.

Mission d' intérêt économique général (MIEG)

EDF estime à 4 GF ses surcoûts au titre des MIEG (surcoûts de production dans les DOM et en Corse, coûts des conventions pauvreté-précarité, surcoûts liés aux obligations d' achat).

Ces 4 GF sont répartis sur l' énergie transitée, ce qui conduit à accroître les tarifs de 1cF/kWh.

Il faut noter que, selon les termes du projet de loi, ces coûts n' ont en aucune façon vocation à être recouverts par l' intermédiaire des tarifs de transport. Ils ne devraient donc plus figurer dans la tarification finale.

Services systèmes

Les services systèmes sont identifiés comme des coûts pour EDF - Production (réserves de puissance ou capacités de réglage sur ses moyens de production). Ces services sont valorisés à 0,6 cF/kWh.

On peut remarquer que certains de ces services peuvent être rendus par d' autres producteurs et que ces derniers devraient alors en être rémunérés.

Congestion

Afin de lever les contraintes de transit sur le réseau 400 kV, EDF doit parfois modifier les plans de production des centrales et s'éloigner de l'optimum de production. Les coûts relatifs à cette désoptimisation du parc sont évalués pour la consommation intérieure à 150 MF. Affectée aux transits sur le réseau 400 kV, cette charge est ensuite répartie selon les clés relatives à ce niveau de tension (cf. 3.9.3.)

Les coûts de congestion autres que ceux évoqués ci dessus sont traités - dans la tarification provisoire - en fonction de l'ordre d'arrivée des différents demandeurs de transit, et ces coûts leur sont intégralement facturés.

Cette procédure est contestable car elle apparaît fortement discriminante, puisqu'elle avantage les anciens producteurs au détriment des nouveaux entrants.

Coûts clientèle du GRT

Le comptage, la facturation, etc. font l'objet d'un loyer (en F/an).

Allocation des coûts

La tarification provisoire retient certaines règles pour la répartition des coûts du GRT sur les acteurs du marché de l'électricité.

Répartition producteur-consommateur

La tarification provisoire fait peser l'intégralité des coûts sur les consommateurs.

Ce choix est motivé selon EDF par le fait que tout partage des coûts entre producteurs et consommateurs serait arbitraire (les répartitions varient beaucoup en Europe). De plus, en tout état de cause, ce seraient toujours les consommateurs qui supporteraient in fine les charges liées au transport.

Il faut noter que le choix d'EDF conduit en pratique à ce que les exportations d'électricité depuis la France ne contribuent pas au financement du réseau national.

Répartition selon les niveaux de tension

Pour les consommateurs, la tarification provisoire retient la règle de l'empilement successif des coûts de réseau, depuis le niveau de tension le plus élevé jusqu'au niveau de tension de raccordement (avec utilisation de clés de répartition par niveau de tension fondées sur les transits physiques observés).

Pour les producteurs, le choix de ne pas faire peser sur eux les charges du GRT affranchit EDF de l'élaboration de tarifs d'injection modulés par niveaux de tension. Toutefois, EDF a évoqué deux approches différentes qui auraient pu être mises en œuvre : la logique du «réseau en développement», où l'on considère qu'une injection en aval permet d'éviter des renforcements des réseaux amont (et où les tarifs à l'injection diminuent donc avec le niveau de tension), et la logique du «réseau déjà développé», où l'on considère que les logiques d'implantation des centrales de production sont indépendantes du réseau (et où les tarifs sont donc les mêmes pour tous les niveaux de tension).

Répartition géographique

La tarification provisoire n'instaure aucune modulation géographique des tarifs de transport (tarifs supportés entièrement par les consommateurs), au nom de la péréquation nationale des prix de l'électricité et de la faiblesse (supposée) de l'élasticité des consommateurs à un signal tarifaire modulé.

En revanche, EDF estime nécessaire une incitation à la localisation favorable des nouveaux producteurs. A cet effet, EDF évoque la possibilité :

- d'interdire réglementairement, après avis du GRT, toute nouvelle implantation dans une zone présentant des contraintes d'évacuation trop difficiles à lever ;
- d'allouer aux nouveaux producteurs des coûts de raccordement prenant en compte les renforcements de réseau que rend nécessaire l'évacuation de leur énergie (renforcements objectifs, sur le niveau de tension de raccordement et sur celui qui lui est immédiatement supérieur) ;
- enfin d'instituer le cas échéant, pour le réseau d'interconnexion dont les éventuels besoins de renforcement ne seraient pas couverts faute de pouvoir établir avec précision les besoins de chacun, un signal de prix géographiquement différencié qui pourrait être intégré au système de rémunération des services de transport.

Cette approche donne lieu à contestation : dans son ensemble, elle discriminerait fortement les derniers entrants au profit des anciens producteurs. De plus, le traitement séparé de la THT et des niveaux de tension inférieurs devrait être justifié pour écarter les soupçons de discrimination à l'encontre des nouveaux entrants.

Répartition énergie - puissance

La tarification provisoire revêt une forme binôme avec un prix de puissance (F/kW) et un prix d'énergie (F/kWh), afin de tenir compte du fait que les coûts de réseau ne dépendent qu'en partie de l'énergie transitée.

La partie énergie des tarifs inclut les coûts des infrastructures dont le dimensionnement est directement lié aux transits (section des conducteurs). Ce terme est estimé être du même ordre de grandeur que le coût moyen des pertes (cf. 5.5.). La tarification provisoire retient donc une partie énergie des tarifs égale au double du coût des pertes.

La partie puissance des tarifs est alors calculée pour couvrir le solde des coûts d'infrastructure.

En pratique, 70% des coûts (pertes comprises) serait ainsi recouverts par la partie fixe des tarifs (partie puissance), et 30% par la partie variable (partie énergie).

Il faut noter que cette méthode conduit à moduler la partie variable des coûts d'infrastructure sur le modèle de la modulation horosaisonnaire retenue pour le coût des pertes.

Cas particuliers (clients courte utilisation, etc.)

Certains utilisateurs bénéficient de barèmes transitoires spécifiques, adaptés à leurs situations particulières. Ces dispositions se limitent à deux catégories d'utilisateurs :

- les bénéficiaires de contrats «Effacement Jour de Pointe» (ou EJP) ou modulables ;
- les utilisateurs de courte durée, à l'image de certains autoproducteurs qui ont recours au réseau pendant un petit nombre d'heures au cours d'une année.

Ces conditions spécifiques assurent que les utilisateurs devenus éligibles qui changeraient de fournisseur ne voient pas une augmentation de leur facture liée à la prestation de transport de l'électricité par rapport aux anciens barèmes d'EDF.

Une version «courte utilisation des tarifs a notamment été créée pour les besoins de transit compris entre 220 et 2000 heures par an, à destination des clients qui font appel au réseau sur une courte durée (qu'ils aient des besoins occasionnels ou qu'ils n'utilisent le réseau que pour la qualité et le secours qu'il apporte).

Transits

Les transits internationaux à travers le réseau français (par exemple de la Belgique à destination de l'Espagne) versent, dans le système transitoire, une redevance équivalente à la part variable du barème 400 kV-225 kV (hors charges liées aux MIEG), à laquelle sont ajoutés les éventuels coûts de congestion engendrés par le transit et calculés selon la règle du "premier arrivé, premier servi". Cette règle conduit à ne rien facturer aux premiers demandeurs de capacité et à ne faire supporter le coût marginal de congestion qu'aux seuls demandeurs marginaux, c'est-à-dire aux derniers entrants.

Les coûts de congestion actuels sont compris dans ce terme ; la tarification provisoire prévoit que les transits et exports nouveaux se verront de plus facturer la totalité des coûts de congestion qu'ils engendreraient.

On retrouve là la pratique de «grandfathering» (droit du grand-père ou du premier arrivé) qui risque d'être assimilée à une discrimination au détriment des nouveaux entrants.

Modulation horosaisonnaire

La tarification provisoire comprend un découpage horosaisonnier calé sur la saisonnalité et la modulation horaire de la production (été/hiver et heures de pointe/heures creuse).

Cette modulation est contestable parce qu'elle ne se fonde pas sur les coûts du réseau. Ainsi, le réseau peut être dans certains cas davantage sollicité dans des périodes creuses de la demande et de la production, quand moins de centrales sont appelées et que les trajets acheminements sont allongés.

Raccordements et renforcements

Le système de tarification transitoire mis en place ne prévoit pas explicitement la tarification des raccordements et des éventuels besoins de renforcements, qui sont traités dans le cadre du cahier des charges RAG (cf. 2.1.2).

*

* *

S'il n'entre pas dans le mandat du groupe d'expertiser le niveau de la tarification transitoire, elle présente des caractéristiques en termes de structure qui devraient évoluer. On peut remarquer que la tarification mise en place appelle par nature des critiques de la part des diverses parties intéressées à d'éventuelles modifications. Ces critiques semblent cependant épargner le principe du timbre-poste, ainsi que celui d'une répartition des charges par niveaux de tension. A l'opposé, l'absence de disposition sur les raccordements contribue sans doute à exacerber le débat sur ce sujet.

2.3. INTRODUCTION A UNE DEMARCHE ECONOMIQUE

Du point de vue économique, l'objectif de l'organisation de l'accès au réseau et de sa tarification devrait naturellement être la maximisation du surplus social par l'ensemble du secteur de l'électricité. La démarche idéale consisterait alors à transposer à cette industrie la méthode appliquée par Laffont et Tirole à l'interconnexion des télécommunications, consistant à prendre comme point de départ les règles théoriques de gestion de monopole public et la tarification de Ramsey-Boiteux qui concrétisent cet objectif en présence de contraintes budgétaires, puis de les amender en intégrant les limitations sur les instruments d'intervention disponibles, les imperfections de marché, les risques de "contournement" inefficaces, les problèmes d'asymétrie d'information et d'incitations du GRT, etc.

Si un tel projet demeure hors de portée dans son ensemble, cette démarche constitue un point d'entrée fructueux pour appréhender les problèmes soulevés par les tarifications concrètes de l'accès aux réseaux de transport d'électricité, en fournissant une référence pour étudier la nature des écarts que celles-ci comportent par rapport à ce qui serait la tarification idéale. Ceci conduira tout d'abord à établir comme référence celle de la tarification nodale. On examinera ensuite à cette aune les enjeux des solutions pratiques.

2.3.1. La tarification nodale

Théorie simplifiée

Pour établir ce que serait la tarification optimale du transport il convient de considérer en première lieu les conditions d'efficacité de la gestion du système électrique dans son ensemble, dont l'analyse détaillée a été développée par Schweppe et al., dont l'ouvrage "Spot pricing of electricity" (1988) fait référence¹⁶, puis par Hogan (1992)¹⁷. L'encadré ci-dessous en propose une version simplifiée.

«La tarification nodale»

Pour notre propos une analyse simplifiée suffit. Les injections (g_j) et les soutirages (d_k) se font aux nœuds (j,k). Compte tenu des injections nettes opérées, les flux physiques qui s'établissent dans le réseau suivant les lois de la physique s'expriment sous la forme $z_i(x_i) = (g_j - d_j)$ pour le segment i . De même les pertes sont une fonction $O(x_i) = (g_j - d_j)$. Notant $P_k(d_k)$ la courbe de demande (inverse) au nœud k , et $C_k(g)$ le coût total de production d'une injection g à ce nœud compte tenu des équipements disponibles, le programme à résoudre s'écrit, si l'on introduit des contraintes éventuelles de capacité de transport \bar{Z}_i :

¹⁶ F. Schweppe, M. Caramanis, R. Tabors et R. Bohn, 1988, "Spot Pricing of Electricity", Norwell, MA, Kluwer.

¹⁷ W. Hogan, 1992, "Contract Networks for Electric power Transmission", Utilities Policy, vol. 6, pp. 257-270.

$$\left\{ \begin{array}{ll} \max_{(g,d)} \sum_k \int_0^{d_k} P_k(x) dx - \sum_j C_j(g_j) & \\ \sum_k d_k + \Omega - \sum_j g_j = 0 & (\mathbf{m}) \quad (\text{équilibre énergétique réseau}) \\ Z_i \leq z_i & (\mathbf{m}_i) \quad (\text{contraintes de réseau}) \end{array} \right.$$

Les conditions nécessaires d'optimalité de ce programme conduisent à définir un système de prix "nodaux" P_k de l'électricité, qui vérifie en chaque nœud :

$$P_k = \mu - \mu \frac{\partial \Omega}{\partial x_k} - \sum_i \mu_i \frac{\partial z_i}{\partial x_k} = C'_k$$

Ces relations traduisent l'idée qu'à l'optimum, il serait indifférent de modifier à la marge les programmes d'appel des centrales aux différents nœuds ; et qu'au nœud "k" le prix de l'électricité est égal au coût marginal des équipements de production en ce nœud (si des capacités sont disponibles, sinon il faudrait intégrer en plus un coût de défaillance pour l'équipement correspondant).

On aboutit ainsi à une différenciation spatiale des prix de l'électricité, d'autant plus forte que les contraintes de réseaux jouent un rôle important ; et qu'il y a des transports effectifs (donc des pertes).

En combinant ces relations, on peut exprimer le prix de l'électricité au nœud k en fonction des coûts marginaux de production au nœud l :

$$\forall k, l \quad P_k = C'_l + t_{kl}$$

avec $t_{kl} = \underbrace{\mu \left(-\frac{\partial \Omega}{\partial x_k} + \frac{\partial \Omega}{\partial x_l} \right)}_{\text{pertes}} + \underbrace{\left(-\sum_k \mu_i \frac{\partial z_i}{\partial x_k} + \sum_i \mu_i \frac{\partial z_i}{\partial x_l} \right)}_{\text{contraintes de capacités}}$

Le point essentiel est la mise en évidence d'une tarification instantanée de l'électricité très différenciée, avec des prix spots de l'électricité particuliers à chaque nœud du réseau (prix nodaux).

En chaque nœud le prix optimal de l'électricité est égal :

- au coût marginal de production à ce nœud s'il y a production à ce nœud
- au surplus marginal des consommateurs, si la demande est élastique à ce nœud
- au coût marginal de production sur le réseau, plus la contribution marginale de la demande à ce nœud aux pertes et à la congestion
- enfin, au surplus marginal de production sur le réseau, moins la contribution marginale de la production à ce nœud aux pertes et à la congestion.

L'écart entre deux prix nodaux peut s'interpréter comme un coût de transport entre le nœud l et le nœud k. Mais il est très particulier en ce sens où il ne reflète pas un trajet physique mais seulement cet écart des prix nodaux entre les deux nœuds ($t_{kl} = P_k - P_l$; $t_{kk} = 0$, $t_{kl} = -t_{lk}$). Il traduit l'impact des modifications de programmes de production qui seraient induites après réorganisation d'ensemble du fonctionnement du réseau, suite à une injection supplémentaire en l combinée à un soutirage en k, pour maintenir l'équilibre des zones, compenser les pertes et contourner les contraintes de réseau éventuelles ainsi générées. Le signe t_{kl} peut ainsi être négatif. Ce sera notamment le cas si l'injection correspondante allège les contraintes de réseau. Lorsque les zones sont homogènes vis-à-vis des moyens de production mis en œuvre et bien équilibrées, et lorsqu'il n'y a pas de contraintes sur le

réseau, qui ne sert donc qu' à effectuer des compensations, ce terme peut être très faible : le prix de l' électricité est alors uniforme ; un contrat entre les noeuds k et l ne se traduirait en effet que par des ajustements de production à chaque noeud, sans transport effectif.

Le fait qu' à l' horizon de court terme où l' on s' est placé le coût de transport ne reflète que des coûts de génération (compensation de pertes, «redispatching») montre à quel point on ne peut réfléchir sur la tarification de l' accès et de la réglementation du GRT indépendamment du fonctionnement général du marché de l' électricité. Ceci ne devrait pas surprendre, puisque c' est bien dans la perspective de minimiser les coûts totaux de génération, de compensation des pertes et de réseau que sont gérés depuis longtemps les systèmes électriques. Le point remarquable (par rapport à d' autres réseaux) est que l' on dispose d' un cadre formel permettant de caractériser l' efficacité économique d' une telle gestion en intégrant toutes les substitutions possibles entre les différentes décisions de génération ou de gestion du réseau.

Cette tarification de « premier rang » constitue donc une référence incontournable. Elle conduit à écarter toute idée de tarification à la distance ou de tarification fondée sur un trajet fictif associés aux contrats commerciaux, qui seraient sans signification technico-économique (et peuvent être dans certains cas sources d' insécurité pour les réseaux).

En revanche, il y a bien une tarification de l' utilisation des réseaux à considérer. En insistant sur la différenciation spatiale des prix de l' électricité, la théorie qui précède en souligne même l' importance, puisque d' une certaine manière vouloir gommer cette différenciation apparaîtrait de même nature qu' ignorer les écarts de coûts de combustibles qui déterminent l' ordre d' appel efficace des centrales.

De fait, de nombreux marchés ont adopté une tarification zonale de l' énergie (cf. encadré). Par ailleurs, il convient de se garder de l' analyse rapide suivant laquelle le réseau français est suffisamment développé pour que l' on puisse ignorer la structure technico-économique des coûts de transport de l' électricité. En effet, le fait que ceux-ci semblent faibles en apparence traduit justement le fait que certaines centrales sont utilisées de façon discrétionnaire pour réduire la congestion. Par ailleurs, s' il n' y a pas de transports systématiques importants, le réseau demeure dimensionné par des besoins de transport (de compensation). Enfin, l' introduction de la compétition pourrait accroître dans l' avenir les coûts de congestion, car le réseau sera utilisé sans doute de manière un peu différente.

«Exemples de tarification zonale»

(source NERA/Mc Kinsey)

- Nord-Est des Etats Unis : tarification zonale/nodale de l' énergie
- Californie : tarification zonale de la congestion
- Pérou : tarification zonale de l' énergie
- Chili : une version simplifiée de tarification zonale dès la création du marché en 1982
- Argentine : tarification zonale dès la création du marché en 1992
- Norvège : établit différentes zones de tarification quand la congestion est devenue un problème au début des années 90
- Nouvelle-Zélande : tarification zonale dès la création du marché
- Est de l' Australie : différents états se regroupent pour former un marché national avec des prix différenciés.

En théorie, si l' on se place à plus long terme dans une perspective de développement du réseau, on devrait aussi pouvoir identifier ces coûts de transport de court terme avec les coûts marginaux de développement des réseaux à cet horizon, car il y a en effet égalité du coût marginal de court terme

et des coûts de développements, si tous les équipements du réseau sont dimensionnés et localisés de façon optimale. Il y aurait aussi égalité de ces coûts marginaux au coût moyen si globalement le secteur de l'électricité fonctionne à rendements constants. Comme souvent sur les réseaux, il est difficile d'apprécier dans quelle mesure les écarts apparents entre ces deux coûts traduisent des surdimensionnements ou de véritables économies d'échelle. Dans tous les cas, le problème de financement demeure complexe dans sa gestion intertemporelle, l'identité précédente signifiant en effet que les rentes de congestion dégagées avant renforcements permettront ultérieurement de financer ceux-ci (les tarifs marginaux après renforcement étant alors faibles).

Les enjeux de la directive

Les conditions d'optimalité précédentes peuvent tout d'abord être réalisées dans un cadre de gestion centralisée. L'organisation traditionnelle de l'électricité en France correspondait à ce schéma. La production indépendante restant marginale était alors intégrée au dispositif par le biais de l'obligation d'achat, à des prix correspondants en théorie aux prix duaux du programme précédent.

Un tel système garantit la sécurité du réseau et facilite la conduite de programmes d'équipements dont les durées d'amortissement sont très longues. Ce dispositif n'a pas été par ailleurs contesté dans sa capacité à réaliser au niveau national des programmes efficaces d'appel des centrales en fonction de leur coût, ce qui est un argument pouvant justifier le parti pris de conserver l'intégration d'EDF, pour conserver ses économies de coordination. Les inconvénients de cette organisation sont ceux que l'on attribue généralement à la gestion monopolistique : tendance à «se reposer sur ses lauriers» ; manque d'incitations dans la gestion interne, notamment au niveau des activités d'exploitation ou de maintenance ; biais capitalistique dans le choix des équipements ; défaut de réactivité aux évolutions de l'environnement économique et aux attentes des clients, notamment industriels.

Par ailleurs, il est apparu de plus en plus difficile d'établir de manière objective les tarifs d'achat aux indépendants, alors même que le développement de sources diversifiées de production (gaz, cogénération) prenait sens mais nécessitait des signaux prix efficaces pour éviter les excès dans un sens ou un autre ; et on se trouve actuellement au niveau européen dans une situation paradoxale où le marché tend à être techniquement intégré, mais où il demeure en fait extrêmement cloisonné économiquement. Cette intégration technique permet un meilleur partage des aléas en élargissant le champ des compensations à plusieurs pays. Mais elle ne vise pas l'utilisation globalement la plus efficace des moyens de production à ce niveau, et les réseaux n'ont pas été développés dans cette perspective jusqu'à présent.

En d'autres termes, le modèle de l'obligation d'achat est devenu inadapté, car il est confronté à un conflit insurmontable entre la dépendance dans laquelle se trouvent les producteurs indépendants vis-à-vis d'EDF et le risque de favoriser des entrées inefficaces. Un tel mécanisme est intrinsèquement limité en effet par l'absence de véritable dynamique concurrentielle associée, dans laquelle l'entrée se trouverait stimulée et régulée, soit par l'organisation de bourses d'échanges pour l'appel des différents producteurs, soit par le comportement d'achat de clients qui recherchent l'offre la plus compétitive dans le cadre de contrats bilatéraux. La mise en œuvre de la directive, pour laquelle on a retenu en France le second schéma d'organisation fournit l'occasion d'introduire cette dynamique, avec la discipline en résultant sur les producteurs, qui seront ainsi poussés à l'efficacité et à satisfaire au mieux les attentes de leurs clients.

Pour en tirer pleinement les bénéfices, il convient que les conséquences de ce changement de modèle de régulation soient pleinement tirées, en évitant l'avatar du système antérieur que constituerait une régulation asymétrique de l'entrée. Le rôle de régulateur est d'établir un cadre pour que le marché décide efficacement, non de s'essayer à un pilotage de la structure du marché, qui biaiserait la concurrence tout en étant inefficace, inéquitable, et source d'insécurité pour les opérateurs : les obligations d'achat résiduelles doivent maintenant être conçues essentiellement comme un moyen de «compléter» le marché ; les subventions pour certaines technologies favorables à l'environnement doivent être transparentes et neutres vis-à-vis de la concurrence, donc relever de taxes et subventions explicites. On ne corrige pas une suspicion d'abus de position dominante en créant des ombrelles de prix, mais en faisant jouer leur rôle aux autorités de la concurrence.

Un consensus tend par ailleurs à émerger quant à l'idée que c'est au niveau de la plaque continentale que devrait se développer la concurrence. En effet, seul un marché fluide au niveau européen peut procurer aux industriels les gains attendus de l'application de la directive. La zone française, par ailleurs exportatrice, a un intérêt particulier à l'unification du marché continental. Il apparaît donc souhaitable d'en favoriser la mise en œuvre.

A cet égard, Tirole observe que la tendance aux Etats-Unis est aux regroupements des GRT, ce qui facilite la résolution des problèmes de coordination et d'externalités entre ceux-ci.

Décentralisation du problème

La gestion centralisée n'est cependant pas le moyen unique d'atteindre l'objectif de maximisation du surplus collectif par l'industrie électrique. Les conditions d'optimalité recherchées peuvent en effet aussi être atteintes de manière décentralisée, dans un cadre de marché où les producteurs proposent des contrats de fourniture aux consommateurs d'électricité.

Les équations du prix de l'électricité ci-dessus caractérisent aussi l'équilibre concurrentiel du marché en chaque nœud, compte tenu des coûts de transports t_{kl} imputés aux décisions *physiques* d'injection/soutirage. Sachant que l'application de tels principes conduit à des prix différenciés et fluctuants en fonction de la charge du réseau, un fonctionnement efficace de ce marché nécessite en amont le développement de marchés (financiers) permettant le partage du risque que représente cette volatilité des prix de l'électricité.

Différents schémas institutionnels sont envisageables pour faire fonctionner un tel marché, que l'on peut différencier principalement selon deux axes : l'organisation des échanges, qui peut privilégier les mécanismes de bourse ou au contraire les échanges bilatéraux ; l'accès au réseau qui peut recourir soit à une approche tarifaire, soit à une allocation de droits physiques échangeables. Ces solutions peuvent par ailleurs se combiner dans certaines conditions. Elles sont équivalentes en concurrence parfaite dans un cadre de marchés complets sur tous les nœuds d'injection et soutirage, et sur toutes les liaisons de transport. En cas de pouvoir de marché, la possibilité ou non de créer des pénuries artificielles de capacité de transport ou d'exploiter les prix correspondants peut leur conférer des propriétés différentes.

Le schéma retenu en France pour la transposition de la directive communautaire consiste à développer la concurrence par le biais de l'accès garanti au réseau de transport d'EDF, qui demeure intégré. Dans ce cadre, le GRT a comme fonction d'assurer l'équilibre du réseau, à court terme en achetant de l'électricité, pour compenser les pertes et s'affranchir des contraintes de capacités du

réseau de transport, et à long terme en mettant en place les équipements adaptés compte tenu des mêmes prix.

Son comportement idéal serait celui d' un monopole public de la théorie économique, qui satisfait la demande (i.e. équilibre le réseau), tarife au coût marginal ses interventions (cf. formules précédentes), et minimise ses coûts à court terme (achats d' énergie et «countertrading») et à long terme (en réalisant des investissements permettant d' économiser ces coûts de court terme).

Le rôle premier du GRT est ainsi bien établi : il doit équilibrer les flux physiques de manière à assurer l' émergence d' un équilibre efficace en temps réel, dans lequel les équipements disponibles sont appelés par ordre de mérite (après prise en compte des pertes et contraintes de réseaux). La tarification idéale pour cela a par ailleurs été définie. Il convient maintenant de voir dans quelle mesure les tarifications mises en œuvre concrètement s' en éloignent, et les biais que ceci introduit dans le fonctionnement du marché de l' électricité, le risque extrême étant évidemment que les coûts de transport s' apparentent à des «taxes» sur les échanges, cloisonnant le marché au lieu d' en favoriser le fonctionnement.

Dans le contexte français caractérisé par l' intégration du GRT à l' opérateur dominant, ceci conduit à attacher une importance aux questions d' indépendance, de «gouvernance» et d' efficacité de celui-ci : en tant qu' exportateur, EDF aura certes intérêt à ce que le marché européen soit effectivement ouvert, et donc pour cela à donner des gages d' indépendance du GRT. Cependant, la concurrence très vive qui semble devoir s' établir à l' ouverture du marché compte tenu des surcapacités existantes risque aussi de créer de nombreuses tentations à s' écarter de cette ligne de conduite. Dans ces conditions, l' établissement d' une réglementation préalable suffisamment forte garantissant l' indépendance du GRT, c' est-à-dire la poursuite par celui-ci des objectifs esquissés ci-dessus demeure la contrepartie naturelle du maintien de l' intégration d' EDF. La CRE doit disposer de pouvoirs, capacités d' expertise et d' accès à l' information adaptés à cette situation. Le pouvoir de la CRE doit être d' autant plus fort que le GRT reste intégré. Mais il faut de plus être conscient que la CRE demeurera toujours en situation d' infériorité informationnelle, ce qui doit conduire à concevoir en conséquence la réglementation.

Dans un contexte marqué par l' importance des surcapacités et par la dominance d' EDF, la réglementation du GRT revêt ainsi une importance déterminante. Au-delà du code de réseau, des règles précises en matière de séparation comptable, d' efficacité de gestion et des achats, de conditions de satisfaction des demandes de raccordement, etc. doivent être établies pour cela.

2.3.2. Les solutions pratiques : mise en perspective

Les enjeux des écarts à la tarification nodale

L' efficacité de l' équilibre du marché de l' électricité requiert en premier lieu que le GRT se conforme aux règles de gestion esquissées ci-dessus. Mais ceci suppose aussi deux conditions importantes :

- Que l'on tende vers les conditions d'un équilibre concurrentiel en chacun des nœuds¹⁸. Cette hypothèse sera d' autant plus réaliste que les coûts de transport seront faibles, puisque l' ensemble

¹⁸ Jean Bergougnoux (cf. contribution) observe que l' existence d' un marché concurrentiel en chaque nœud du réseau n' est pas indispensable pour que les mécanismes de marché conduisent à l' optimum : un processus itératif

des nœuds appartiendront alors au même marché pertinent. A contrario, plus les contraintes de réseau seront importantes, plus les marchés demeureront cloisonnés et plus les possibilités d' utilisation stratégique de ces contraintes apparaîtront pour les opérateurs disposant de pouvoir de marché dans le réseau.

- Que converge le processus aboutissant à l' établissement d' un équilibre en chaque nœud, les opérateurs supportant des coûts de transport évalués justement à la marge de cette configuration du réseau.

Les difficultés à satisfaire ces deux hypothèses sont probablement à l' origine des écarts que l' on observe entre les tarifications concrètes et la référence économique de la tarification nodale. Si celles-là conservent en général l' idée de tarifs fondés sur les décisions physiques d' injection et de soutirage, qui se concrétise par les formules de type timbres-poste, ceux-ci sont beaucoup moins différenciés, à la fois dans la dimension spatiale et dans la dimension temporelle : il s' agit au mieux de tarifications zonales ; exceptée la prise en compte de certaines contraintes de réseau, les tarifs de transmission tendent à être uniformes.

Outre la recherche de la transparence et de la simplicité, ces amendements et simplifications par rapport à la tarification nodale doivent être conçus pour établir un cadre propice au développement de la concurrence, en essayant malgré tout de minimiser autant que possible ce que coûte l' amoindrissement de la différenciation tarifaire en termes de renoncement à certaines incitations à l' orientation efficace des comportements.

La question est alors de trouver les instruments complémentaires (règles de comportement, programmation, traitement de cas particuliers) pour traiter les problèmes incitatifs correspondants, ou les moyens de réintroduire du signal prix du côté du marché où les comportements sont les plus déterminants pour l' efficacité allocative. Des tarifs spécifiques pour certaines formes d' utilisation, ou pour des distances très courtes entre injection et soutirage peuvent ainsi se justifier, comme moyen de compenser par exemple le fait qu' une tarification zonale ignore la condition $t_{kk} = 0$. Mais il y a alors un difficile compromis à trouver, entre d' un côté l' ouverture d' opportunités favorables à l' équilibre offre demande aux nœuds, et le risque de générer du contournement inefficace ou de l' écrémage de l' autre. Le risque en effet est que ce type de dispositif ne soit essentiellement utilisé que comme un moyen d' échapper au paiement des contributions («mark-up») à la couverture des charges du réseau.

L' uniformisation des tarifs tend par ailleurs à gommer, voire ignorer, les prix d' ordre de la tarification nodale justement aux instants ou lieux qui sont dimensionnants pour la politique de développement du réseau car c' est à ce moment que peuvent se matérialiser des pertes importantes ou les contraintes de capacité du réseau. La question du recouvrement des charges du réseau par le GRT en devient d' autant plus critique. Du point de vue de l' efficacité, la solution à ce problème de financement du GRT consiste à «taxer» les agents dont les comportements seront les moins affectés (peu élastiques) conformément aux règles de Ramsey-Boiteux. L' examen plus précis de ce qu' elles signifient dans ce contexte mériterait sûrement d' être approfondi, en fonction des instruments tarifaires disponibles. Par ailleurs il peut éventuellement en résulter un conflit avec l' objectif de non-discrimination.

entre le GRT (annonçant les tarifs d' injection des producteurs) et un marché spot unique (permettant la confrontation des coûts marginaux incluant le tarif d' injection) répondrait à la question.

Les points clefs

Compte tenu des mécanismes physiques qui régissent le fonctionnement des réseaux d'électricité, les données qui apparaissent pertinentes pour en assurer la tarification sont bien celles qui concernent les injections et soutirages effectifs. Une tarification à la distance à partir de chemins fictifs déduits des contrats n'a pas de signification technico-économique. Elle risquerait de cloisonner le marché, qui pour fonctionner efficacement, c'est-à-dire utiliser au mieux les équipements disponibles par ordre de mérite, a besoin de fluidité.

Ceci justifie le recours préférentiel aux formules de type timbre-poste associées à des tarifs de transport relativement neutres, hormis le cas de congestion avérée, confiné au développement de marchés d'échanges suffisamment larges, notamment pour l'offre de réserves, de manière à utiliser au mieux l'ensemble des équipements du marché pour satisfaire la demande et s'ajuster aux aléas.

Outre la mise en place d'instruments adaptés à la résolution des problèmes de congestion - en distinguant éventuellement le cas de segments particuliers - la qualité de la tarification dépendra d'abord de sa capacité à ne pas créer de cloisonnement des marchés : surtout éviter le «pancaking». Les problèmes rencontrés pour établir la structure des tarifs par niveaux de raccordement et dans la tarification des transits transfrontaliers relèvent intrinsèquement de cette même préoccupation même si dans le détail les points à examiner sont différents : prise en compte des flux de bouclage et financement des infrastructures induites pour les transits, structure et origine des coûts entre les différents niveaux de tension au niveau national. A cet égard, il faudra examiner par exemple dans quelle mesure le coût relativement élevé en France du réseau 400 kV résulte du fait que celui-ci a été développé pour unifier le parc nucléaire d'EDF, et s'attacher à ce que les frontières entre transport et distribution ne créent pas de distorsions.

Pour les mêmes raisons il faut prendre garde à ne pas imputer au titre du raccordement aux réseaux des coûts de renforcement qui pourraient traduire une réglementation demeurant asymétrique au détriment des entrants.

Trouver des compromis satisfaisants pour régler ces différents problèmes constitue le premier objectif à réaliser. Mais comme le souligne la contribution de Laffont et Tirole et l'encadré ci-dessous de Léautier, il importera de bien mesurer comment les solutions trouvées relèvent encore du rafistolage par rapport à ce qui serait souhaitable, et pourrait être possible à terme si l'on en juge par le développement rapide des travaux appliqués sur la tarification nodale, et aussi des instruments opérationnels utilisant les technologies de l'information et des communications pour les calculer. Il importe donc de ne pas figer les choses et favoriser les solutions évolutives.

Ceci suggère que le GRT calcule aussi rapidement que possible des prix nodaux, qui pourront de plus être utiles pour orienter les choix de développement des réseaux.

«Limites des approches non nodales»

(source Léautier, 1999)

Pays/région	Approche	Difficulté rencontrée
<ul style="list-style-type: none"> Angleterre et le Pays de Galles 	<ul style="list-style-type: none"> Double timbre-poste ◊ Tarification de l'accès (£/kW/an) non uniforme ◊ Coûts de congestion et des pertes inclus dans une surcharge uniforme : « Uplift » (£/MWh) 	<ul style="list-style-type: none"> Les utilisateurs du système (demande, production) n'internalisent pas le coût véritable de leurs actions Le « bien-être » est réduit par au moins 0,7 % du revenu des producteurs (Green, 1999), un septième des bénéfices nets de la privatisation et de la restructuration du système électrique anglais (Newbery et Pollitt, 1997)
<ul style="list-style-type: none"> Interconnexion Pennsylvanie-New-Jersey-Maryland 	<ul style="list-style-type: none"> Initialement, tarification uniforme de l'énergie (test) 	<ul style="list-style-type: none"> Une possibilité d'arbitrage s'est créée entre le marché centralisé et les contrats bilatéraux Les prix ont augmenté de telle sorte qu'il a fallu suspendre le test et adopter la tarification nodale de l'énergie
<ul style="list-style-type: none"> Nouvelle-Angleterre 	<ul style="list-style-type: none"> Initialement, l'opérateur du système considère que la congestion est négligeable 	<ul style="list-style-type: none"> De nouvelles centrales de gaz proposées dans le nord du système vont rendre le système congestionné L'opérateur du réseau a décidé d'adopter la tarification zonale de l'énergie

L'architecture de la tarification du transport

La contribution de Helm a examiné plus en détail comment les différentes options d'allocation des coûts et de tarification du transport expriment cet arbitrage implicite entre : promotion de la concurrence, efficacité allocative et "équité" ou non-discrimination de la tarification. On peut aussi illustrer ces enjeux à un niveau plus général, en considérant (en remontant de l'aval vers l'amont, donc de la fonction d'opérateur de système vers celle d'opérateur de marché) les deux principales étapes du travail du GRT (cf. les descriptions détaillées de son rôle dans les contributions de Lévêque, Singh et Perez-Arriaga) :

L'équilibre instantané du réseau

Le réseau demeure géré de manière centralisée par un «dispatching» technique. La tarification à cet horizon est alors essentiellement conçue dans une perspective de recouvrement des charges correspondant aux coûts des écarts, à la fourniture et à la gestion des services système. Mais ceci ne signifie pas que les questions d'incitations ont disparu ou que les mécanismes de prix peuvent être ignorés à ce moment. Il pourrait être justifié en effet de tarifier différemment ces services aux opérateurs qui peuvent s'engager sur des consommations peu volatiles, qui utilisent donc peu ces services, ou de maintenir des incitations à l'effacement. Surtout, pour que la fourniture des écarts soit assurée efficacement, l'organisation d'un marché à la marge peut être très utile pour déterminer l'ordre d'appel des centrales. La dissociation opérateur de marché/opérateur de système peut par ailleurs obliger à préciser la nature du droit associé à la définition de l'équilibre programmé en J-1 : quelles sont les garanties de pouvoir exécuter le programme ? Les pénalités en cas d'interruption ? Les conditions de fourniture des écarts ? etc.. Tous ces éléments ont en effet un impact concurrentiel potentiellement important.

L' établissement des programmes d' appel en J-1 (le jour pour le lendemain)

C'est au fond à ce moment que le fonctionnement effectif du marché peut se rapprocher le plus du modèle théorique exposé ci-dessus. En pratique, on en reste cependant encore loin puisque l' on n' effectue que deux itérations, la première sans contrainte de réseau avec un prix de transport uniforme sur l' ensemble de la zone, ce qui revient à considérer celle-ci comme un marché unique intégré ; puis une seconde pour résoudre les contraintes de réseau. Cette démarche est strictement appliquée dans le système britannique, la solution consistant à garantir la marge des opérateurs qui se trouvent évincés du fait des contraintes de réseau à la deuxième étape, et à en répartir le coût. L' établissement de l' ordre de mérite des centrales est ainsi privilégié, mais au détriment des incitations à la localisation des équipements (traitée en théorie par ailleurs par le zonage de la tarification, mais qui s' est révélé peu incitatif en pratique) ; et au risque de générer des comportements stratégiques au niveau de la première étape, les opérateurs dominants anticipant les contraintes de réseau et les utilisant pour peser sur les prix.

En l' état, tous les systèmes semblent distinguer ces deux étapes pour établir les programmes d' appel en J-1, les congestions étant donc traitées par le biais d' instruments spécifiques, qui distinguent éventuellement certains segments particuliers appelant un traitement au cas par cas. Dans leur principe ceux-ci devraient viser à refléter les variables duales des contraintes de réseau. Le recours à des mécanismes économiques (tarifs, enchères, marchés de droits) devrait donc être privilégié à ce niveau pour allouer les capacités aux agents pour qui celles-ci ont le plus de valeur. S' il ne semble pas encore exister de solution bien établie en ce domaine pour choisir entre les différents instruments, la solution du «grandfathering» pour l' allocation des droits paraît devoir être écartée en général, car elle revient à se priver de l' instrument le plus naturel pour financer les investissements permettant d' alléger les congestions, ce qui implique donc d' utiliser d' autres générateurs de distorsions. Par ailleurs ceci peut renforcer les barrières à l' entrée dans le secteur.

Le schéma qui semble émerger combine donc finalement un schéma de type timbre-poste, éventuellement différencié par zone, complété par des mécanismes particuliers pour la congestion. Il semble de nature à permettre dans de bonnes conditions le fonctionnement à court terme du marché, c' est à dire à équipements donnés.

Dans la mesure où l' on se trouve durablement dans des situations de surcapacités, ceci peut être considéré comme l' essentiel. Il faut cependant être conscient que de manière générale, les amendements évoqués ci-dessus conduisent à supprimer pratiquement tout rôle de signal des prix de transport pour les décisions à long terme, qu' il s' agisse de celles des opérateurs (localisation) ou du développement du réseau par les GRT. Comme en matière de conditions de raccordement ou de créations de lignes directes, des dispositifs de régulation complémentaires sont donc nécessaires en ce domaine. Ceux-ci doivent certes être conçus pour ne pas stimuler les entrées inefficaces ou générer des surcoûts à l' ensemble de l' industrie. Il faudra aussi veiller à une articulation cohérente de la tarification du transport du gaz avec celle de l' électricité, sous peine de voir des localisations de nouvelles centrales à gaz cherchant à exploiter des opportunités d' arbitrage. Mais ils doivent aussi et d' abord éviter de pérenniser des barrières empêchant l' établissement d' un fonctionnement concurrentiel du marché. En ces domaines, le rôle de la CRE sera donc essentiel.

2.4. LES GRANDES OPTIONS DE TARIFICATION

Ayant rappelé ce qui serait la tarification idéale, il convient d'examiner les avantages et inconvénients des solutions envisageables à court terme. Ceci conduit à privilégier la solution dite des «deux demi timbres-poste» (injection et soutirage), calibrés pour recouvrer les charges du GRT, différenciés géographiquement pour refléter les déséquilibres de certaines zones, ce dispositif étant complété par des instruments spécifiques pour résoudre les autres problèmes de contraintes de réseau.

2.4.1. Les principaux choix à effectuer

Les critères de tarification du transport et de la distribution doivent refléter les caractéristiques des services rendus par le réseau d'acheminement. La tarification associée à une transaction pourrait ainsi prendre en compte :

- la puissance électrique (souscrite, ou mesurée) envoyée sur le réseau ;
- le volume d' énergie transporté ;
- les caractéristiques physiques (tensions) aux points d' injection et de soutirage ;
- l' état du réseau (congestion) aux points d' injection et de soutirage ;
- l' éloignement entre producteur et consommateur ;
- plus généralement, l' impact général de la transaction sur le réseau.

Les trois premiers critères ont été retenus par l' ensemble des systèmes étrangers. Les grands modèles de tarification de l' utilisation des réseaux qui émergent tant des expériences étrangères que des réflexions théoriques divergent en revanche sur les derniers points. Ces modèles sont principalement au nombre de trois, avec diverses variantes, notamment en ce qui concerne la répartition retenue entre le producteur et ses consommateurs, qui relève de règles plus ou moins arbitraires :

- la tarification nodale
- le timbre-poste
- l' itinéraire contractuel

Déterminer une grande option de tarification nécessite donc de faire des choix parmi les alternatives suivantes :

- Prendre ou non en compte la distance (en distinguant éventuellement certaines utilisations particulières du réseau pour lesquelles la tarification à la distance apparaîtrait par exception plus pertinente), autrement dit choisir entre des formules de type timbre-poste ou de type tarification à la distance.
- Différencier ou non les tarifs selon les points d' injection (signal économique vers le producteur) et de soutirage (signal économique vers le consommateur), autrement dit orienter le système de tarification vers un système de type nodal.

- Répartir le coût du transport sur le producteur ou sur ses consommateurs.
- Déterminer les critères techniques de tarification : niveaux de tension, partage entre part énergie et part puissance (avec, pour cette dernière, le choix entre puissance souscrite et puissance mesurée).

2.4.2. Le choix entre timbre-poste et tarification à la distance

La répartition des flux physiques d'énergie sur le réseau de transport électrique obéit à des lois physiques suivant lesquelles le courant électrique se répartit dans le réseau en empruntant les chemins de moindre résistance. Il en résulte que les «flux parallèles» sont omniprésents, et que cette répartition du courant n'entretient donc pas de rapport simple avec les transactions commerciales entre producteurs et consommateurs. Calculer les coûts d'utilisation correspondants, autrement qu'en se référant à la modélisation nodale esquissée au chapitre précédent, apparaît de plus extrêmement complexe, car ceux-ci sont fluctuants et soumis aux externalités que représentent les injections et soutirages des autres acteurs.

Faute de pouvoir recourir à une analyse précise des coûts propres à chaque transaction en se fondant sur une analyse exacte du fonctionnement du réseau, il a été parfois proposé d'utiliser la distance entre producteur et consommateur comme critère de modulation des tarifs (les tarifs croissant alors avec la distance). Mais la distance entre le point d'injection et le point de soutirage d'un contrat n'apparaît pas comme une bonne variable pour caractériser les coûts de transport dont les «distances» réelles dépendent en fait de la manière dont le contrat rééquilibrera ou déséquilibrera le réseau, selon que l'injection se fait dans une zone importatrice ou exportatrice, le soutirage dans une zone exportatrice ou importatrice. A l'exception de l'Allemagne aucun pays n'a d'ailleurs retenu de système de tarification à la distance. Le système allemand a d'ailleurs subi beaucoup de critiques, et il a été récemment modifié. En dissuadant les contrats entre producteurs et consommateurs éloignés, un tel système de tarification protège les producteurs historiques (de proximité) au détriment des concurrents plus éloignés. Ce système nuit à la «contestabilité» du marché, à l'entrée de concurrents potentiels, à la baisse des prix et à la diversification de la demande qui sont recherchées à travers les processus de libéralisation des marchés de l'énergie en Europe.

Outre de meilleures justifications économiques, un système de timbre-poste présente donc l'avantage d'être compatible avec une harmonisation des tarifications du transport en Europe.

2.4.3. Le partage entre producteurs et consommateurs

Si une tarification nodale permet de faire apparaître sans ambiguïté deux termes dans la tarification (l'un pour l'injection, l'autre pour le soutirage), le partage du timbre-poste entre producteur et consommateur apparaît en revanche relativement ouvert, même si l'on peut montrer - d'un point de vue théorique - qu'une partie de ce timbre-poste devrait s'appliquer identiquement (en valeur absolue) à l'injection et au soutirage, mais avec des signes opposés¹⁹.

L'examen des partages retenus à l'étranger montre que des situations diverses coexistent, allant du partage 0% producteurs-100% consommateurs en Espagne, à un taux 50-50 en Norvège, en

¹⁹ Cf. contribution de J. Bergougnoux.

passant par une répartition 25-75 en Angleterre. Peu d'arguments économiques permettent en fait de justifier a priori un choix plutôt qu'un autre au vu des charges à recouvrer. Par ailleurs, il faut évidemment se rappeler que ce n'est pas forcément le côté qui paye le transport qui le supportera effectivement, celui-ci pouvant être reporté par exemple du producteur vers le consommateur.

Le type de répartition choisi peut cependant contribuer à donner diverses incitations aux opérateurs, notamment vis-à-vis des échanges extérieurs :

- Un partage 0-100, qui fait peser l'ensemble des charges sur les consommateurs, exonérerait les exportations de toute contribution au financement du transport. Un tel choix semble cependant contestable car les flux d'exportations engendrent des coûts de réseau, qui doivent être supportés par les opérateurs concernés.
- Pour les transits internationaux, l'usage de taux de répartition trop différents d'un pays à l'autre, altère sans justification la compétitivité de certaines offres. A l'extrême, un partage 100-0 en France joint à un partage 0-100 en Espagne exonérerait de toute charge de transport un flux de l'Espagne vers la France, alors qu'un flux inverse contribuerait doublement aux charges.
- Enfin, si l'on souhaite que la tarification du transport joue un rôle incitatif tant auprès des producteurs que des consommateurs, le partage doit être choisi de telle sorte que les deux catégories d'acteurs puissent être soumises à un signal tarifaire différencié.

Afin d'éviter le développement de distorsions dans la concurrence internationale, il apparaît finalement souhaitable de retenir en France une répartition du timbre-poste qui soit proche de celle en vigueur dans les pays limitrophes. Le partage injection – soutirage pourrait également être fondé sur la différence entre l'élasticité au prix de transport des producteurs d'une part et des consommateurs d'autre part. Une répartition un tiers - deux tiers apparaîtrait cohérente avec les deux objectifs précédents. De plus un tel partage préserverait la possibilité que la tarification joue pleinement son rôle incitatif, tant vers les producteurs que vers les consommateurs, dans l'hypothèse où les tarifs seraient différenciés géographiquement ou évolueraient vers une tarification nodale.

2.4.4. La pertinence économique des formules de type timbre-poste

Pour apprécier la validité économique des timbres poste utilisés en pratique, il faut revenir sur les caractéristiques de la tarification nodale. Celle-ci est en effet :

- (i) une tarification au coût marginal de court terme (à l'inverse du timbre-poste qui est une tarification au coût moyen) ;
- (ii) une tarification différenciée pour orienter les choix des producteurs et consommateurs (l'unité idéale de tarification serait le noeud du réseau et non une zone, et la tarification optimale se déduit de l'optimisation du système électrique) ;
- (iii) une tarification qui suppose généralement que la taille du réseau est optimale (dès lors que cette condition n'est pas respectée, la tarification nodale ne donne pas les bonnes incitations à long terme et il faut introduire des éléments correctifs pour traiter cet écart).

Dans cette liste, l'élément crucial est le deuxième. Pour que la tarification à deux demi-timbres-poste se rapproche des résultats de la tarification nodale, il faudrait que celle-ci comporte suffisamment d'instruments de différenciation spatio-temporelle. Toutefois, aménager ainsi un système de type

timbre-poste adossé à de multiples instruments annexes resterait vraisemblablement moins efficace que l'application directe de la tarification nodale. On a vu en effet qu'il fallait pour atteindre l'optimum économique tarifier le transport sur la base de l'écart entre le prix nodal de l'électricité p_k au nœud de soutirage et le prix p_j au nœud d'injection.

La troisième condition est évidemment essentielle : il n'y a pas de bonne solution tarifaire lorsqu'elle n'est pas vérifiée. S'agissant enfin de la première, la nature des écarts entre le coût marginal de court terme et le coût moyen appelle une analyse plus précise. En effet, les coûts de génération et «redispaching» associés à la tarification nodale, et les coûts en capital engagés par le développement du réseau sont les deux faces d'une même pièce, au moins à la marge, puisque l'on investit justement pour économiser les premiers.

Dans le cas des télécommunications, ceci avait conduit à privilégier l'analyse des coûts de développement du réseau pour élaborer la tarification de l'interconnexion, avec la notion de coût moyen incrémental de long terme. Compte tenu de la croissance rapide de ce secteur, l'articulation entre ces coûts et le fonctionnement instantané du réseau pouvait demeurer relativement générale. Il n'en va pas de même avec l'électricité, puisque la tâche première assignée au GRT est d'assurer un équilibre efficace du réseau, dans lequel les programmes d'appel des centrales respectent l'ordre de présence économique, celles appelées en premier ayant les coûts de combustible les plus faibles. Ceci conduit donc à accorder plus d'importance à l'analyse des coûts de court terme, mais ce n'est pas contradictoire pour autant avec l'attention portée par ailleurs aux coûts en capital de développement du réseau de transport, qui y sont liés.

Toutefois, une telle tarification appliquée strictement ne permet que de recouvrer une partie des coûts du GRT. Il convient donc de compléter cette approche par une règle d'imputation des coûts fixes, qui peut être, par exemple, inspirée des prix de Ramsey-Boiteux. Dans ce cas on fait porter l'effort de financement de «péage» par un «mark up» en tenant compte des élasticités, de manière à minimiser les distorsions par rapport à la tarification de premier rang. Si l'on fait le choix plus simple, mais qui procède jusqu'à un certain point de la même démarche de «neutralité», de répartir les coûts fixes de façon forfaitaire entre tous les usagers du réseau, par l'imputation d'une surcharge à la tarification nodale, et de répartir une fraction des coûts variables au producteur, on obtiendrait bien un tarif qui aurait la forme d'un double timbre-poste modulé géographiquement.

Pour schématiser que soit cette représentation de la tarification, elle permet de préciser quelques points utiles :

Différenciation géographique du timbre-poste pour les consommateurs et les producteurs

A priori, la référence à la tarification nodale justifie une différenciation géographique du timbre-poste «en miroir» pour les producteurs et pour les consommateurs : une injection supplémentaire plus coûteuse dans une zone exportatrice devrait s'accompagner d'un moindre coût du soutirage (qui constitue une «injection négative»). La mise en œuvre de ce principe ne se heurte pas à la nécessité (prévue par le projet de loi) de maintenir une péréquation tarifaire pour les non éligibles. En effet cette péréquation porte sur le prix final (de détail) de l'électricité aux clients captifs et non pas sur sa composante transport (composante qui, par ailleurs, ne pèse que marginalement - 10% environ - dans le prix final du kWh, et doit en tout état de cause, être vue comme un coût comme un autre qui doit être supporté par les agents qui en sont à l'origine, sans quoi on risque de créer des gaspillages importants dans le système électrique). Le terme de soutirage L du demi-timbre-poste pourrait donc

être différencié géographiquement. Une telle différenciation est d'autant plus souhaitable que les consommateurs éligibles sont sensibles aux prix, auquel cas un signal tarifaire adressé à la demande est pertinent pour inciter aux localisations efficaces et pour optimiser le réseau existant.

Tarification des contrats de proximité

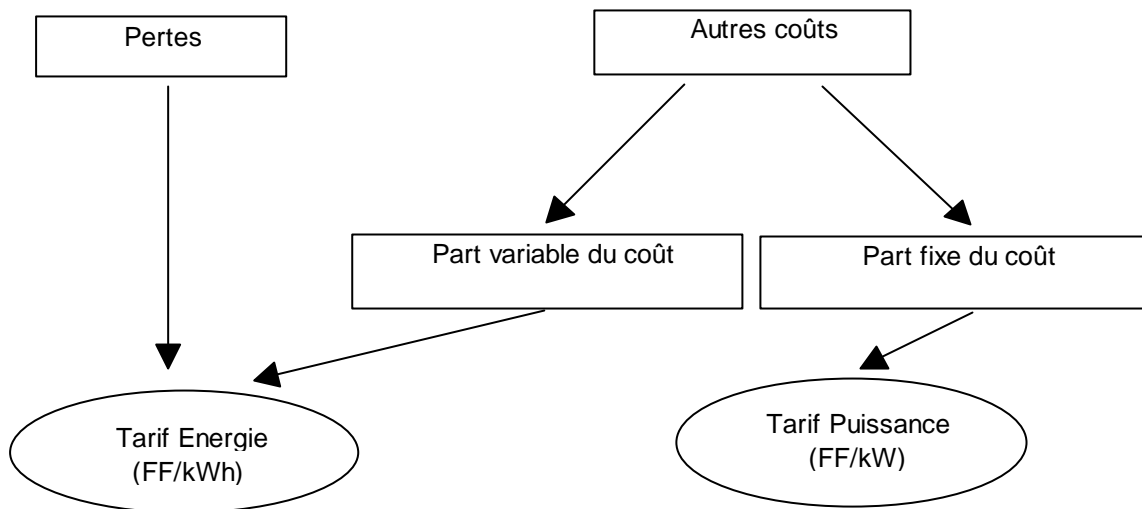
Un contrat de proximité, passé entre un producteur et un consommateur rattachés au même nœud du réseau (ou à des nœuds très proches) paierait a priori un tarif de transport nul dans une tarification nodale pure, et un tarif réduit aux seuls péages servant à financer les coûts fixes dans le double timbre-poste idéal. Si en moyenne ce dernier tarif serait donc inférieur à celui qui est appliqué à des transactions pour de plus longues distance, il n'est pas pour autant nul, loin de là, lorsque les coûts variables ne représentent qu'une petite partie du coût total. On reviendra sur la tarification qu'il convient d'appliquer aux contrats de proximité en absence de tarification nodale au chapitre 2.6.

2.4.5. Le partage entre énergie et puissance

La répartition entre les termes énergie et puissance de la tarification peut être analysée sous un aspect technico-économique, mais aussi en étudiant l'impact de ce choix sur le développement et l'efficacité du marché. Une tarification à la puissance peut ainsi être un moyen indirect pour refléter les coûts de développement du réseau associés aux usages qui déterminent son dimensionnement. Mais retenir une part puissance importante peut pénaliser les productions occasionnelles d'énergie, et favoriser les productions «en bande» (uniformes le long de l'année). Une part puissance importante peut donc décourager des entrées. Enfin, si elle permet de recouvrer - en tant que terme de bouclage - les coûts fixes du réseau, l'introduction d'une part puissance dans les tarifs ne coïncide pas en général avec la tarification optimale sous contrainte d'équilibre budgétaire du GRT.

En pratique, les divers systèmes de tarification du transport retiennent tous un terme au kW, dépendant de la puissance (souscrite ou réelle) et qui est payé même si aucun échange d'énergie a lieu, auquel peut venir s'adjoindre un terme énergie (au kWh), terme qui est proportionnel à l'énergie envoyée ou retirée du réseau. Certaines charges du GRT relèvent assez nettement de l'un ou l'autre des deux termes. Par exemple les pertes en ligne, si elles sont compensées financièrement, sont fonction de l'énergie transitée sur le réseau et tendent donc être affectées au terme énergie de la tarification. La répartition des autres charges est moins claire a priori.

Figure 4
Répartition des charges du GRT



Du point de vue théorique, l'optimisation du dimensionnement d'une ligne électrique fait apparaître, dans le coût de construction, une partie proportionnelle à l'énergie, puisque le dimensionnement résulte du choix de la section des conducteurs à utiliser et que plus la section est faible, moins elle est coûteuse, mais plus il y a de pertes en ligne.

A l'optimum, le coût de transport d'une ligne électrique peut ainsi être vu comme la somme d'un coût fixe (indépendant de l'énergie que l'on veut faire transiter) et d'un coût variable (relié à l'énergie), ce dernier étant lié au coût des pertes. En effet, si l'on admet que le coût de construction d'une ligne est la somme d'une part fixe, représentative du coût de la «file de pylônes» et du câble de section minimale, et d'une part variable représentative du coût de passage à des câbles plus gros, alors à l'optimum il doit y avoir égalisation entre le surcoût marginal d'un câble de section supérieure et le coût marginal des pertes. La part variable du coût de la ligne serait donc égale au coût des pertes. Il s'agit là d'une démonstration globale (l'ensemble du réseau français et ses transits sont en fait modélisés comme une seule ligne), qui peut être appliquée pour déterminer un partage global du tarif entre énergie et puissance, mais pas directement pour le dimensionnement précis d'un ouvrage particulier.

La partie puissance des tarifs apparaît le plus souvent comme un terme de bouclage qui permet de recouvrer l'ensemble des coûts. Toutefois, le choix de la répartition énergie-puissance joue un rôle important pour certaines utilisations du réseau. Par exemple, pour de courtes utilisations, un tarif à la puissance faible joint à des tarifs à l'énergie plus élevés peut être un moyen d'éviter le développement inefficace de lignes directes.

Dès lors que l'on accepte cette approche, il reste à choisir entre puissance souscrite (déclarée auprès du GRT) et puissance réelle, si les systèmes de mesure permettent de connaître à chaque instant la puissance appelée ou injectée sur le réseau par un utilisateur. Une tarification fondée sur les puissances réelles nécessite en effet des systèmes de comptage relativement élaborés, et demande que les acteurs économiques soient en mesure d'anticiper et de réaliser en pratique les arbitrages auxquels ce système leur donne accès. A court terme, il peut être préférable que le système repose

sur les puissances souscrites. Ce choix de simplicité est compatible avec la tarification des fournitures qui a été pratiquée jusqu'ici en France par EDF. Il ne nécessite pas d'installer de nouveaux instruments de mesure sur les sites des opérateurs, et surtout il est facilement lisible et expertisable.

En tout état de cause, ce choix devra être examiné attentivement par la CRE, qui devra pour cela analyser plus avant les raisons faisant qu'en Europe, des systèmes différents ont été choisis par des pays voisins. Par exemple, la Norvège facture une charge d'accès fonction de la puissance *installée*, alors que la Suède retient une charge d'accès dépendante de la puissance *souscrite*. De tels choix induisent sur le marché des effets distorsifs différents, à court et à long termes.

2.4.6. Proposition de structure tarifaire

En résumé, l'analyse des grandes options de tarification, et la recherche de l'efficacité économique invitent à mettre en place une tarification de type timbre-poste. Afin d'orienter les choix des producteurs, et de s'assurer que tous les flux d'énergie (y compris les exportations) participent équitablement à la couverture des charges qu'ils engendrent, il apparaît souhaitable que le timbre-poste porte à la fois sur les producteurs (terme G de la tarification) et sur les consommateurs (terme L). Dans la perspective d'une harmonisation européenne, les termes G et L pourraient peser respectivement pour environ un tiers et deux tiers dans la tarification.

Conformément à l'ensemble des tarifications du transport déjà mises en œuvre, les termes G et L seraient répartis en une partie relative à la puissance des installations, et en une partie proportionnelle à l'énergie envoyée sur le réseau. La construction des tarifs de la partie énergie serait fondée notamment sur le coût des pertes. Ils ne seraient modulés par période horosaisonnaire que dans la mesure où la corrélation entre les charges du GRT pour la compensation financière des pertes et la période de l'année serait établie. La différenciation devrait alors être opérée sur cette base et non sur la modulation des coûts de production qui peut avoir une structure horosaisonnaire très différente.

Il est proposé de moduler géographiquement par grandes zones la partie puissance des tarifs (G), afin de prendre en compte les contraintes induites par la production dans les zones déséquilibrées (excessivement exportatrices ou consommatrices nettes), et d'inciter les acteurs à corriger ces déséquilibres. Cette modulation à travers les tarifs nécessite des règles stables pour pouvoir être intégrées par les opérateurs. Mais elle paraît préférable à un système de bonus/malus à l'installation. Un tel système conduirait en effet automatiquement à un traitement excessivement dissymétrique des nouveaux entrants et des producteurs en place, traitement qui pourrait être soupçonné de constituer soit une barrière à l'entrée, soit une incitation à des entrées inefficaces.

En contrepartie le raccordement de nouveaux acteurs serait facturé sans tenir compte des renforcements éventuellement nécessaires sur le réseau («shallow cost», voir chapitre 2.6), ces derniers étant intégrés dans la rémunération ultérieure du capital, et mutualisés ensuite sur tous les utilisateurs. La modulation du terme G serait effectuée tout d'abord par grande zone géographique homogène, mais devrait évoluer vers une tarification plus fine lorsque cette dernière apparaît nécessaire.

Des tarifs spécifiques seraient appliqués aux utilisateurs ne faisant qu'occasionnellement appel au réseau (autoproducteurs,...). En revanche, on écarte plutôt l'idée de dispositifs spécifiques s'appliquant aux échanges contractuels entre producteurs et consommateurs dits de proximité. Enfin,

les transits internationaux feraient l'objet de procédures conformes aux propositions issues des GRT européens. Ces points sont développés dans les chapitres suivants, 5 et 6.

Les charges recouvrées par l'intermédiaire de la tarification du transport couvriraient l'ensemble des réseaux de transport au sens large (y compris donc les réseaux de distribution). Des mécanismes de répartition permettraient ensuite de rétribuer l'usage des réseaux appartenant aux différentes entités (GRT, distributions d'EDF, distributeurs non nationalisés, etc.). Ces mécanismes pourraient ne pas apparaître dans les factures destinées aux usagers du réseau.

2.5. LA TARIFICATION DES TRANSPORTS INTERNATIONAUX

L'analyse du marché de l'électricité menée au chapitre 1 a montré que la viabilité des échanges internationaux d'énergie conditionnera vraisemblablement la «contestabilité» à moyen terme du marché français et, plus généralement, l'émergence d'un véritable marché intérieur européen de l'électricité. Or les transits transfrontaliers posent des problèmes que le recours à la subsidiarité de chaque Etat ne devrait pas permettre de résoudre spontanément. Il importe donc de mettre en place dans l'Union des mécanismes de tarification adaptés aux transports internationaux, et de s'assurer que le système retenu en France pour l'accès au réseau sera compatible avec de tels mécanismes.

2.5.1. Les questions spécifiques posées par les contrats transfrontaliers

L'exécution d'un contrat de fourniture d'électricité entre un producteur et un consommateur de nationalités différentes implique l'intervention coordonnée de plusieurs GRT. Le réseau auquel est rattaché le producteur intervient bien sûr, de même que celui auquel est rattaché le consommateur. S'ajoutent éventuellement, si les deux précédents ne sont pas limitrophes, un ou plusieurs réseaux de transit. A ceux-ci s'ajoutent dans la plupart des cas d'autres réseaux, non directement concernés par la transaction, mais sur lesquels circulent des flux, dits de bouclage, nécessaires à l'équilibre global de la zone dans laquelle a eu lieu la transaction. Ces flux de bouclage peuvent être importants.²⁰

Sur l'ensemble des réseaux concernés, l'exécution du contrat mobilisera des capacités de transport, provoquera des pertes et de la congestion, et affectera la fourniture des services système. Les coûts associés à un contrat d'acheminement donnés sont difficiles à localiser, et ils dépassent le cadre des seuls GRT de la zone d'exportation et de la zone d'importation, qui sont naturellement appelés à avoir connaissance de la transaction passée entre le producteur et le consommateur.

²⁰ A titre d'illustration, selon MM. Haubrich et Fritz (Rapport à la Commission européenne, "Cross-Border Electricity Transmission Tariffs", pp. 13), l'exécution d'un contrat d'exportation de 1000 MW du nord de la France vers l'Italie implique les flux transfrontaliers suivants :

- 380 MW de la France vers l'Italie ;
- 250 MW de la France vers la Suisse ;
- 220 MW de la France vers l'Allemagne ;
- 150 MW de la France vers la Belgique ;
- 150 MW de la Belgique vers les Pays-Bas ;
- 150 MW des Pays-Bas vers l'Allemagne ;
- 210 MW de l'Allemagne vers la Suisse ;
- 120 MW de l'Allemagne vers l'Autriche ;
- 40 MW de l'Allemagne vers la République Tchèque ;
- 40 MW de la République Tchèque vers l'Autriche ;
- 50 MW de l'Autriche vers l'Italie ;
- 50 MW de l'Autriche vers la Suisse ;
- 60 MW de l'Autriche vers la Slovaquie ;
- 60 MW de la Slovaquie vers l'Italie ;
- 510 MW de la Suisse vers l'Italie.

Il est indiqué par ailleurs que les pourcentages du flux contractuel transitant physiquement à travers les différents réseaux ne dépendent pas significativement du niveau global du flux.

Jusqu'à présent, ce double problème était résolu très simplement. Les GRT échangeaient l'information nécessaire à la bonne exécution des contrats. Et chaque GRT assumait les coûts impliqués sur son réseau par l'ensemble des transactions internationales, sans système de compensation d'aucune sorte. La simplicité de la solution reposait sur le montant relativement limité des flux internationaux.

L'ouverture du marché européen de l'électricité, favorable à un développement rapide des contrats de transport internationaux, remet en cause cet arrangement. Un protocole d'échange d'information devra être élaboré entre les GRT, avec certaines difficultés associées au fait que certains d'entre eux ne sont pas juridiquement séparés de producteurs. Mais surtout, les régulateurs sont d'accord sur la nécessité de mettre en place un système de compensations prenant mieux en compte les coûts associés aux flux transfrontaliers. Ce second point, et ses implications éventuelles sur la tarification du transport à l'intérieur même de la France, sont examinés plus en détail dans ce qui suit.

2.5.2. Le cadre communautaire

La Commission Européenne se penche actuellement sur les questions relatives aux transits internationaux d'électricité.

«Résumé de l'étude sur la tarification des échanges transfrontaliers»

(study on Cross-Border Transmission Tariffs)

Hans Jürgen Haubrich

Wolfgang Fritz

Avril 1999

L'étude commandée par la Commission européenne s'intéresse aux méthodes adoptées par chaque Etat pour la tarification du transport de l'électricité, et à la nécessité (ainsi qu'à la possibilité) d'harmoniser ces pratiques afin que soient tarifées correctement les transactions transfrontalières, et qu'émerge un vrai marché intérieur de l'électricité dans l'Union. Après avoir analysé les méthodes de tarification retenues dans chaque Etat, les auteurs détaillent différentes solutions pour harmoniser les conditions d'échange international de l'énergie, et font des recommandations, tant en ce qui concerne la tarification du transport que le traitement de la congestion des lignes électriques.

Les auteurs constatent que tous les systèmes de tarification européens font peser le recouvrement des charges d'un réseau national sur les utilisateurs installés sur le territoire national (et non pas sur ceux qui l'utilisent tout en étant installés à l'étranger). Généralement, les tarifs de transport ne sont pas fondés sur les contrats commerciaux (distance producteur - consommateur, etc.). Afin de limiter les distorsions de concurrence, les auteurs recommandent d'harmoniser les principes généraux de répartition des charges (producteur/consommateur), et de faire peser une partie des coûts sur les producteurs afin de permettre l'introduction d'un signal tarifaire modulé pour leur localisation.

En ce qui concerne les transits transfrontalières, il faudrait rendre possible les compensations entre opérateurs de réseau (ou, directement, entre les acteurs du marché et les opérateurs de réseau). Pour ce faire deux méthodes sont suggérées :

- on pourrait mettre en place un système de compensation internationale qui serait géré par les opérateurs de réseau ; le montant global des charges dues au titre des transits transfrontalières serait perçu sur tous les utilisateurs européens, à travers une contribution uniforme (ce qui éviterait d'identifier les charges liées à telle ou

telle transaction, mais à l' inverse ne permettrait pas de donner de signal incitatif spécifique aux acteurs) ; en pratique, cette contribution uniforme pesant sur tous les acteurs serait vraisemblablement très faible ;

- le réseau européen pourrait être divisé en zones tarifaires, et l' on pourrait instaurer des tarifs de transit d' une zone à l' autre (sous une forme matricielle) ; ces tarifs seraient appliqués aux flux agrégés annoncés aux gestionnaires de réseau par les acteurs ; cette méthode pourrait mieux refléter les coûts imputables à chaque transit mais présenterait vraisemblablement le handicap de ne pas donner de tarifs prévisibles ni anticipables par les acteurs, et de nuire à la fluidité du marché.

Les deux modèles pourraient être panachés : à un tarif uniforme pourrait être ajoutée, au cas par cas, une surcharge tenant compte des saturations des lignes transfrontalières.

En ce qui concerne la congestion, les auteurs distinguent :

- les goulots d' étranglement récurrents, pour lesquels il faudrait créer une tarification qui soit fonction des transactions commerciales qui sont responsables de la congestion ; les revenus tirés des surcharges appliqués aux transactions en cause pourraient alors financer les renforcements du réseau permettant de réduire les goulots ;

- les congestions non reliées à des transits bien identifiés devraient être traitées par des mesures de type "countertrading" (réorientation des programmes de production) qui engendrent des charges supplémentaires dont le coût serait mutualisé sur tous les acteurs.

Les auteurs concluent en mettant en avant la nécessité de choisir avant tout des mesures faciles à appliquer en pratique, ces dernières pouvant en effet ultérieurement faire l' objet de raffinements pour mieux remplir d' autres objectifs (rendre compte des coûts, etc.).

«Les exigences d' harmonisation du marché intérieur de l' électricité»

Eléments tirés du « Second rapport au Conseil et au Parlement européen sur les exigences d'harmonisation »

La directive 96/92/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l' électricité prévoyait la publication, dans l' année suivant l' entrée en vigueur de la directive, d' un rapport sur les exigences d'harmonisation. Ce rapport aborde notamment la question de la tarification qu' il serait souhaitable de mettre en place en Europe pour le transport international de l' électricité : gestion des goulots de congestion, tarification des transits transfrontaliers, mesures à prendre vis-à-vis de pays limitrophes mais n' appartenant pas à l' Union.

La gestion des lignes internationales de transport en cas de capacités de transit limitées

Les contraintes physiques des lignes d' interconnexion entre deux pays ne permettent pas toujours d' accueillir l' ensemble des transactions souhaitées par les opérateurs.

A court terme, le rapport propose que, pour optimiser les infrastructures existantes, les GRT des pays concernés superposent les demandes contractuelles de transport en sens inverses, afin d' évaluer le flux physique global résultant, flux physique qui indiquera s' il y a ou non congestion. Lorsqu' il y a effectivement saturation physique (et non contractuelle) des capacités transfrontalières, les GRT concernés doivent appliquer une même règle commune d' allocation de la ressource de part et d' autre de la frontière. Afin de limiter l' accès à l' interconnexion saturée, plusieurs approches sont possibles : règle du premier arrivé - premier servi ; limitation au prorata ; limitation par ordre de mérite ; mise aux enchères de la capacité limitée ; etc..

A long terme, d' éventuelles réservations des capacités de transport pourraient gêner le libre accès aux infrastructures. Il faut donc réglementer strictement ces réservations, les limiter à un droit d' utilisation prioritaire des lignes, et contraindre les opérateurs qui en bénéficient à restituer les capacités résiduelles pour les transactions à court terme.

Enfin, toute infrastructure internationale de transport, dès lors qu' elle est reliée à chacune de ses extrémités à un réseau interconnecté, doit être ouverte à l' accès des tiers. Toutefois, on pourrait prévoir certaines exceptions, au cas par cas, afin d' adosser le financement des nouvelles capacités à des contrats de transport spécifiques, par exemple pour des liaisons en courant continu (câbles sous-marins, etc.) qui obéissent à d' autres logiques que les réseaux de transport en courant alternatif.

La tarification du transit international de l'électricité

Les transactions transfrontalières ne font actuellement l'objet d'aucune harmonisation tarifaire. De ce fait, le tarif de transport depuis un pays A jusqu'à un pays B s'obtient en accumulant les tarifs nationaux de chaque pays contractuellement traversé (depuis A jusqu'à B), ce qui conduit au «pancaking» : un prix du transport élevé, de nature à réduire l'intérêt des transactions entre des opérateurs situés dans des pays éloignés.

L'agrégation des tarifs nationaux («pancaking») n'est pas justifiée : les transits physiques sur le réseau ne correspondent pas aux flux contractuels et le coût du transit international ne correspond donc pas à la somme des coûts de transit national. Un réseau de transport maillé, comme l'est le réseau européen, est en effet comparable à un lac, auquel certains ajoutent de l'eau tandis que d'autres en retirent. Le fait que celui qui retire de l'eau du lac (celui qui soutire de l'électricité du réseau) soit situé à proximité de celui qui ajoute de l'eau (celui qui injecte de l'électricité sur le réseau) n'a que peu d'importance en termes de coût.

Dans un souci de compatibilité avec les systèmes retenus par la plupart des pays européens, il conviendrait donc d'adopter une tarification du transport qui prenne en compte les caractéristiques des points d'injection et de soutirage, mais pas nécessairement leur éloignement, ni l'itinéraire des transactions contractuelles entre ces points.

Afin de donner aux acteurs économiques des signaux tarifaires clairs et de rendre le système tarifaire compatible avec l'existence des marchés de négoce de l'électricité, le rapport suggère :

- *ex ante*, de définir (sous le contrôle des régulateurs) un système simple de timbres-poste pour les transits internationaux ;
- *ex post*, de laisser les GRT compenser entre eux les différences de recettes perçues, en tenant compte des flux effectivement enregistrés sur leurs réseaux.

Le timbre-poste T pour le transit d'un pays 1 (où se situe le producteur) à un pays n (où se situe le consommateur) pourrait prendre par exemple l'une des deux formes suivantes :

$$T = a_1 T_1 + a_2 T_2 + \dots + a_n T_n$$

où les T_i représentent le timbre-poste national d'un GRT, et où les a_i sont des coefficients de pondération traduisant le fait que seule une partie de chaque timbre-poste national doit être retenue en cas de transit international.

$$T = G_1 + (T_1 k_1 + \dots + T_n k_n) + L_n$$

où les k_i sont des coefficients de pondération, et où chaque GRT répartit sa redevance nationale de transport en trois éléments : un élément de connexion payé par le producteur (G), un élément de connexion payé par le consommateur (L), et un élément de transit (T).

L'intégration des pays tiers dans les échanges internationaux d'électricité

Plusieurs pays situés hors de l'Union vont jouer un rôle important sur le marché communautaire de l'électricité, par exemple du fait de leur position géographique au centre des réseaux d'échange (on peut penser à la Suisse).

Afin de garantir l'équité des échanges et de créer une politique harmonisée vis-à-vis des pays tiers, il est proposé d'utiliser le principe de réciprocité et d'autoriser les pays tiers à participer au marché intérieur, dans la mesure où ils respectent les règles communes (pourcentage minimum d'ouverture des marchés, conditions d'accès au marché, etc.).

La tarification des transports internationaux d'électricité fait l'objet de débats entre régulateurs et GRT. On fait ici le point de ces discussions après le troisième Forum des régulateurs européens qui s'est tenu à Florence en mai 1999. Ces forums sont des lieux de débats informels auxquels participent à la fois les régulateurs électriques, des représentants des Etats membres, des producteurs et des distributeurs électriques, des universitaires et des fonctionnaires de la Commission (DG XVII et de la DG IV). Ils visent à dégager des consensus autour de grandes lignes que pourrait ensuite suivre l'élaboration d'une nouvelle directive sur les échanges internationaux d'électricité, si celle-ci se révélait nécessaire.

Les paiements compensatoires entre GRT

L'idée avancée par les régulateurs et acceptée par la Commission consiste à mettre en place un système de versements destinés à compenser les coûts impliqués par les flux transfrontalières. Les pays qui, en raison de leur position centrale, jouent un rôle important dans les transits, sans nécessairement pouvoir imputer directement leurs coûts aux producteurs ou aux consommateurs se verraient ainsi indemniser.²¹

Du point de vue des GRT, ces compensations doivent d'abord permettre d'éviter que certains d'entre eux soient amenés à refuser (en pratique) l'accès au réseau à des flux internationaux qu'ils ne peuvent interdire (en théorie), et ce sous le prétexte qu'ils ne peuvent pas pratiquer les renforcements nécessaires. Elles doivent aussi favoriser le développement d'infrastructures d'interconnexion, d'autant plus nécessaire que la plupart des GRT gèrent aujourd'hui des réseaux qui ont été construits autour de l'optimisation de marchés principalement nationaux.

Du point de vue de la Commission, ces compensations sont indispensables pour le développement de conditions de concurrence équitables. En leur absence, certains réseaux seraient amenés à imputer à leurs utilisateurs nationaux des coûts résultant d'une utilisation par des tiers, ce qui est susceptible de conduire à des subventions croisées inefficaces.

Si tout le monde semble aujourd'hui d'accord sur le principe de telles compensations, le système concret de mesure et d'indemnisation des coûts n'a pas fait l'objet d'une proposition très précise à ce jour. On s'en tient pour l'instant à l'idée que chaque GRT sera capable d'identifier la partie de ses coûts imputable à des transactions pour lesquelles soit le vendeur, soit l'acheteur, soit les deux ne seraient pas directement reliés à son réseau. Il semble d'ailleurs se dégager un consensus pour considérer que la connaissance fine de l'ensemble des transactions ne serait pas nécessaire pour la mesure de ces coûts, mais qu'il suffirait de disposer des flux contractuels agrégés (par exemple sur un an) origine-destination par origine-destination. Il serait ensuite possible d'appliquer des clés de répartition entre GRT pour chacun des flux agrégés, et d'en déduire la répartition des coûts et des compensations.

L'ensemble de ces opérations serait effectué par une chambre de compensation à mettre en place entre les GRT. Ce système de compensation concernerait au premier chef le coût des infrastructures (exploitation, maintenance et rémunération du capital) et celui des pertes observées par chacun des GRT. Un système différent devrait s'appliquer aux coûts de congestion observés aux frontières.

²¹ A cet égard, il faut noter que la Suisse et la Norvège prennent part aux négociations et sont traitées sur le même plan que les GRT de l'Union européenne.

L'imputation des coûts aux clients des GRT

La répartition entre producteurs et consommateurs

Selon la directive 96/92, chaque Etat membre est laissé libre de définir la façon dont son ou ses GRT imputeront leurs coûts à leurs clients. En pratique, la plupart des pays ont adopté un système dans lequel les coûts sont répartis entre producteurs d'électricité, qui payent un montant G_i , et consommateurs, qui versent un montant L_i . Ces montants sont calculés en général sur la base de la puissance mise à disposition et de l'énergie effectivement acheminée.²² Ce système, dit du double timbre-poste, ne préjuge pas de la répartition de la charge, certains pays ayant choisi de tout prélever au niveau du consommateur ($G_i=0$), d'autre de répartir les prélèvements entre producteurs et consommateurs. A priori, pour une transaction interne à un GRT, cette répartition est indifférente à tous les agents.²³

Dans le cas de transactions entre GRT, cette répartition n'est plus indifférente. L'exportation d'électricité d'un GRT qui prélèverait toutes ses charges sur les producteurs vers un GRT qui les imputerait toutes à ses consommateurs donnerait lieu à une double tarification, alors que le flux inverse serait a priori exonéré.

Dans le souci d'éviter ces situations distorsives, la Commission s'est penchée sur l'opportunité d'harmoniser la répartition entre G et L par pays. Il semble s'être dégagé un consensus pour estimer que cette harmonisation, certes souhaitable, n'est pas aussi urgente que d'autres mesures, ou bien qu'elle se fera toute seule.

La structure de la tarification des transports entre GRT

Une fois reconnus la nécessité de compensations au titre des transports entre GRT et le mode de calcul de la situation nette de chacun d'entre eux, se pose la question du recouvrement des charges impliquées par ce système de compensation. Différents modes de recouvrement sont a priori envisageables.

- ***La mutualisation entre tous les clients de chaque GRT***

Le système le plus simple consisterait à considérer que la position nette de chaque GRT i vis-à-vis de la chambre de compensation doit être ajoutée à ses autres coûts, et que l'ensemble de ces charges agrégées est recouvert sur l'ensemble des producteurs et des consommateurs rattachés au GRT à travers les seuls termes G_i et L_i . Ceci présente l'avantage de la simplicité, d'une certaine transparence, et surtout de ne discriminer en rien entre les transactions inter et intra GRT (au-delà d'éventuelles différences entre les répartitions des G et L). L'inconvénient évident de ce système est de ne fournir aucun signal sur les éventuels surcoûts liés au caractère international (ou simplement inter GRT) des transactions. Certains surcoûts sont indéniables : il y a des coûts de synchronisation ou d'échanges d'information entre GRT qu'il est peu satisfaisant d'imputer aux transactions internes. Mais en dehors de ces coûts, et sachant que les congestions sur les lignes transfrontalières sont traitées par ailleurs, le système de mutualisation n'est pas nécessairement plus contestable du point de

²² Les termes G et L sont en général différenciés selon les producteurs et les consommateurs, notamment en fonction du niveau de tension, et parfois du lieu du raccordement. Seule l'Allemagne a adopté un système différent, fondé sur la distance entre les contractants, mais elle s'est engagée à revenir sur ce terme d'ici la fin 1999.

²³ Pour une transaction interne à un GRT, la répartition joue cependant sur la possibilité de différencier la tarification entre consommateurs ou entre producteurs, du moins si l'on s'interdit des reversements du GRT à ses clients.

vue du traitement équitable des transactions que des systèmes plus sophistiqués. En effet même les transactions intérieures à un pays peuvent engendrer des flux de bouclage affectant les réseaux étrangers : il est donc légitime de faire contribuer toutes les transactions intérieures à la mutualisation.

- *La mutualisation entre tous les flux inter GRT*

Un second système, qui est proposé par les GRT européens, consiste à recouvrer l'ensemble des coûts liés aux transports internationaux par un tarif uniforme appliqué à toute transaction impliquant deux GRT. Ce système présente l'avantage de traiter de la même façon toutes les transactions inter GRT, et de permettre d'exonérer les transactions intra GRT de charges qui ne les concernent pas (même si des flux de bouclage peuvent apparaître chez les GRT étrangers pour une transaction purement intra GRT). Ceci présente un certain caractère d'équité, et surtout de transparence, entre tous les GRT différents de celui d'un producteur ou d'un consommateur donné.

Le revers de cet avantage est que le système ne permet pas de distinguer entre les flux inter GRT. En particulier, il ne permet pas de prendre en compte la différence de coûts entre flux de sens opposés. Comme par ailleurs, il conduit à distinguer nettement les flux internes des flux externes, il peut s'apparenter à une redevance douanière. Enfin, il faut noter qu'il exige sans doute la mise en place d'un système de prélèvement relativement sophistiqué, sans doute sous la responsabilité de la chambre de compensation, puisque la perception du tarif international sur les clients de chaque GRT n'a pas de raison de coïncider avec le versement qu'il doit au titre des compensations.

- *La tarification par origine-destination*

Le principe d'une tarification fondée sur l'origine et la destination de chaque transaction a été avancé à la fois par la Commission et, comme position de repli, par les GRT. Le principe général reste en lui-même relativement vague²⁴, il consiste à ne prélever que sur les flux transfrontaliers une charge qui dépendrait à la fois de l'origine et de la destination du flux.

- *La nouvelle proposition de la Commission*

Au cours du troisième forum européen des régulateurs de l'électricité qui s'est tenu à Florence les 20 et 21 mai 1999, la Commission a avancé la proposition nouvelle de laisser aux Etats membres la liberté de définir avec leurs GRT la façon dont pourront être prélevés les montants à verser à la chambre de compensation, sous réserve que ces prélèvements soient bien fondés sur les flux échangés.

C'est finalement cette proposition qui a été acceptée lors du dernier Forum des régulateurs.

La gestion des congestions entre les GRT

La congestion qui peut apparaître sur certaines lignes reliant les GRT entre eux ne peut pas faire l'objet d'une tarification fondée, comme celle qui précède, sur un surcoût moyen attaché aux transactions entre GRT. Tout le monde semble s'accorder pour traiter ces problèmes de façon séparée.

Au moins à court terme, une telle tarification enverrait un signal insuffisant quant à la charge créée par une transaction supplémentaire. Un signal correctement calibré et appliqué indifféremment à tous les

²⁴ En particulier, il n'exclut pas le pancaking si chaque réseau considère ses frontières comme des points de soutirage (pour les exportations) ou d'injection (pour les importations) et leur applique les l_i et g_i correspondants. Il y a cependant unanimité entre les Etats membres, la Commission et les GRT pour rejeter un tel système.

flux utilisant la liaison congestionnée recouvrerait plus que le coût total de ces flux (et même plus sans doute que leur coût de long terme, étant donné le sous dimensionnement actuel de la plupart de ces liaisons).

Diverses propositions ont été avancées pour gérer l'accès à court terme aux goulets d'étranglement. Ces propositions combinent en général des règles de priorité, des règles d'imputation des coûts de «redispatching» ou de «countertrading», et éventuellement des règles d'allocation des capacités résiduelles (par enchères, par exemple) et de refus d'accès. Les GRT défendent en particulier une approche que l'on pourrait qualifier de marginaliste séquentielle, au sens où les coûts marginaux de congestion sont imputés aux utilisateurs dans l'ordre de leurs demandes d'accès. Cette approche pose évidemment des problèmes de droits du grand-père que les régulateurs de la concurrence devront apprécier.

A plus long terme, la possibilité d'affecter les ressources provenant de la tarification de la congestion à un fonds de développement des capacités de transmission entre les GRT a été évoquée. Mais les opinions semblent partagées sur l'opportunité et plus encore sur le fonctionnement d'un tel mécanisme.

Au total, en dehors de l'obligation faite aux GRT de publier les capacités de transmission disponibles, un consensus semble se dégager pour laisser jouer la subsidiarité quant à la manière dont chaque Etat membre autorise son ou ses GRT à gérer les congestions à ses frontières.

2.5.3. L'articulation avec la tarification des contrats intérieurs

Sur l'ensemble de l'organisation des flux transfrontaliers, s'en remettre à la subsidiarité peut paraître séduisant, mais cette proposition n'est pas sans soulever des problèmes de transparence et des risques de distorsions : comment s'assurer que les Etats (ou leurs GRT) ne passeront pas des accords bilatéraux pour limiter la concurrence entre leurs producteurs respectifs à travers une tarification élevée des échanges entre eux ? Sans doute vaudrait-il mieux qu'un principe unique et transparent préside à la détermination de tous les tarifs inter GRT en même temps.

Plus généralement, les discussions de Florence ont porté peu d'attention aux problèmes d'incitation et de régulation des tarifs que proposeront les GRT. Il semble que pour l'instant, l'ensemble des participants préfèrent voir émerger une proposition cohérente et relativement consensuelle concernant la structure de la tarification, avant de s'engager dans un exercice de régulation qui ne pourrait être mené qu'à un niveau centralisé.

Or toutes les propositions posent la question du niveau des charges à imputer aux transits inter GRT. En effet, chaque GRT n'est a priori concerné que par sa situation nette en fin de période vis-à-vis de la chambre de compensation, et non par le niveau des contributions elles-mêmes. De ce fait, le risque de collusion entre les GRT pour adopter des montants de compensations relativement élevés en valeur absolue, mais dont les effets se compensent mutuellement, n'est sans doute pas négligeable.

Sans même évoquer le problème de liens entre GRT et producteurs historiques, un tel comportement est rendu possible par le fait que la plupart des réseaux se sont développés autour de l'acheminement de l'électricité à l'intérieur d'un même GRT, et que les transactions inter GRT occasionnent des surcoûts qu'il serait rationnel de chercher à éviter en les surtarifiant.

Il semble donc à tout le moins nécessaire que les autorités nationales de régulation (et éventuellement des autorités européennes) puissent donner leur avis sur les montants des compensations sur lesquels doivent s'entendre les GRT. Selon le rapport Haubrich (qui ne détaille pas ses méthodes d'estimation), ces montants devraient être de l'ordre de 0,06 euro/kWh, soit 0,4 cF/kWh.

En tout état de cause, il conviendra d'articuler correctement les choix finaux qui seront fait avec la tarification sur le réseau national. Cette articulation passera surtout par une identification précise des charges à *ne pas recouvrer* sur les transports domestiques, parce qu'elles proviendraient de versements nets de la chambre de compensation, ou de charges supplémentaires à *recouvrer* sur les transports domestiques si le GRT français est en situation de débiteur net vis-à-vis de la chambre de compensation et si le choix est fait d'une couverture par G et L seuls.

2.5.4. Propositions pour la tarification des transports internationaux

A ce stade, parce qu'il paraît difficile de préjuger de l'issue des discussions multilatérales en cours, il conviendrait de s'en tenir strictement à l'exigence première de non-discrimination vis-à-vis des flux internationaux. Cette approche peut être interprétée à court terme comme une volonté de ne gêner en rien la concurrence qui devrait surtout se développer à partir des flux transfrontaliers.

Ceci conduit à recommander de ne pas appliquer de terme T spécifique à ces transactions, c'est-à-dire qu'en France ne soit facturé qu'un demi-timbre-poste aux échanges internationaux (seulement le terme G applicable aux producteurs pour les exportations, et seulement le terme L applicable aux consommateurs pour les importations), et rien aux transits et aux flux de bouclage (hors traitement spécifique des congestions). En conséquence, il ne sera pas non plus nécessaire (pour le régulateur) d'identifier dans les comptes du GRT les charges afférentes aux flux internationaux.

Ce choix laisse ouverte la possibilité d'une évolution sous l'impulsion d'un accord européen qui reste à définir. Il met la France dans une position suffisamment peu attaquable pour qu'elle puisse peser dans ces négociations.

2.6. L'EFFICACITE DE L'ACCES A COURT ET MOYEN TERMES

L'efficacité générale de l'accès au réseau peut être estimée selon différents critères, par exemple :

- *l'utilisation du réseau à court terme (utilisation optimale du réseau existant),*
- *l'utilisation du réseau à long terme (investissements et renforcements réalisés sur le réseau),*
- *la non-discrimination (entre anciens et nouveaux opérateurs,...).*

Ces critères ne sont pas tous nécessairement compatibles entre eux. Des choix doivent être faits pour préciser quelle est l'efficacité recherchée. Cela conduit alors naturellement à privilégier certaines solutions pour traiter les questions relatives :

- *à la congestion des infrastructures de transport,*
- *au raccordement au réseau de nouveaux opérateurs,*
- *à l'éventuelle tarification spécifique d'usages particuliers du réseau de transport (autoproduction, production de proximité,...).*

2.6.1. La régulation de l'accès et de la transmission

Si le tarif de transport comprend uniquement le prix de l'acheminement physique de l'énergie depuis le producteur jusqu'au client, il ne permet pas de résoudre :

- les problèmes de congestion quand des goulets d'étranglement apparaissent sur le réseau et rendent impossibles certaines transactions ;
- la régulation des investissements à entreprendre pour lever les points de congestion chronique ;
- la question de la tarification et des modalités techniques du raccordement des nouveaux utilisateurs au réseau.

Pour chacun de ces sujets des solutions compatibles avec le système général de rémunération du transport doivent être définies.

2.6.2. Le traitement à court terme des goulets

L'apparition de contraintes physiques sur le réseau peut rendre impossible la réalisation des contrats de production-consommation initialement prévus. A défaut d'un système de tarification de type nodal, permettant de moduler en temps réel les tarifs de telle sorte que les agents économiques modifient leurs décisions et s'adaptent aux goulets qui leur sont signalés, il convient de prévoir par quelles méthodes le GRT devra traiter ces congestions.

En pratique deux approches peuvent être envisagées : une approche réglementaire, et une approche économique (tarifs, marché,...). Ces deux approches peuvent être combinées.

Méthode 1 : Approche réglementaire

Selon cette approche, chaque producteur et consommateur doit annoncer à l'avance (à J-1) au GRT les transactions envisagées. Dans le cadre de sa programmation journalière, le GRT devra identifier les transactions qui risquent de causer des congestions et qu'il ne peut pas résoudre par simple modification du fonctionnement du réseau (topologie du réseau ou basculement des moyens de compensation en énergie réactive). Le GRT se réserve alors le droit de refuser des transactions ou de diminuer les puissances transitées de certaines transactions. Le producteur ou le consommateur doit alors modifier son programme afin de proposer une nouvelle transaction qui soit acceptable pour le GRT. Cette procédure itérative continue jusqu'à acceptation du programme final par le GRT ou par l'annulation de la transaction envisagée.

L'avantage de cette approche tient au mode de résolution décentralisée du problème de la congestion et l'internalisation du coût de la congestion par ceux qui la créent sur le réseau. Les inconvénients de cette approche tiennent à la durée et à l'imprévisibilité de la procédure d'itération et donc au risque qui pèse sur toute transaction jusqu'à son dénouement effectif ainsi qu'à la nécessité de mettre en place des règles claires de priorité (que le GRT doit suivre pour demander la modification ou refuser des programmes).

Méthode 2 : Approche économique

Dans cette approche, le GRT se permet de modifier les programmes de certains producteurs sur une base volontaire et rémunérée. Les producteurs sont en effet plus ou moins bien localisés sur le réseau au regard des transactions demandées le jour J, et leur programme peut être revu à la hausse (cas d'un déficit de production dans une zone) ou à la baisse (cas d'un surplus de production dans une zone). A J-1, tous les producteurs doivent donner des offres de prix à la hausse et à la baisse.

L'exemple suivant qui est purement indicatif illustre le fonctionnement possible de cette approche :

On prévoit que la veille, à J-1 (avant 12h00 par exemple), le producteur et le GRT procèdent à des échanges d'informations indicatives.

A 15h00, le producteur transmet ensuite son programme de production, les informations de placement, les limitations de tout ordre, le montant des achats et ventes, et ses possibilités de modifications de programme. Il donnera ses prix $P+$ correspondant au prix d'offre de réserves à la hausse et $P-$ correspondant au prix d'offre de réserves à la baisse. Dans le cas où il ne proposerait pas de prix, il faudra convenir d'un prix de déficit (faible) si le producteur n'a pas proposé de $P+$ d'un prix d'excédent (élevé) si le producteur n'a pas proposé de $P-$.

A 19h00, le GRT tient compte de l'équilibre global du système et des congestions prévisibles. Le GRT a validé ou modifié les programmes de production et les envoie pour exécution pour le lendemain. Le GRT se fixe pour objectif la minimisation des coûts des modifications demandées sur la base des prix P_i+ et P_i- de chaque producteur i . En général, le traitement de la congestion aura un coût positif.

Cette approche a deux avantages : d'une part, elle confie la responsabilité de gérer la congestion au GRT qui est le mieux informé pour cela tout en garantissant une prévisibilité du fonctionnement du système et une meilleure transparence (le GRT pourra être audité ex post sur la base des prix à la hausse et à la baisse). Aucune transaction ne devrait être refusée unilatéralement par le GRT. Le GRT assumera le coût de la congestion et sera incité à minimiser ce coût. Enfin, le GRT pourra toujours gérer la congestion à moyen terme ou à long terme. Par exemple, le GRT pourra acheter des réserves à long terme pour certaine période de l'année s'il anticipe des congestions ou bien encore, si un producteur préfère arrêter sa production dans certaines situations de congestion, un contrat pourrait être signé à cet effet avec le GRT.

Cette approche correspond à l'approche suédoise de «redispatching» ou «countertrading» par le GRT. L'inconvénient majeur tient au manque d'incitation qui pèse sur les producteurs ou consommateurs à bien se positionner ex ante sur le réseau afin d'éviter les congestions. Un signal complémentaire est donc nécessaire. Il serait fourni par la modulation géographique du timbre-poste.

La combinaison des approches réglementaire et économique

Les deux méthodes décrites précédemment apparaissent adaptées à deux horizons temporels différents (court et très court termes), et peuvent s'articuler avec un mécanisme de long terme.

A long terme, une approche *économique de type tarifaire* (zonage du timbre-poste, par exemple) semble la mieux à même d'orienter les comportements des acteurs afin de les inciter à la résorption naturelle et durable des congestions.

A court terme (J-1), une approche *économique de type marché* (envoi, par le GRT, de signaux tarifaires spécifiques aux prévisions de congestion pour le jour J) permettrait d'anticiper et de régler efficacement les insuffisances de capacité.

A très court terme (J), l'approche *réglementaire* (prescriptions autoritaires du GRT) apparaît nécessaire pour assurer la sûreté du réseau.

Il faut noter que l'efficacité de cette articulation des outils économiques entre eux nécessite, pour être efficace, que les annonces émanant du GRT soient fondées (il conviendrait donc d'inciter ce dernier à bien refléter les conditions de congestion du réseau, et à ne pas influencer artificiellement le fonctionnement du marché).

2.6.3. Les investissements de décongestion

Même si le réseau peut sembler initialement bien dimensionné, l'expérience prouve que des congestions peuvent apparaître rapidement lorsque le marché s'ouvre à la concurrence. En effet la congestion apparente est en général faible pour les réseaux verticalement intégrés : le réseau et les unités de production ont été planifiés simultanément, et certaines centrales sont utilisées de façon discrétionnaire pour réduire la congestion. Cependant, l'introduction de la concurrence peut accroître la congestion : le réseau est utilisé d'une façon différente ; le coût réel de l'utilisation discrétionnaire des centrales devient apparent.

Les expériences menées à l'étranger conduisent à estimer le coût de congestion entre 3 et 10% du prix total de l'énergie :

- en Angleterre et Pays de Galles, le coût de la congestion s' est élevé jusqu' à 4% du prix de l' électricité en 1992 ;
- en Californie, le coût de la congestion nord-sud s' est élevé à 10% du prix de l' électricité entre mars et décembre 1998 ;
- dans le nord-est des Etats Unis, un modèle simplifié évalue la congestion à 3% du prix de l' électricité ;
- en Nouvelle Angleterre et dans l' interconnexion Pennsylvanie-New Jersey-Maryland, l' opérateur du réseau a initialement déclaré que la congestion était négligeable, mais à l' ouverture du marché la congestion s' est révélée trop importante pour être négligée.

En France, si des congestions apparaissent de manière durable sur le réseau, il conviendra d' étudier la possibilité de les lever (renforcements ou constructions de lignes). Cette analyse devra prendre en compte l' intérêt économique que représenterait la levée de ces congestions (notamment au regard du coût d' autres mesures comme le «redispatching», la modulation géographique des tarifs de transport afin d' inciter les acteurs à modifier leur comportement, etc.).

Cela pose deux problèmes :

- la régulation des investissements de renforcement du réseau ;
- leur financement et son articulation avec la modulation géographique du signal tarifaire.

Régulation des investissements de renforcement

Le GRT devra fournir une analyse technique et des prévisions à moyen ou long terme qui devraient mettre en évidence les situations d' amélioration ou de congestion des réseaux. La programmation des investissements du GRT devra se faire sous l' autorité de la CRE, ou de l' Etat. Dans ce dernier cas, il serait toutefois souhaitable que la CRE intervienne dans le processus : en donnant son avis sur les projets du GRT, ou en approuvant la programmation des investissements.

Cette autorité devra être en mesure de contraindre le GRT à réaliser les investissements qu' elle jugera nécessaires. En dernier recours, ces investissements doivent être soumis à l' avis de la CRE et non pas à la direction financière d' EDF (dans le cas où l' unbundling GRT-EDF ne conduirait pas à remettre en cause les procédures centralisées d' approbation des investissements).

Financement des investissements

Le mode de rémunération du capital qui est envisagé permet a priori de financer n' importe quel investissement (bon ou mauvais). Il faudra cependant s' assurer que la tarification de la congestion mise en place par le GRT ne conduira pas à un double compte en matière d' investissement de décongestion. Ceci pourra être évité en préaffectant les recettes tirées de la tarification de la congestion à la rémunération du capital, et en diminuant d' autant la part de cette rémunération qui devra être recouvrée à travers la tarification générale du transport.

«Informations à fournir par le GRT»

Des informations techniques utiles sur la structure du réseau, son évolution et ses possibilités d'accueil doivent pouvoir être rendues publiques afin d'assurer le maximum de transparence et d'équité. La Commission de Régulation devra s'assurer que toutes informations utiles à l'évaluation des propositions du GRT en matière d'investissement, développement et gestion du réseau seront communicables à tous sous réserve de confidentialité des informations commerciales.

Le Gestionnaire de réseau devra donner des informations sur :

- L'évolution de l'équilibre offre-demande
- Les capacités de transits sur les interconnexions
- Les capacités de production
- L'état et les évolutions des ouvrages du réseau de transport
- Les zones de congestion, de déficit et d'excès de production
- Tout autre élément qui pourrait motiver les décisions du GRT de refuser l'accès au réseau

Des informations équivalentes doivent être disponibles au niveau de la distribution par les Gestionnaires du réseau de distribution dans la mesure où de nombreux raccordements ont lieu en distribution.

Pour le réseau de distribution, l'exercice n'étant pas imposé par la directive européenne, il semble préférable de réserver sa mise en œuvre à l'appréciation de sa faisabilité.

Un audit du réseau et en particulier de chaque poste source pourrait être proposé afin de valider les premières propositions du GRT en matière de développement du réseau et faciliter l'insertion des nouveaux moyens de production dans le système électrique national.

2.6.4. La tarification des raccordements et des renforcements

Les nouveaux entrants sur le marché devront être raccordés au réseau du GRT. Cela pose deux problèmes :

- quelles procédures appliquer pour ce raccordement (raccordement effectué par le GRT, ou bien laissé à la charge du nouvel entrant) ?
- quels tarifs appliquer à l'arrivée d'un nouvel entrant dont l'installation peut conduire à renforcer le réseau pour écouler sa production ou acheminer ses consommations ?

Il est en effet envisageable de faire payer aux nouveaux producteurs des coûts d'entrée qui soient complets («deep», on répercute sur le producteur tous les surcoûts qu'il génère sur le réseau) ou partiels («shallow», le producteur ne paie que le raccordement au réseau stricto sensu).

Il apparaît nécessaire de mettre en place des systèmes permettant d'éviter une régulation asymétrique de l'entrée (i.e. d'établir une certaine neutralité de traitement entre les différents producteurs), d'assurer la stabilité des règles techniques et financières d'entrée sur le réseau, et d'en rendre le contrôle possible par la CRE (problème de l'expertise technique).

La régulation du raccordement

Les conditions techniques du raccordement devront être précisées dans les décrets d'application de la future loi. La règle générale qui devrait prévaloir est que tous les raccordements demandés au GRT devront être effectués, sauf si le GRT saisit la CRE pour demander le droit de ne pas accéder à une demande qu'il démontrerait économiquement absurde. La charge de la preuve incomberait dans ce cas au GRT. Un tel système paraît seul de nature à écarter le soupçon de barrière à l'entrée, inévitable étant donné l'intégration du GRT avec le producteur historique.

«L'étude de raccordement»

EDF propose par exemple que pour être reconnue comme recevable par le Gestionnaire de réseau, toute demande d'étude de raccordement d'un producteur au réseau public doit donner lieu à la constitution d'un dossier comprenant :

- Un schéma général de l'installation d'énergie primaire utilisée (thermique, hydraulique...)
- Les puissances actives électriques fournies et consommées par l'installation
- Le schéma électrique détaillé prévisionnel de l'installation
- La courbe de fonctionnement prévisionnelle de l'installation (en production et en consommation)
- Les caractéristiques électriques de l'installation
- La date de mise en service envisagée

En ce concerne la gestion des demandes, il sera nécessaire d'établir des règles qui assurent un traitement non discriminatoire des demandes. Une gestion des demandes de type « premier arrivé, premier servi » ne remplirait pas nécessairement cette contrainte. Quoiqu'il en soit, il sera nécessaire d'imposer un délai strict de traitement de la demande de raccordement qui pourrait être de trois mois. Ce délai est prévu par l'article 8.3 de l'actuel Cahier des Charges RAG qui précise que « le gestionnaire du réseau est tenu de faire au producteur dans un délai de trois mois une proposition concernant les modalités techniques et financières de raccordement de la source », mais il n'est souvent pas respecté (des délais de 6 mois à un an ne sont pas inhabituels). Une pénalité *pro rata temporis* pourrait être imposée au GRT (par exemple X% du coût de raccordement par semaine de retard). Si la règle du "premier arrivé, premier servi" n'est pas retenue, une mise aux enchères pourrait être proposée.

Pour des producteurs se présentant simultanément (à moins de x jours d'intervalle), il devrait être proposé un éventuel partage équitable du coût de raccordement (partage d'un poste source par exemple).

Dans l'hypothèse où le GRT assurerait lui-même le raccordement, les devis devraient être fermes, engager le GRT, et devraient être valables pour une période fixée. Les études de raccordement peuvent être gratuites ou payantes. Sur ce point un traitement symétrique des consommateurs et des producteurs est souhaitable.

«Les prescriptions techniques»

Des prescriptions techniques pourraient être demandées aux installations de production pour participation aux services systèmes. EDF souhaite imposer un certain nombre d'équipements, alors que certains producteurs – en particulier de faibles puissances - souhaitent que la participation soit optionnelle.

Des exemples d'équipement technique sont :

- les télémesures et télésignalisations ;
- les équipements liés au service système ;
- les dispositifs de communication des comptages ;
- les suppléments liés à la capacité constructive de l'installation à répondre aux besoins du système (réglages, situations perturbées, dispatchabilité) ;
- les équipements permettant de limiter les perturbations qu'elle génère (filtre à 175Hz).

Les producteurs de faible puissance pourraient être exemptés dans la mesure où leur participation n'est pas indispensable. Une règle pourrait être que tous les investissements nécessaires à la sûreté du système et obligatoires pour tous ne seraient pas rémunérés. Les autres investissements devraient l'être car des signaux de prix sont nécessaires pour que des transactions entre producteurs puissent s'effectuer sur leur base.

Les tarifs de raccordement

Au-delà du raccordement stricto sensu du producteur au réseau public, l'évacuation de sa production peut engendrer des contraintes qui nécessitent l'adaptation du réseau. La nature des renforcements (et leurs coûts) varie très sensiblement en fonction de la structure régionale des réseaux, des conditions locales, et des caractéristiques des installations de production. Il s'agit de choisir quels coûts de renforcement du réseau seront imputés au nouvel entrant qui les rend nécessaire, et quels coûts seront mutualisés entre tous les clients du GRT.

Deep costs

Cette approche consiste à répercuter entièrement au nouvel entrant les coûts qu'il engendre sur le réseau. C'est l'approche souhaitée par EDF, qui propose de faire payer aux producteurs qui se raccordent non seulement des coûts individuels de raccordement, mais aussi des coûts de renforcement calculés selon des schémas de référence adaptables à chaque situation (le GRT se laissant la possibilité de réaliser à sa charge des renforcements supplémentaires).

Cette approche se heurte au manque d'information des producteurs qui ne peuvent pas contrôler les devis proposés par le gestionnaire du réseau à l'amont du raccordement. Le régulateur lui-même ne pourrait apprécier qu'avec difficulté la part des renforcements qui est directement liée à l'arrivée du nouveau producteur et celle qui participe à l'amélioration générale du réseau à la charge du GRT.

Shallow costs

L'approche alternative consiste à limiter le coût de raccordement aux ouvrages et travaux de raccordement direct du producteur au point le plus proche du réseau (compte tenu des contraintes techniques). L'ouvrage de raccordement serait constitué d'une ligne avec une cellule de départ située

côté centrale et d' une cellule d' arrivée située au point de raccordement réseau. Dans ce cas, la tarification du transport mutualisera entre tous les utilisateurs les coûts de renforcement (qui ne sont donc pas imputés individuellement lors du raccordement au réseau).

En France, le caractère intégré d'EDF rend indispensable une approche en terme de «shallow costs» pour éviter les contentieux liés au soupçon de discrimination. Plus précisément, il conviendra de limiter les coûts de raccordement à l'établissement de la ligne permettant de rejoindre le niveau de tension adapté au nouveau moyen de production. Tous les coûts de renforcement au-delà de ce niveau de tension devront être mutualisés à travers la tarification générale du transport. Il faudra donc que la CRE soit capable d'imposer au GRT les renforcements nécessaires.

Par ailleurs, en aucun cas l' intégration des lignes de raccordement au Réseau Public de Transport (RPT) et leur cession gracieuse au GRT ne doit conduire un producteur à payer en pratique plusieurs fois la construction de cette ligne (par exemple : directement l' année de la construction, puis les années suivantes à travers la tarification du transport). Dans le cas où une ligne ne participerait à la desserte que d' un seul utilisateur, ce dernier devrait pouvoir en garder la propriété et en assurer l' entretien lui-même. Dans le cas où une ligne construite par un opérateur a vocation à raccorder d' autres utilisateurs, elle doit être intégrée au RPT mais, dans ce cas, l' opérateur qui en avait financé la construction doit obtenir une indemnisation ad hoc.

Enfin, le coût de raccordement (celui, donc, d' établissement de la ligne permettant de rejoindre le niveau de tension adapté au nouveau moyen de production) devra être facturé en fonction de son coût réel et non pas par l' intermédiaire d' un forfait. L' appel à la concurrence devra permettre d' obtenir les prix les moins élevés possibles pour la réalisation des travaux correspondants.

«L'intégration des ouvrages de raccordement au réseau public de transport»

Une ligne peut être construite à titre privé par un producteur pour l'alimentation d'un consommateur. Il s'agit d'une ligne directe.

EDF propose que pour assurer de nouveaux développements en recherchant l'efficacité économique, de garder la possibilité de demander le changement de régime de propriété sur toute liaison directe initialement privée afin de pouvoir l'incorporer au réseau public de transport dès lors qu'elle peut servir comme ouvrage de répartition. Les ouvrages qui sont utilisés exclusivement par un producteur peuvent rester propriété de ce producteur. Le producteur construit sa ligne, en permission de voirie ou sous un régime de servitude de droit privé, sous sa maîtrise d'ouvrage éventuellement selon les prescriptions du GRT.

Pour tous les ouvrages intégrés directement au réseau public de transport et qui sont donc propriétés du GRT, seul le GRT devra assurer l'entretien et l'exploitation de la ligne et assumer les frais y afférent.

Les frais d'exploitation d'entretien et de renouvellement (FEER) seraient alors supprimés.

Une autre approche consisterait à traiter tout nouveau raccordement de production comme une ligne privée dont le producteur est propriétaire, mais avec une obligation de raccorder tout utilisateur conformément au principe de l'accès des tiers au réseau. Le propriétaire de la ligne pourrait toucher un droit de péage, la contrepartie étant qu'il devra assurer l'exploitation et l'entretien de la ligne, quitte à déléguer ses fonctions au GRT moyennant rémunération. La gestion des transits sur les lignes pourra être confiée au GRT dans le respect des dispositions sur le monopole du transport. Le droit de péage s'insérerait dans un régime de servitude et serait soit convenu entre le GRT et le propriétaire de la ligne, soit réglementé.

Toute demande de transfert d'un ouvrage au réseau public de transport devrait alors faire l'objet d'une compensation financière sur la base de la valeur résiduelle de l'ouvrage.

«Le droit de suite»

L'article 8.3 du Cahier des charges du RAG prévoit qu'un producteur peut bénéficier d'un droit de suite : un producteur ne peut être branché sur un raccordement existant qu'à la condition de rembourser aux producteurs ou clients antérieurs une part des frais d'établissement supportés par ceux-ci.

Cette disposition a en réalité peu d'effet économique. Lors de la décision d'investissement, un nouveau producteur prend rarement le risque d'intégrer la possibilité de recouvrer ultérieurement une partie du coût de raccordement. En outre, il n'est pas économiquement efficace de faire payer à de nouveaux producteurs des investissements déjà passés ("sunk costs").

Le droit de suite pourrait être tout simplement supprimé comme le propose EDF ou bien un système d'accès des tiers au réseau avec paiement au propriétaire de la ligne pourrait être mis au point.

2.6.5. Le cas de la production de proximité, des lignes directes et de l'autoproduction

On peut relever plusieurs cas particuliers d'utilisation du réseau qui pourraient a priori appeler une tarification spécifique du transport. Il s'agit d'utilisations qui induisent sur le réseau des coûts inférieurs à ceux qui sont facturés par le timbre-poste général.

Or certains producteurs peuvent à coût modéré éviter cette utilisation (ce sont, dans la terminologie économique du modèle de Ramsey-Boiteux, les producteurs dont l'élasticité de la demande pour le transport est forte). Ces producteurs peuvent alors être tentés de contourner le réseau de transport

(en développant par exemple leurs propres lignes, ou en s'installant sur le site même de consommation) alors que socialement il serait plus efficace qu'ils utilisent le réseau existant.

Ces inefficacités résultent du fait que le timbre-poste appliqué à un opérateur ne prend pas en compte sa sensibilité aux tarifs de transport, autrement dit : l'élasticité au prix de sa demande de transport.

S'il n'y a aucun doute que cette forme de contournement nuirait de façon importante à l'efficacité du système de timbre-poste, la politique à adopter pour traiter les cas particuliers correspondants est une question délicate, qui mérite une réflexion poussée.

Production de proximité

La production de proximité est une production proche du lieu de consommation. Il peut s'agir d'une installation de cogénération qui alimenterait un industriel en chaleur et en électricité ou d'une centrale au gaz installée sur une plate-forme industrielle. D'un point de vue théorique, en se référant à la tarification nodale, lorsque la consommation et la production se situent en un même point, le coût de transport devrait être limité à l'imputation des coûts fixes, inférieurs au coût du timbre-poste moyen (qui ne prend pas en compte les distances). D'un point de vue pratique, les producteurs et consommateurs dans cette situation pourraient mettre en avant le fait qu'ils font un usage peu coûteux du réseau, et demander à ce titre qu'on leur applique un tarif plus faible que le timbre-poste habituel (par exemple s'ils sont très proches géographiquement et qu'ils sont tous deux reliés au même niveau de tension.)

Une telle revendication semble fondée à la fois en théorie et en pratique. Toutefois, créer des aménagements du timbre-poste pour les usages de proximité présenterait des risques importants :

- il n'apparaît pas possible de calculer en pratique les coûts engendrés par ces usages du réseau, ni (a fortiori) d'en déduire des tarifs spécifiques fondés sur une analyse technico-économique solide ;
- la définition de la "proximité", et l'établissement d'une frontière entre usage général et usage de proximité, ne pourraient être qu'en grande partie arbitraires, et donneraient donc lieu à de multiples contentieux.

L'unique méthode efficace pour traiter le cas de la production de proximité demeure donc la mise en place, le plus rapidement possible, de la tarification nodale qui seule permettra de donner les prix du transport adaptés à cet usage du réseau.

En pratique, il sera donc préférable de s'en tenir à l'application stricte du timbre-poste, sans tarifs spécifiques pour les contrats de proximité²⁵. Outre les arguments évoqués précédemment, ce choix est fondé sur le fait que :

- les coûts fixes représentant la plus grande partie des coûts à recouvrer, l'ampleur de la distorsion est sans doute réduite ;
- il faut éviter tout écrémage qui pourrait remettre en cause l'équilibre financier du GRT ;
- les surcapacités de production existantes n'appellent pas une politique volontariste en faveur de l'entrée de nouveaux producteurs (à ce titre, il paraît important que la CRE ne se voie pas

²⁵ Il serait toutefois possible de tenir compte de l'absence de pertes en ligne.

assigner d'objectifs en matière d'entrées sur le marché : les objectifs de politique industrielle doivent être atteints par des moyens différents, indépendants de la tarification du transport).

Le choix de l'absence de tarification spécifique pour les contrats de proximité peut enfin être considéré comme la contrepartie de l'application de stricts «shallow costs» lors des raccordements.

Une procédure spécifique pourrait toutefois être envisagée dans le cadre de l'évolution vers la tarification nodale : un producteur potentiel demanderait une modification (à la baisse) du timbre-poste appliqué dans la zone précise où il souhaite s'installer, au titre des allègements du réseau qu'il provoquerait en desservant un ou des consommateurs localisés dans cette zone. Cette demande pourrait être instruite par la CRE et conduire à une modification du zonage du timbre-poste, modification qui s'appliquerait évidemment à tous les producteurs déjà raccordés ou désirant se raccorder à la zone considérée. Un encadrement strict est nécessaire en imposant par exemple de montrer que le refoulement sur le réseau amont est peu probable). Un facteur de coïncidence pourrait être utile afin d'évaluer la corrélation entre une injection et un soutirage. Une corrélation forte renforcerait la présomption que l'énergie est effectivement produite et consommée localement.

Enfin il convient de rappeler le principe que toute ligne directe devrait pouvoir être accessible aux tiers comme dans le cas d'un raccordement au réseau. Cette possibilité d'accès des tiers éviterait ainsi la duplication inefficace du réseau.

La ligne directe ne doit pas dispenser du paiement de tarif de transport si le producteur et le consommateur sont raccordés au réseau et si l'énergie est refoulée sur le réseau.

Usages de courte durée, autoproduction

Le cas des autoproducteurs mérite un traitement particulier. En effet les autoproducteurs utilisent le réseau de manière marginale : pour acheminer de l'énergie en cas de défaillance de leurs propres installations (secours) ou pour bénéficier de la stabilité et des réglages que la connexion au réseau leur procure. Dans ces deux cas, ils ne font qu'un usage de courte durée du réseau.

L'efficacité économique demande que les autoproducteurs ne soient pas dissuadés d'utiliser le réseau par des tarifs inadaptés à l'usage spécifique qu'ils en font, et dont les charges ne seraient pas traduites par la tarification générale.

A cet effet, il conviendrait que les autoproducteurs se voient appliquer une tarification dont le terme puissance soit suffisamment faible pour les inciter à se raccorder au réseau. Cette variante "courtes utilisations" de la tarification générale pourrait être fondée soit sur les coûts évités que le recours au réseau fait gagner à l'autoproducteur, soit (plus vraisemblablement) sur les coûts que supporterait le GRT dans l'hypothèse où son réseau serait dimensionné pour satisfaire le secours de consommateurs qui seraient tous des usagers de courte durée.

Ainsi l'analyse des foisonnements des clients courte utilisation et des clients moyens pourrait permettre d'apprécier la partie de coût à allouer aux usagers occasionnels (courte utilisation) du réseau ou aux autoproducteurs, dès lors qu'ils se raccordent pour bénéficier des services que fournit ce réseau et notamment de l'acheminement du secours.

Gestion des écarts

Une limitation importante de l'accès au réseau, tient au mode de traitement des écarts. Les écarts mesurent les différences entre les programmes de production et de consommation annoncés et leurs réalisations effectives. Pour chaque producteur, l'écart entre la production et la consommation réalisées pourra être calculé. Les écarts d'amplitude limitée pourront être réglés sur la base d'un prix d'ajustement d'équilibre (le prix du moyen de production marginal appelé), les écarts plus importants seront pénalisés ; les déficits seront facturés à un prix élevé, les excédents à un prix faible. L'écart entre le programme de production annoncé et la production réalisée pourra également être calculé et pénalisé s'il dépasse une limite supérieure.

Du fait des aléas sur la production et la consommation, des écarts non-nuls sont probables et le GRT souhaitera désigner un responsable de cet écart. Dans le cas d'un fournisseur unique, ce fournisseur sera responsable de l'écart ; dans le cas de fournisseurs multiples, le fournisseur "résiduel" qui complète la fourniture en "blocs" d'énergie pourra être désigné comme responsable.

Pour chaque vendeur, il s'agira de compléter sa fourniture par une fourniture «résiduelle» ou «en dentelle» qui contrôlera le niveau des écarts. Cette fourniture est avantageusement produite par un parc de production important qui permet une plus grande souplesse de fonctionnement. Le projet de loi prévoit, dans le cadre des missions de service public, qu' EDF assure les «fournitures de secours», c'est à dire qu'EDF doit pallier les défaillances imprévues de fournitures. Si la fourniture «résiduelle» ou «en dentelle» n'émerge pas naturellement du fonctionnement du marché, le recours à l'opérateur historique ne saurait être exclu.

2.7. LES INCITATIONS A L'EFFICACITE INTERNE DU GRT ET L'EVOLUTION DE LA TARIFICATION

Les chapitres précédents ont dégagé les principes qui devraient présider à la définition de règles d'accès et de tarification efficaces pour le réseau d'acheminement de l'électricité. Mais la tarification, et très probablement aussi les règles d'accès, seront inévitablement amenées à évoluer. Ces évolutions devront être encadrées par la CRE. La définition du cadre dans lequel elles pourront avoir lieu déterminera largement la nature des incitations à l'efficacité interne du GRT. En particulier, la nécessité de confier le choix in fine des investissements du GRT à la CRE, qui découle de l'intégration avec le producteur historique, implique à son tour un traitement différencié des dépenses liées au capital (dont le GRT n'a pas toute la responsabilité) et des dépenses d'exploitation et de maintenance pour lesquelles il est essentiel de mettre en place un système incitatif aux gains de productivité.

2.7.1. Le code de conduite du GRT

Selon le schéma précédemment ébauché, la CRE jouera deux rôles. D'une part, elle édictera les règles d'accès et déterminera le système initial de tarification. D'autre part, elle sera amenée à traiter des adaptations nécessaires à ce système initial. Ces adaptations seront sans doute de natures diverses : de nouveaux investissements seront nécessaires pour accueillir de nouveaux producteurs ou de nouveaux consommateurs ; des congestions apparaîtront en des points nouveaux du réseau ; d'éventuelles défaillances du GRT appelleront des interventions ; le système de tarification lui-même devra évoluer dans le temps.

En ce qui concerne les deux premiers points (nouveaux raccordements et congestions), un code de conduite devra être rapidement édicté pour le GRT. Les principes régissant ce code devraient être inscrits dans la réglementation (décrets d'application de la loi). Le code précisera les conditions transparentes et non-discriminatoires de raccordement au réseau. Un refus d'accès ne devrait pouvoir être notifié que par la CRE, sur saisine du GRT et après audit des raisons du refus. Le code précisera aussi les obligations du GRT en matière de développement et de renforcement. Le développement des lignes internationales devrait faire l'objet d'accords spécifiques, bilatéraux ou multilatéraux.

Un nouveau producteur ou un nouveau consommateur paiera le coût de son raccordement au premier poste de transformation du réseau (shallow cost). Les éventuels besoins de renforcement en amont seraient traités comme les autres coûts de développement à travers la rémunération ultérieure du capital, mutualisée entre les utilisateurs après répartition par niveaux de tension et par zone.

Les cas de congestion sur le réseau français devraient être traités en priorité par un mécanisme de tarification des capacités. Le principe devrait être que, lorsqu'ils sont identifiables, l'ensemble des utilisateurs de la ligne concernée se verraient facturer le même surcoût de congestion (sans ordre de priorité). Dans le cas où l'identification des utilisateurs n'est pas possible, il y aurait mutualisation des charges de congestion («redispatching») entre utilisateurs à la période considérée. Les recettes du GRT au titre de la tarification directe des congestions seraient déduites du montant des charges à recouvrer à travers la tarification de base.

Dans le cas où un producteur et un consommateur ne seraient pas en mesure de dénouer un contrat à cause d'une défaillance du GRT, une indemnisation devrait être prévue. Même s'il paraît difficile d'exclure que, dans le cas de processus industriels pénalisés fortement par la défaillance, des recours en justice puissent être engagés par les consommateurs pour obtenir des dédommagements spécifiques plus importants que les montants de référence, ceux-ci devraient être calibrés de telle sorte que les industriels soient incités à se couvrir eux-mêmes contre d'éventuelles défaillances du GRT.

2.7.2. L'évolution de la tarification

Une fois défini le tarif d'accès, l'évolution ultérieure du montant à recouvrer et donc de la tarification du transport et de la distribution devra être précisée. C'est l'objectif d'inciter les gestionnaires des réseaux à l'efficacité interne qui doit présider à l'élaboration de ce cadre d'évolution.

Deux idées générales devraient guider ces règles d'évolution :

- En matière d'exploitation et de maintenance des réseaux, des gains de productivité sont sans doute possibles et souhaitables. A court terme, on accepterait le recouvrement des coûts constatés. Mais un mécanisme incitatif devrait être mis en place immédiatement pour obtenir des gains de productivité. A moyen terme, la comparaison avec d'autres GRT pourrait être utile dans le cadre d'une révision du mécanisme initial.
- Il convient d'éviter tout soupçon de sous-investissement de la part du GRT qui reste intégré au producteur historique susceptible de bénéficier de contraintes de capacité. Pour cela, il faudra que les investissements du GRT soient étroitement contrôlés par la CRE. En contrepartie, la tarification élaborée par la CRE devra accompagner ces investissements pour que le GRT soit couvert contre des décisions qu'il ne contrôle pas.

Ceci conduit à recommander un système de tarification qui distingue deux parties dans la rémunération du GRT : une partie correspondant à l'exploitation et à la maintenance du réseau, et une partie correspondant à la rémunération du capital installé. Pour le régulateur, ces deux parties devraient être identifiées à tous les niveaux du tarif d'accès. Ainsi, à chaque niveau de tension et dans chaque zone, chaque demi-timbre-poste (G , L), devrait être décomposé en un terme d'exploitation et maintenance (G^1 , L^1) et un terme de rémunération du capital (G^2 , L^2). Cette distinction devrait porter à la fois sur le terme énergie et sur le terme puissance.

La règle d'évolution du tarif serait alors la suivante :

- Les termes d'exploitation et maintenance (G^1 , L^1) seraient soumis à un «price - cap» pluri-annuel. Ils évolueraient donc chaque année comme l'inflation diminuée d'un terme de gain de productivité imposé. La période normale d'application du «price - cap» pourrait être de 5 ans. Cependant, le premier «price - cap» pourrait ne porter que sur une période initiale de 3 ans, ce afin de permettre que dans ce délai soit effectué le «benchmarking» nécessaire à la détermination précise des gains de productivité exigés. Durant la première période de 3 ans, les gains de productivité exigés pourraient se caler sur les objectifs des précédents contrats d'entreprise.
- Les termes de rémunération du capital installé (G^2 , L^2) seraient réévalués chaque année, selon le principe d'évolution dit «cost - plus». Plus précisément, le montant total à récupérer à travers l'application de ces termes serait révisé en fonction de : (1) l'évolution du capital installé, (2)

l'évolution des taux d'intérêt, et (3) l'évolution de la fiscalité. Le premier élément sert à calculer la base, tandis que les deux derniers servent à calculer le taux de rémunération brute garanti. Ce montant total de rémunération du capital devra ensuite être réparti chaque année par type d'utilisation (niveau de tension, zone, énergie, puissance,...) pour obtenir les nouveaux termes correspondant (G^2 , L^2) du tarif d'accès.

2.7.3. Les possibilités de «benchmarking»

L'intérêt d'un «benchmarking»

Le «benchmarking»²⁶ (ou étalonnage concurrentiel) consiste à analyser le secteur d'activité d'une entreprise, à y repérer les opérateurs les plus performants, à analyser leurs résultats et les méthodes qu'ils mettent en œuvre, afin d'exploiter les stratégies les plus efficaces et de combler les écarts de performance. Les critères d'efficacité étudiés portent généralement sur la qualité du produit vendu, son coût de production, le prix et les volumes offerts, et sur la position stratégique adoptée par rapport à la concurrence. Au-delà des chiffres (les "benchmarks"), il s'agit d'observer les processus qui induisent les résultats (l'analyse est quantitative mais aussi qualitative). L'objectif du «benchmarking» est donc de pousser à l'efficacité et à l'excellence, même en l'absence de concurrence. Il ne s'agit pas uniquement de porter un diagnostic sur les performances relatives d'un opérateur, mais aussi d'identifier les moyens de les améliorer.

Dans le cas du transport de l'électricité, activité de monopole naturel qui suit des règles de qualité strictes et homogènes en Europe, ce sont surtout les coûts qui pourraient faire l'objet du «benchmarking». Toutefois, la qualité de certaines prestations (délais de raccordement de nouveaux entrants, temps de coupure, etc.) pourraient certainement faire aussi l'objet de comparaisons internationales, d'autant plus que le réseau européen est relativement homogène (au moins pour les niveaux de tension élevés), et que les similitudes physiques justifient de mettre en rapport les performances nationales.

En France, la séparation comptable au sein d'EDF, entre le GRT et les autres activités de l'opérateur historique, devrait permettre d'isoler facilement les grands agrégats financiers permettant de comparer les performances du GRT français avec celles de ses homologues européens. Il est probable que l'ensemble des données nécessaires au «benchmarking» sera d'accès facile, les gestionnaires de réseaux étant tous soumis à régulation en Europe et les régulateurs ayant tout intérêt à coopérer pour s'assurer que leur GRT est performant. D'autre part, les opérateurs du marché de l'électricité, dont beaucoup sont actifs dans plusieurs pays, seront eux aussi à même de signaler les différences de performance.

Toutefois le «benchmarking» devra être manié avec précaution. Ses apports pourraient être limités dans une certaine mesure :

- par l'hétérogénéité des situations nationales (comme dans tous les secteurs d'activité) ;
- mais aussi par d'éventuelles coopérations entre GRT (situation propre au secteur du transport d'électricité pour lequel il n'y a pas de concurrence) ; ces coopérations risquent de fausser les comparaisons si les GRT s'entendent pour ne pas baisser leurs coûts.

²⁶ "benchmark" : point de référence.

A l'inverse, l'existence même d'un «benchmarking» ayant surmonté les deux obstacles précédents peut inciter les GRT à ne pas échanger toutes les informations dont ils disposent et qui seraient pourtant nécessaires à la gestion efficace de la zone de réglage continentale.

Les indicateurs à considérer

Les indicateurs économiques utilisés classiquement pour l'analyse financière devraient permettre de dégager les différences de performance entre les acteurs. Il faudra néanmoins veiller à ce que les résultats obtenus permettent aussi d'expliquer les différences constatées et d'en tirer des leçons pour d'éventuelles orientations stratégiques.

Il conviendrait de s'intéresser particulièrement :

- à la productivité des capitaux, ce qui comprend à la fois une analyse du dimensionnement du réseau et une analyse de l'impact de la fiscalité et de la politique de rémunération de l'actionnaire ;
- à la productivité du personnel (valeur ajoutée par employé...) avec une analyse de l'impact d'une éventuelle sous-traitance ;
- à la qualité du service fourni (qualité perçue par le client, et qualité normalisée (i.e. technique)).

Pourraient être analysés par exemple les indicateurs suivants :

- coût de «dispatching» par minute, ou par kWh ;
- capitaux immobilisés par km de ligne et par niveau de tension ;
- amortissements par km de ligne et par niveau de tension ;
- frais de personnel (nombre d'employés) pour l'entretien par km de ligne et par niveau de tension ;
- frais de personnel (nombre d'employés) pour la gestion administrative du réseau et du «dispatching» ;
- nombre d'incidents par km de ligne, ou par kWh transité ;
- nombre d'interventions par km de ligne, ou par kWh transité ;
- taux de pertes sur le réseau (pourcentage de l'énergie dissipée) ;
- frais financiers, de personnel par km de ligne, ou par kWh transité ;
- heures travaillées, congés, temps de formation continue par employé ;
- frais de type « œuvres sociales » par employé, par km de ligne, ou par kWh transité ;

Les facteurs clés à contrôler pourraient porter en particulier sur :

- la politique de contrôle des coûts (distinguant les dépenses positives, avec impact sur la satisfaction des usagers, des autres dépenses) ;
- le recours à la sous-traitance et à l'externalisation ;
- la concentration simultanée sur l'amélioration de la qualité et de la productivité.

Enfin, il faudra s'attacher au maintien du niveau de compétence des entités qui assurent les missions techniques pour le GRT (maintenance du réseau, etc.), afin de préserver la qualité de leurs prestations et leurs capacités opérationnelles à long terme.

2.8. CONCLUSION CONCERNANT LA TARIFICATION ET LA REGULATION DE L'ACCES AUX RESEAUX ELECTRIQUES

Les propositions constituant l'ébauche d'un système de tarification de l'accès aux réseaux d'acheminement de l'électricité reposent sur les trois idées suivantes :

- *L'amélioration du fonctionnement du marché se traduira par une baisse des prix pour les consommateurs éligibles, pour la plupart des industriels, qui pourraient sinon envisager la délocalisation de leurs activités. Elle résultera d'une concurrence plus forte, qu'il conviendrait de stimuler plutôt par le développement des échanges extérieurs que par de nouvelles installations qui risqueraient d'être moins efficaces que celles de l'opérateur en place, déjà surcapacitaires. Ceci conduit à préconiser une amélioration des conditions des échanges internationaux, plutôt qu'une politique visant à favoriser l'entrée de producteurs nationaux.*
- *Le développement du marché devrait modifier profondément le mode de gestion des réseaux. Certaines de ces modifications sont prévisibles. Ainsi, il faudra tenir compte de plusieurs producteurs dans la gestion des flux et le développement des infrastructures. D'autres sont plus difficiles à anticiper : comment se déplaceront les points de congestion ? Le marché des écarts et des pertes se développera-t-il rapidement ? Quel sera l'ampleur des besoins nouveaux de coordination entre les GRT ? Ces questions en suspens amènent à recommander une régulation qui concilie la visibilité indispensable dans une phase d'ouverture du marché avec une souplesse suffisante pour pouvoir s'accommoder d'évolutions inéluctables. Ceci a conduit à se concentrer sur l'élaboration d'un cadre général de l'accès et de la tarification, plus que sur des calculs précis de prix du transport.*
- *Le choix de conserver l'intégration verticale d'EDF appelle à la fois une politique d'incitations fortes à l'efficacité interne du GRT et une politique de régulation active de son fonctionnement. A cet égard, il impose une claire auditabilité des décisions du GRT. En particulier, il interdit sans doute à la fois un tarif trop complexe (c'est-à-dire fondé sur des coûts difficilement vérifiables) et un tarif trop différent de ce que pratiquent d'autres GRT non intégrés. Le choix d'un timbre-poste zoné semble remplir ces critères et permettre de conserver la souplesse nécessaire à une éventuelle évolution vers une tarification plus économique telle qu'une tarification nodale.*

Les contraintes imposées par l'intégration d'EDF pourront sans doute être relâchées à terme. Pour cela, il est indispensable que l'organisation et le déroulement de l'ouverture confirment rapidement et sans ambiguïté :

- *l'indépendance fonctionnelle du GRT vis-à-vis du producteur historique ;*
- *l'indépendance de la CRE vis-à-vis de l'actionnaire d'EDF.*

Si le premier point ne pourra être prouvé que dans le moyen terme, le second devrait être démontré dès l'élaboration des décrets d'application de la future loi et les premières décisions que la CRE sera amenée à rendre. On espère que les lignes de conduite qui suivent contribueront à éclairer cette phase décisive de l'ouverture.

Organisation générale

1. Au départ, la définition des charges à recouvrer par le réseau de transport et de distribution serait fondée sur les coûts comptables d'une année de référence. Les charges à recouvrer (hors charges de raccordement) comprendraient (1) les charges de gestion et d'exploitation du réseau (y compris services système et facturation) ; (2) le coût des pertes dans l'hypothèse préconisée, au moins dans un premier temps, par ce rapport d'une gestion financière de celles-ci ; (3) les charges de maintenance (ou d'amortissement) des infrastructures ; (4) la rémunération du capital investi.
2. Ces charges seraient recouvrées à travers : (1) la tarification de l'acheminement de l'électricité ; (2) la tarification des usages particuliers du réseau (autoproducteurs, secours,...) ; (3) les recettes tirées de la tarification des congestions. Les charges de raccordement feraient l'objet d'une tarification séparée.
3. A terme, un «benchmarking» par rapport au niveau des prix et aux gains de productivité réalisés par d'autres GRT permettrait de caler l'évolution des charges à recouvrer. En attendant, on retiendra une approche en terme de coûts constatés. La mise en concurrence des fournisseurs du GRT participerait également à l'objectif d'efficacité à long terme.
4. Dans le même souci d'efficacité interne du GRT, l'évolution des tarifs devrait obéir à un «price - cap» (plafonnement des prix) pour les coûts d'exploitation et de maintenance. Parce que les investissements du GRT seraient régulés, un «cost - plus» (remboursement des coûts augmenté d'une marge) s'appliquerait à la partie de la tarification correspondant à la rémunération du capital.
5. Un travail important de vérification et d'imputation des charges par niveau du réseau devrait être engagé rapidement. Pour le calcul des charges, toutes les lignes du réseau d'acheminement devraient être incluses, y compris les lignes des distributeurs non nationalisés et la partie française des lignes internationales. Une répartition des charges à affecter par niveaux de tension du réseau serait nécessaire, à effectuer selon une clé vérifiable.
6. Il faudrait que la séparation comptable des activités de production, transport et distribution d'EDF soit suffisante pour établir distinctement les charges à recouvrer au titre de chacune des activités. Ceci impose en particulier une identification claire des coûts de commercialisation actuellement imputés à l'activité de distribution et de transport, et leur basculement sur le compte d'EDF - Production.
7. La rémunération des fonds propres serait calculée à partir d'un taux net requis par un actionnaire privé (fictif) qu'il conviendrait de corriger de la fiscalité et de primes de risques adaptées à l'activité de transport pour reconstituer un taux brut garanti au GRT. De la même façon, le taux de rémunération des actifs financés par endettement serait calculé à partir du coût du crédit pour EDF. Le taux moyen pondéré du capital serait ensuite appliqué à la valeur nette comptable, avec affectation aux différentes activités et après vérification que les durées d'amortissement sont cohérentes avec la durée de vie des matériels.

Décomposition du tarif d' accès

8. La tarification de base du transport prendrait la forme d'un double timbre-poste, avec une tarification séparée de l'injection (G) et du soutirage (L). Elle ne comprendrait aucune référence à la distance entre ces deux points. Les termes G et L dépendraient du niveau de tension auquel s'effectue l'injection ou le soutirage, avec pour principe l'imputation des charges affectées à tous les niveaux de tension supérieurs ou égaux à celui du poste de raccordement.

9. Le timbre-poste à l'injection (G) serait différencié par grandes zones (au moins la vallée du Rhône, Provence-Côte d'Azur, et reste de la France). Le timbre-poste au soutirage (L) pourrait également être modulé. Une évolution du zonage serait envisageable ultérieurement, dans un délai compatible avec l'objectif de stabilité de la tarification.

10. En théorie, l' injection et le soutirage jouent des rôles symétriques. Dans la mesure où il est plus facile de différencier des charges positives que de créer des bonus « négatifs », une répartition équilibrée des charges imputées de chaque côté (suivant une répartition qui pourrait être de l' ordre 1/3 pour l' injection et de 2/3 pour le soutirage) serait souhaitable. Elle nécessite cependant une harmonisation avec les autres pays européens pour éviter la concurrence dommageable où chaque Etat membre essaie de favoriser ses producteurs à l' exportation en faisant porter l' essentiel des charges sur le soutirage, le résultat étant in fine mauvais dans la mesure où - tous les pays pratiquant de même – aucun n' établit réellement d' avantage compétitif.

11. Pour tenir compte d'éventuels effets positifs sur le fonctionnement du réseau, il serait envisageable qu'un producteur demande à la CRE une révision du niveau du timbre-poste à l'injection dans certaines zones et un affinement de celles-ci. Après instruction du dossier par la CRE, une éventuelle révision s'appliquerait à tous les producteurs de la zone considérée.

12. En dehors du dispositif précédent, il n' y aurait pas de dispositions tarifaires particulières pour des contrats de proximité²⁷. Les cas avérés de synergie entre les parties concernées devraient être traités dans le cadre précédent de telle sorte qu' ils ne constituent en aucun cas un moyen pour échapper à la couverture des charges communes du réseau. Il faudrait mettre en place par ailleurs des instruments adaptés pour orienter le développement des lignes directes dans le sens de l'efficacité.

Articulation transport - distribution

13. L'imputation des charges des réseaux de transport et des réseaux de distribution obéirait aux mêmes principes, pour ne pas dépendre de la frontière parfois arbitraire entre les réseaux, ni être remise en cause lorsque le nombre des éligibles augmentera. L'identification de la tarification spécifique au transport pourrait se faire en traitant (fictivement) les distributeurs comme seraient traités des consommateurs éligibles raccordés au point frontière entre les deux réseaux. A terme c'est le GRT qui devrait recouvrer l' ensemble des coûts d' acheminement de l' électricité jusqu' au consommateur final. La tarification unitaire au titre d'un réseau de distribution correspondrait à la différence entre le tarif unitaire complet d'acheminement jusqu' à ses consommateurs finaux et le tarif

²⁷ Il serait toutefois possible de tenir compte de l'absence de pertes en ligne.

unitaire d'acheminement jusqu'au réseau de distribution. Elle serait reversée par le GRT aux organismes de distribution. Un système de compensation entre réseaux de distribution serait par ailleurs envisageable, pour prendre en compte, au moins à court terme, leurs différences de coûts. Pour créer et faire fonctionner ce système de compensation, tous les distributeurs devraient effectuer une stricte séparation - au moins comptable et au mieux fonctionnelle - entre leur activité de réseau (acheminement de l'électricité) et leur activité de fourniture (vente au client final). Les entreprises de distribution devraient alors obéir aux mêmes règles comptables quel que soit leur statut (concession, régie, etc.). On pourrait par ailleurs envisager de séparer clairement chez EDF, selon un unique critère simple, le réseau de transport (réseau RAG) et les réseaux de distribution publique, qui sont actuellement inextricablement enchevêtrés.

Dans ce rapport il faut entendre la tarification du transport au sens large de transport et de distribution.

Transactions internationales

14. La couverture des coûts afférents aux transactions internationales peut a priori exiger l'utilisation de deux types d'instruments : une tarification spécifique ou des compensations entre GRT. A priori, il paraîtrait souhaitable d'éviter le recours au premier. Ainsi, la tarification de base des trafics internationaux serait, côté français, la même que la tarification intérieure : le terme G seul s'appliquerait aux exportations, le terme L seul aux importations, rien aux transits. Un terme T spécifique au transport international ne viendrait s'ajouter à la tarification de base que s'il en était décidé ainsi au niveau européen. Dans tous les cas, une chambre de compensation serait nécessaire pour organiser des transferts entre GRT qui tiennent compte de la répartition des coûts réels entre eux et notamment de ceux résultant des transits dans des réseaux intermédiaires ou des flux de bouclage inattendus.

Congestion

15. Les cas de congestion de court terme sur le réseau français devraient être traités en priorité par un mécanisme tarifaire. Lorsqu'ils sont identifiables, l'ensemble des utilisateurs de la ligne concernée devraient se voir facturer in fine le même surcoût de congestion. Dans le cas où l'identification des utilisateurs ne serait pas possible, il y aurait mutualisation de ces charges entre utilisateurs à la période considérée. Les recettes du GRT au titre de la tarification directe des congestions seraient déduites du montant des charges à recouvrer à travers la tarification de base.

16. Sauf pour les contrats en cours et pour la durée restant à courir, il n'y aurait pas de droit d'accès prioritaire (gratuit) aux capacités de transport. La mise en place d'un marché des droits d'accès devrait être envisagée.

17. Le traitement de la congestion sur les lignes internationales devrait être défini à l'échelon européen. La chambre de compensation répartirait aussi les recettes provenant de la tarification de cette congestion. Le montant des charges totales à recouvrer par le GRT devrait tenir compte des flux réels, c'est à dire du solde net des transferts dus aux trafics internationaux.

Raccordements nouveaux

18. En cohérence avec l'absence de dispositions spécifiques pour les entrants au titre de contrats de proximité, les coûts de raccordement facturés à un nouveau producteur ou un nouveau consommateur seraient limités au premier poste de transformation du réseau (shallow cost). Les éventuels besoins de renforcement en amont (dans ce poste, dans les autres lignes partant de ce poste et dans les réseaux à tension plus haute) seraient traités comme les autres coûts de développement à travers la rémunération ultérieure du capital, mutualisée entre les utilisateurs après répartition par niveaux de tension et par zones.

19. La règle serait que toutes les demandes de raccordement doivent être satisfaites. Le GRT pourrait toutefois saisir la CRE pour demander l'autorisation de refuser.

Développement du réseau

20. Un code de conduite devrait être rapidement édicté pour le GRT, complété par un schéma d'incitation adéquat. Celui-ci préciserait les obligations du GRT en matière de développement et de renforcement. Les investissements du GRT seraient encadrés par la CRE.

21. Le développement des lignes internationales ferait l'objet d'accords spécifiques, bilatéraux ou multilatéraux.

3. LA TARIFICATION DE LA FOURNITURE D'ELECTRICITE AUX CONSOMMATEURS NON ELIGIBLES

3.1. Concurrence et réglementation tarifaire

L' accès aux réseaux de transport et de distribution à des tarifs non discriminatoires constitue une condition nécessaire pour rendre effective la libéralisation du marché voulue par la LMDSPÉ. Mais elle n' est pas suffisante si l' on ne prévient pas différentes pratiques susceptibles d' éliminer de fait, ou d' empêcher, l' entrée de la concurrence. A cet égard, les questions de tarification sont essentielles. L' avis formulé par le Conseil de la concurrence à la demande des producteurs indépendants et des entrants potentiels à propos de la récente refonte tarifaire d' EDF (cf. annexe) en illustre l' acuité. La question posée concernait en effet l' impact de la réforme tarifaire sur les marchés prochainement libéralisés : les risques de prédation associés à la forte baisse des tarifs en période de pointe étaient ainsi mis en avant. Plus généralement, compte tenu des difficultés prévisibles pour traiter rapidement et efficacement ex post les litiges potentiels opposant EDF à ses concurrents sur le marché des éligibles, il semble indispensable que les tarifs aux captifs soient de nature à garantir autant que possible ex ante l' absence de conflit.

3.1.1. La situation actuelle en France

La tarification actuelle d' EDF est fondée sur une référence aux coûts de développement. EDF retient par ailleurs le principe du péage uniforme, la modulation des marges selon l' élasticité de la demande étant considérée comme trop complexe à appliquer. Cela signifie que le passage des coûts de développement aux tarifs s' effectue par multiplication par un même taux de péage quel que soit le consommateur.

Du point de vue théorique, la tarification d' EDF se fonde sur le concept des coûts marginaux de long terme (CmLT) ou coûts de développement du système électrique national (où réseaux et production sont intégrés). Cette tarification vise à orienter correctement les choix des consommateurs à travers un signal économique (tarifaire) reflétant les coûts occasionnés par une consommation supplémentaire (y compris dépenses d' investissement ou amortissements)

Pour la partie production, ces coûts de développement sont issus des coûts de référence tels qu' ils sont estimés par la DIGEC dans ses études sur les « coûts de référence de la production d' électricité » (cf. encadré).

«Les “coûts de référence” de la production d' électricité»

I - L' ETUDE “COÛTS DE REFERENCE”

L' industrie électrique dispose d' une gamme de moyens de production, présentant chacun des caractéristiques technico-économiques propres et utilisant différentes énergies primaires : uranium, charbon, gaz, fioul, énergies renouvelables... L' étude des “coûts de référence”, régulièrement entreprise par le Ministère de l' industrie, est destinée à comparer la compétitivité de ces équipements pour différentes conditions d' utilisation :

- fonctionnement en base (pendant presque toute l' année),
- fonctionnement en semi-base (pendant plusieurs milliers d' heures par an),
- fonctionnement en pointe (pendant quelques centaines d' heures par an).

Dans un contexte où les moyens de production existants sont largement suffisants pour répondre à la demande, et où des décisions d'investissement ne sont pas nécessaires à court terme, l'étude vise tout d'abord à donner un éclairage sur les évolutions techniques et économiques des différentes filières de production d'électricité, afin de préparer les choix futurs.

Une telle étude a en outre des conséquences immédiates sur un certain nombre d'actions publiques. Il s'agit par exemple du récent lancement des programmes d'action en faveur de la cogénération ou de l'éolien. Il s'agit aussi de la réforme des tarifs de l'électricité, dans la mesure où les tarifs sont fondés sur les "coûts marginaux de développement" (c'est-à-dire sur les coûts d'investissement et d'exploitation liés à une consommation supplémentaire d'électricité) ; la baisse des tarifs d'hiver, qui est entreprise dès avril 1997, constitue par exemple une conséquence des possibilités nouvelles qu'offrent les "cycles combinés au gaz" fonctionnant en semi-base (cf. page 4).

La mise à jour de l'étude sur les "coûts de référence" a été terminée en mai 1997, avec le concours d'un groupe de travail associant les principaux opérateurs du secteur énergétique.

II - LES RESULTATS

L'évaluation des coûts de production de l'électricité nécessite de faire des prévisions à très long terme. L'étude "coûts de référence" retient ainsi un éventail de scénarios de prix des énergies primaires, et deux hypothèses de taux de change du dollar (5F et 6,50F).

De même, les calculs sont effectués avec deux "taux d'actualisation" :

- un taux de 8% (préconisé par le Commissariat général du plan),
- un taux de 5% (qui se rapproche des "taux d'intérêt réels" actuels).

Le tableau ci-dessous compare le coût de production en base des différents équipements. Compte tenu des différents scénarios examinés, les résultats sont exprimés sous la forme de fourchettes. Le tableau met par ailleurs en évidence les évolutions observées depuis la précédente étude des "coûts de référence".

Toutes les filières de production sont dans une dynamique de progrès.

D'une manière générale, l'étude "coûts de référence" montre que toutes les filières de production d'électricité sont dans une dynamique de progrès : amélioration de la disponibilité du nucléaire, baisse du coût d'investissement et amélioration du rendement des moyens thermiques classiques... Il en résulte une baisse significative des coûts de production par rapport aux évaluations faites en 1993.

Le nucléaire reste aujourd'hui le moyen le plus compétitif pour la production d'électricité en base.

Coûts de production en base des équipements centralisés (c/kWh)

	Nucléaire N 4 "2ème train"	Cycle combiné au gaz	Charbon pulvérisé	Charbon LFC
Actualisation à 8%	20,7 à 21,2	19,1 à 28,2	22,2 à 26,3	22,1 à 26,5
(Rappel "coûts de référence 1993")	(24,1 à 25,8)	(29,4 à 35,7)	(30,7 à 36,7)	(28,8 à 34,8)
Actualisation à 5%	16,7 à 17,2	18,2 à 27,2	19,5 à 23,7	19,5 à 23,9

L'étude "coûts de référence" montre que le nucléaire demeure compétitif pour une production en base, dans la très grande majorité des hypothèses envisageables, le coût du nucléaire étant par ailleurs très stable dans tous les scénarios. Toutefois, cet avantage s'est atténué depuis l'étude menée en 1993.

La compétitivité de la filière nucléaire dépend de la capacité à mettre en œuvre un programme comportant un nombre suffisant de tranches, avec une cadence d'engagement régulière. L'écart de coût entre un programme de 10 tranches et un programme réduit à 4 tranches a ainsi été estimé entre 1,5 et 2 c/kWh. Ce phénomène illustre l'importance de la programmation à long terme des investissements de production, défendue par la France auprès de ses partenaires européens dans le cadre des discussions communautaires sur le "marché intérieur de l'électricité". L'effet "programme" devrait pouvoir être mis à profit lors du renouvellement du parc nucléaire actuel, compte tenu des capacités très importantes qu'il sera nécessaire de mettre en œuvre.

Les progrès des cycles combinés au gaz se confirment.

Les progrès obtenus notamment sur le coût et les performances des turbines à gaz fonctionnant en cycle combiné ont pour effet que le nucléaire pourrait être concurrencé par les cycles combinés au gaz si le prix du gaz et le cours du dollar se maintenaient à un niveau durablement bas sur le long terme. Des progrès supplémentaires sont par ailleurs attendus sur les cycles combinés à l'horizon 2005, avec une baisse probable du coût d'investissement et une amélioration des rendements.

Le cycle combiné au gaz domine la semi-base, avec une plage de compétitivité variant largement selon les scénarios d'évolution du prix du gaz.

Le cycle combiné au gaz ressort clairement comme le moyen de production le plus compétitif en semi-base, c'est-à-dire pour des durées d'utilisation moyennes. Selon les hypothèses retenues sur le prix du gaz, le cycle combiné devient compétitif à partir d'une durée d'appel comprise entre 1 600 heures et 2 600 heures par an ; il reste compétitif jusqu'à une durée d'appel qui en fonction de scénarios extrêmes, peut varier entre 3 700 heures et 8 760 heures.

Le renforcement de la position du cycle combiné au gaz sur la semi-base se fait notamment au détriment des filières au charbon. Le domaine de compétitivité des filières au charbon apparaît aujourd'hui restreint, du fait de la baisse des coûts de production des cycles combinés au gaz, mais aussi de l'amélioration des performances du nucléaire. Toutefois, la technique du lit fluidisé circulant pourrait demeurer un choix intéressant en semi-base dans un scénario de tension sur le prix du gaz, et conserve un intérêt en termes de diversification du parc de production ; à moyen terme, l'augmentation de la puissance unitaire des chaudières à lit fluidisé circulant pourrait d'ailleurs conduire à des gains sur le coût de production.

On notera qu'en dessous des durées de fonctionnement justifiant l'appel aux cycles combinés au gaz (c'est-à-dire pour des durées d'appel inférieures à 1 600 ou 2 600 heures par an selon les scénarios), les moyens de production les plus compétitifs sont les turbines à combustion au gaz ou bien, pour la pointe proprement dite, au fioul domestique.

EDF calcule les coûts marginaux de long terme correspondant au parc théorique optimal en se projetant sur un horizon de plusieurs années (et en prenant l'hypothèse que le parc sera effectivement optimal à cette échéance). Une fois défini le parc optimal, EDF répartit les coûts suivant les périodes horo-saisonnières en utilisant les coûts de court terme qui résultent de la confrontation entre l'offre et la demande. Ces coûts sont calculés de manière probabiliste (en espérance) car les vrais coûts sont soumis aux aléas de la consommation et de la production (aléas climatiques, chroniques de température, aléas sur la disponibilité, aléas sur la demande...) et deviennent par la suite des coûts marginaux horaires. Il est nécessaire de se caler sur le parc optimal théorique avant de déterminer les coûts de court terme sans quoi les coûts de court terme peuvent ne pas être égaux aux coûts de long terme, ce qui ne permet plus d'utiliser les résultats économiques garantissant l'efficacité du signal tarifaire.

Le parc optimal est construit en optimisant les programmes d'investissements de production. Le coût marginal d'un investissement supplémentaire pour produire un kW (le coût d'anticipation qui inclut l'ensemble des charges fixes annuelles) doit être à l'optimum égal au gain marginal de mise à disposition d'un kW supplémentaire (le gradient de gestion qui inclut les coûts de combustible et de défaillance¹). Cette optimisation utilise les chiffres établis dans le cadre de l'étude coûts de référence.

Le coût final de développement comprend en général un terme fixe (le coût de capacité ou coût d'anticipation) et un terme proportionnel (le coût de l'énergie ou coût de combustible), qui correspondent aux moyens de production du parc de production optimal.

Les coûts marginaux sont ensuite traduits en tarifs. La tarification doit permettre d'orienter correctement les choix des consommateurs en reflétant les coûts occasionnés par une consommation supplémentaire. Toutefois, la structure des tarifs doit obéir à plusieurs contraintes :

- elle doit être efficace ;
- elle doit être incitative ;
- elle doit être lisible par le client et être relativement stable dans la durée ;

¹ Le coût de défaillance correspond au coût de non fourniture d'électricité pour la collectivité. Il se mesure en F/kWh et est approché soit par calcul explicite des conséquences économiques de la défaillance soit par calcul implicite en utilisant un niveau de qualité de service optimal.

- elle doit être adaptée aux besoins du client.

Ainsi, la structure tarifaire est plus ou moins simple suivant la sophistication des besoins du client (simple pour les clients domestiques, plus complexe et plus souple pour les clients industriels qui peuvent répondre aux signaux tarifaires et faire installer des moyens de comptage adaptés).

Les tarifs comme les coûts de développement sont binomiaux, c'est-à-dire basés sur un prix de la puissance et un prix de l'énergie. Ils dépendent également du niveau de tension de l'abonnement du client et se répartissent selon différentes gammes tarifaires, comme indiqué dans le tableau suivant.

Tableau 16
Tension et tarifs

Niveau de tension	Gamme tarifaire*
400 kV-225 kV (THT)	Vert C
63 kV-90 kV (HT)	Vert B
1kV-40 kV (MT)	Vert A
230 V (BT)	JAUNE et BLEU

* Des modulations supplémentaires existent. Certes les tarifs A, B et C dépendent de la classe de puissance du client. Mais ils sont aussi modulés en fonction de la tension réelle de raccordement. A titre d'exemple, un client de classe de puissance C paiera un tarif Vert C minoré s'il est raccordé en 400 kV, et un tarif Vert C majoré s'il est raccordé en 63 kV.

La tarification binomiale permet de différencier les usages qui nécessitent de fortes puissances sur les périodes courtes, des usages de puissances plus faibles sur des périodes plus longues. Alors que le nombre de kWh appelés peut être identique, l'impact sur le système électrique de ces deux types de consommation est très différent. Par exemple 1400 MWh peuvent être consommés sur 100 heures à partir d'une centrale de 14 MW (une centrale de cogénération par exemple) ou bien sur une heure et nécessiter 1400 MW de puissance (une centrale nucléaire). Un niveau de puissance élevé (en MW) nécessite ainsi des moyens de production et donc des investissements importants et peut justifier un prix plus élevé.

En outre, chaque gamme tarifaire présente des options qui permettent aux clients de "révéler" leurs préférences. Les options tarifaires se présentent comme un menu de tarifs dans lequel le client choisira librement la version tarifaire qui répond à ses besoins.

Des postes horo-saisonniers (par saison hiver, été, demi-saison, jours de la semaine et heures de la journée) sont construits en tenant compte de l'homogénéité des coûts dans chacun de ces postes, du signal incitatif à donner aux clients et des moyens de comptage nécessaires.

Les périodes horo-saisonniers peuvent être variables dans le temps. EDF propose les options EJP (effacement jours de pointe), Modulable et Tempo. Ces options sont intéressantes pour les clients qui peuvent déplacer leurs consommations des périodes pleines vers des périodes creuses. Elles ne le sont pas nécessairement pour ceux qui ne le peuvent pas, le prix de l'abonnement étant en général plus élevé. Des compléments sur les tarifs associés, par poste horosaisonnier, sont proposés en annexe.

La tarification sur la base des coûts marginaux de long terme ne garantit pas l'équilibre budgétaire de l'entreprise. D'une part, parce que les coûts comptables et les coûts économiques ne coïncident pas exactement (durée d'amortissement, coûts historiques dans le bilan, etc.) et d'autre part parce que le parc n'est en réalité jamais optimal (en situation de surcapacité par exemple, les coûts de court terme sont inférieurs aux coûts de long terme).

Ainsi, si les coûts de développement de long terme définissent bien la structure de la tarification (en particulier la répartition horo-saisonniers), le niveau des tarifs est une conséquence de la contrainte d'équilibre budgétaire. Un péage est alors nécessaire si on souhaite qu'EDF soit à l'équilibre budgétaire strict (pas de déficit ni de surplus).

On définit le taux de péage par :

$$\text{Taux de péage} = \frac{\text{dépenses annuelles}}{\text{recettes au coût marginal}} - 1$$

En 1998, le taux de péage était légèrement négatif : les recettes tarifaires au coût marginal auraient été supérieures aux dépenses de l'entreprise. Cette situation devrait se poursuivre tant que le parc ne se développe pas et que le parc de production actuel, notamment les centrales nucléaires, s'amortit.

Les tarifs de vente d'EDF sont par ailleurs encadrés par les Pouvoirs publics qui se servent de deux instruments : d'une part, les coûts de référence de la production d'électricité et, d'autre part, le contrôle annuel des tarifs dans le cadre du contrat d'entreprise. Le contrat d'entreprise passé entre l'Etat et EDF fixe entre autres choses un objectif de baisse tarifaire sur la durée du contrat (les deux derniers contrats concernaient la période 1993-1996 et 1997-2000).

Les aménagements récents de la structure tarifaire d' EDF, les relations entre EDF et les entreprises locales de distribution, et le fonctionnement de la péréquation sont précisés en annexe.

3.1.2. La question des subventions croisées

D'une manière générale, on appelle subvention croisée le fait de pratiquer des tarifs élevés sur une classe de consommateurs afin de financer une baisse de tarifs sur une autre classe de consommateurs. La nouvelle organisation du marché français invite à contrôler strictement les flux de recettes associés aux différents tarifs (entre les différents clients), notamment pour garantir que la concurrence sur l'une des classes de consommateurs (les éligibles) n'est pas affectée par les tarifs pratiqués sur une autre classe (celle des captifs). Mais la notion de subvention croisée, qui peut être abordée sous différents aspects (économique, comptable ou juridique) apparaît très difficile à utiliser en pratique.

Les approches économiques et comptables des subventions croisées

Laffont et Tirole² remarquent que l'on peut définir de deux manières les subventions croisées selon que l'on retient une approche en prix ou en coût :

- En termes de prix, la subvention croisée consiste à pratiquer un prix bas sur un segment de marché et un prix élevé sur un autre segment. Cela suppose une discrimination de la clientèle (le bien ne doit pas être transférable, sinon un client bénéficiant du prix bas peut s'ériger en intermédiaire et revendre à un client auquel on facture un prix élevé).
- En termes de coût, la subvention croisée consiste à répartir les coûts comptables de manière inégale sur les différents segments de marché (sans qu'il y ait nécessairement une relation claire avec les dépenses correspondantes).

La deuxième approche peut être utilisée pour justifier la différence de prix de la première, puisque les prix doivent refléter les coûts. En pratique, l'examen des subventions croisées repose nécessairement sur l'examen de la comptabilité et des règles comptables d'affectation de coûts. A ce titre, la marge de manœuvre dont peut disposer EDF dans la répartition de ses charges sur chaque catégorie de clients fait apparaître deux types majeurs de difficultés :

1) Comment affecter les coûts fixes (recherche et développement, administration générale,...) ?

Ce problème doit être réglé pour fixer le point de départ de la tarification aux captifs, mais aussi pour son évolution. Les règles correspondantes doivent en effet pouvoir traiter le cas probable de l'apparition de nouveaux coûts fixes (frais de développement de l'EPR par exemple).

2) Comment affecter les gains de productivité d' EDF ?

² Cf. contribution de Jean Jacques Laffont et Jean Tirole « Libéralisation, tarification et gouvernance ».

Ce problème ne concerne pas le point de départ mais l'évolution souhaitable des tarifs aux captifs. Il faudrait pouvoir estimer les gains de productivité d'EDF au cours du temps, et déterminer une règle pour que les gains nés de la concurrence bénéficient également aux captifs.

La multiplicité des flux possibles de subventions croisées dans le cas d'EDF

Subvention des consommateurs captifs par les consommateurs éligibles

Ce premier type de subventions croisées ne semble pas appeler de contrôle particulier. En effet, EDF ne peut pas durablement tarifier ses consommateurs éligibles au-dessus des prix de marché, que ce soit pour financer des missions de service public ou pour subventionner d'autres consommateurs, car ses concurrents pourraient alors «écrémer» les marchés correspondants. Ceci pousse à une rationalisation tarifaire sur le marché des éligibles (rationalisation induite naturellement par le marché ; la notion de prix concurrentiel venant d'ailleurs remplacer celle de tarif), et au financement des obligations du service public par des instruments spécifiques (ce qui est prévu par le projet de LMDSP). L'absence de subvention croisée venant des consommateurs éligibles et s'effectuant au profit des petits consommateurs devrait donc naturellement être assurée.

Subvention des consommateurs éligibles par les consommateurs captifs

Il faut absolument éviter que des marges excessives réalisées sur les consommateurs captifs ne procurent indirectement à EDF un avantage concurrentiel indu sur le marché ouvert à la concurrence. A cet égard, la coexistence pour EDF d'un segment dérégulé (consommateurs éligibles) et d'un segment réservé (consommateurs captifs), les deux utilisant les mêmes équipements, crée une situation particulièrement critique. Si, par exemple, la politique tarifaire appliquée aux captifs permettait à EDF d'obtenir le remboursement de l'essentiel des coûts engagés sur ce segment, elle aurait alors intérêt à essayer d'y « transférer » le maximum de ses coûts (notamment tous les coûts s'apparentant à des coûts fixes ou communs) afin de pouvoir pratiquer des prix très bas pour les consommateurs éligibles. L'absence de subventions croisées venant des consommateurs captifs et s'effectuant au profit des consommateurs éligibles ne relève donc pas d'un fonctionnement naturel du marché français. Il appelle un contrôle des autorités de régulation.

Subventions croisées entre classes de consommateurs captifs

Enfin, des subventions croisées résiduelles peuvent subsister au sein du secteur réservé, celui des clients captifs. Même dans ce cas, elles doivent être rendues plus transparentes, à la fois pour en assurer l'efficacité, pour faciliter l'adaptation à l'élévation des seuils d'éligibilité prévue par la directive, et pour faciliter l'examen de leurs enjeux concurrentiels.

Subventions croisées entre consommateurs éligibles

Ces subventions, qui pourraient notamment s'effectuer au détriment des plus petits consommateurs éligibles (pour lesquels EDF pourrait rester de fait en position dominante), renvoient au problème de la prédation sur certains segments de la clientèle éligible, problème qui est traité plus loin (cf. 3.1.3.).

Les moyens théoriques d'incitation à l'absence de subventions croisées

Les deux grandes méthodes de régulation permettant de contrôler la pratique des subventions croisées sont l'instauration de plafonds de prix (pour empêcher EDF de dégager trop de recettes sur un segment de marché), et la détermination d'un taux de rendement du capital (pour contrôler la rémunération globale des actifs). Instaurer un plafond de prix inciterait EDF à diminuer ses coûts, les gains réalisés en dessous du plafond lui étant intégralement conservés. En revanche, cette méthode ne garantirait pas l'équilibre budgétaire chaque année (remboursement des coûts réels, rémunération des actifs). L'utilisation d'un taux de rendement du capital, quant à lui, consisterait à fixer les tarifs de telle sorte que le capital d'EDF reste rémunéré à un certain taux fixé à l'avance. Dans ce cas les tarifs devront nécessairement garantir à EDF le remboursement de ses coûts (afin de laisser ensuite une marge

permettant de rémunérer le capital), et cette méthode n'inciterait donc pas EDF à les diminuer. Dans ce dernier cas, des rentes risqueraient alors d'être conservées.

Aucun de ces deux moyens n'est donc une panacée. La complexité et la diversité des services et tarifs fournis aux clients éligibles ne permettront pas de contrôler systématiquement tous les tarifs appliqués par EDF. De plus, un plafond de prix global (portant sur l'ensemble captifs + éligibles) restreindrait la liberté d'EDF sur le marché des éligibles. Enfin, un plafond global pourrait conduire EDF à récupérer sur le marché des captifs les pertes issues de la prédation qu'elle pourrait pratiquer sur le marché des éligibles (l'objectif global du plafond étant ainsi assuré).

Les possibilités pratiques de contrôle offertes par la séparation comptable

Un outil simple prévu par la loi

Face à la nécessité de rendre plus transparents les flux de ressources entre les différentes classes de consommateurs servis par EDF, la première mesure à prendre serait de séparer autant que possible les différentes activités. Il faut systématiquement le faire lorsque les coûts correspondants sont identifiables et imputables à une activité particulière. Au-delà de la séparation du transport, on pourrait ainsi imaginer que l'activité avale (commercialisation, etc.) en direction des non éligibles soit identifiée et séparée de celle relative aux éligibles, de manière à mieux contrôler les coûts imputés aux captifs, et pour mieux réguler aussi les autres coûts entrant dans le prix final qu'ils acquittent.

La mise en œuvre des dispositions prévues par la LMDSPE en matière de séparation comptable et d'information constitue donc un élément clef de la régulation de l'électricité. Plus généralement, il faut appliquer systématiquement les principes établis par le Conseil de la concurrence en 1995 à propos de la diversification des monopoles publics.

Mais un outil limité

En pratique, la comptabilité analytique d'EDF - Production ne permettra vraisemblablement pas d'identifier des coûts par type de clients, notamment pas les coûts liés à chaque centrale (personnel, etc.) ou à des activités en recherche et développement. L'examen des subventions croisées sera donc sans doute difficile à mettre en place : d'un point de vue tant pratique que théorique, le parc d'EDF sera optimisé globalement pour répondre à une demande agrégée.

La recommandation en faveur de l'« unbundling » a par ailleurs ses limites, celui-ci pouvant être selon les cas insuffisant, ou impraticable, voire inadapté. C'est en effet de l'ensemble de la régulation que dépend le comportement de l'entreprise soumise à une contrainte de séparation de ces activités. Si celle-ci peut par exemple refinancer ses activités déficitaires ou bénéficie de garanties dérogoatoires, une séparation très stricte comme l'est la filialisation ne suffit pas pour éliminer les subventions croisées. En lui-même le principe de séparation des activités ne définit pas par ailleurs les modalités d'imputation des différents facteurs de production utilisés. Il doit donc être complété par d'autres règles pour éviter que les équipements les moins productifs ou les poches de sous-productivité soient systématiquement imputés au secteur réservé, où l'opérateur peut exploiter son pouvoir de monopole. Ceci explique que l'idée de dédier certains équipements à chacun des segments du marché apparaît totalement inadaptée. Outre qu'elle ne crée pas de discipline concurrentielle, elle ne conduit en effet qu'à reporter les problèmes sur les règles d'imputation des équipements (par exemple : à qui affecter l'hydraulique ?), et les prix d'échanges internes, étant observé qu'il serait évidemment très coûteux d'interdire en plus de tels échanges, ce qui signifierait une utilisation sous optimale en permanence du parc disponible.

De telles règles d'imputation sont en effet difficiles à établir a priori, les règles d'allocation comptables des coûts communs suivant des clefs de répartition plus ou moins arbitraires conduisant en général à des incitations indésirables. En particulier, si la séparation des activités est associée à une tarification aux captifs de type « cost-plus » (c'est-à-dire de remboursement des coûts), on a vu que l'incitation pour l'opérateur historique à « transférer » ses coûts sur le segment captif devient très forte. La séparation comptable et l'orientation stricte des tarifs sur les coûts n'est donc pas une panacée, et une rémunération plus forfaitisée, donc plus incitative, de l'opérateur peut souvent être préférable.

Lorsqu' il y a des coûts fixes à financer, la définition a priori de règles d' imputation devient par ailleurs très délicate, car celles-ci devraient tenir compte de l' ensemble des élasticités de la demande. Non seulement, il est alors souhaitable que des composantes les plus élastiques contribuent relativement moins à la couverture de ces coûts, mais la tarification optimale peut comporter des subventions croisées, dont la structure est proche de celle qui résulterait justement d' une approche purement commerciale.

Si le parc d' EDF était exempt de surcapacités et proche de sa structure optimale, ce problème pourrait être relativisé. Malheureusement, c' est tout le contraire dès lors qu' une «re-optimisation» ex ante, anticipant les mouvements à venir, n' a pas été envisagée, et qu' on laisse donc à la dynamique du marché le soin d' assurer la restructuration du secteur. Le financement des surcapacités apparaît en effet comme un cas particulier de coûts fixes communs à répartir, même si ceux-ci ont vocation à être transitoires.

Des prix et des recettes unitaires différents entre captifs et éligibles sont-ils économiquement condamnables ?

Toute tarification des captifs qui serait indexée directement sur les prix observés sur le marché des éligibles (ou sur les coûts marginaux de court terme ou de «dispatching» d' EDF) reviendrait vraisemblablement à faire bénéficier les captifs de tarifs très proches de ceux des éligibles. En revanche une tarification des captifs qui s' éloignerait des règles de fixation des prix pour les éligibles (par exemple, une tarification aux captifs fondée sur les coûts marginaux de long terme d' EDF) conduirait vraisemblablement EDF, au moins jusqu' à la disparition des surcapacités européennes, à dégager des recettes beaucoup plus élevées sur ses clients captifs que sur les éligibles (nous avons vu en effet que la concurrence sur le marché des éligibles devrait conduire provisoirement à des prix de marché très inférieurs aux coûts marginaux de long terme).

Dans ce dernier cas, il y aura déséquilibre entre les recettes tirées de la vente d' un même kWh selon qu' il est destiné à un client éligible ou à un client captif. Cela signifie-t-il qu' il y a subvention croisée nuisible entre les différentes catégories de consommateurs ? Les subventions croisées ne sont pas nécessairement néfastes (elles peuvent sous-tendre, nous l' avons mentionné, la tarification optimale). L' existence de tarifs plus élevés pour une certaine catégorie de consommateurs pourrait par exemple être justifiée par les caractéristiques de sa demande (chauffage électrique pour les ménages, nécessitant de faire appel à des moyens de pointe plus coûteux l' hiver, etc.). Toutefois, l' agrégation par EDF des courbes de charge des éligibles et des courbes de charge des captifs lui permet de dégager des économies d' envergure (lissage des pointes), dont on priverait les consommateurs captifs en tarifant leur demande sans tenir compte de la courbe de charge des consommateurs éligibles.

L' analyse économique ne peut pas condamner a priori l' existence de prix de vente différenciés selon la clientèle. A l' inverse, elle peut justifier la différenciation tarifaire. Mais il importe alors que ce soit bien sur une démarche visant à maximiser le surplus global de l' économie du secteur électrique que reposent les règles de fixation des prix pratiqués pour les consommateurs captifs, et non pas sur une analyse visant à maximiser le profit d'EDF, ou encore à maximiser sa part de marché sur les clients éligibles. En tout état de cause, il ne semblerait pas acceptable que les clients captifs ne bénéficient pas non plus d' une partie des gains d' efficacité qui seront stimulés par la réforme de l' organisation électrique française.

Le lien entre subventions croisées et prédation : la jurisprudence française

La notion de subvention croisée apparaît finalement moins opératoire qu' il peut y paraître à première vue, tant d' un point de vue économique (subventions implicites permettant d' obtenir les tarifs optimaux à la Ramsey Boiteux), que comptable (difficulté d' examiner en pratique l' existence de subventions croisées), et enfin juridique (on peut préférer une analyse en terme de prédation, notion plus robuste).

Le marché français sera marqué, au moins dans un premier temps, par la présence d' un opérateur dominant, par ailleurs doté d' un secteur réservé. On risque alors certes de voir EDF pratiquer des

subventions croisées entre son secteur réservé et le secteur soumis à concurrence, mais dans le but de pratiquer des prix prédateurs sur le marché concurrentiel.

Ces deux notions sont différentes : des prix prédateurs peuvent être financés par subventions croisées ou par des pertes si cela permet d'augmenter les bénéfices futurs, mais les subventions croisées ne sont pas nécessairement inefficaces économiquement. Nous avons déjà mentionné que la tarification optimale d'un monopole présentant des coûts fixes et soumis à l'équilibre budgétaire peut faire apparaître des subventions croisées : les consommateurs les moins élastiques paient plus cher que ceux dont la demande varie fortement avec le prix.³

Dans un tel contexte, l'analyse des subventions croisées est un élément d'appréciation important. Mais il ne suffit pas, ni pour définir les règles de la tarification aux captifs (sachant que le contrôle global des subventions croisées entre consommateurs éligibles et non éligibles requiert, ou est équivalent, à la définition arbitraire d'une règle d'imputation de coûts fixes et notamment de surcoûts associés aux inefficacités du parc), ni pour condamner une pratique commerciale suspectée d'être anticoncurrentielle (qui nécessite une analyse au cas par cas en terme de prédation). L'approche retenue jusqu'ici par la jurisprudence française se fonde d'ailleurs sur l'analyse de la prédation plutôt que sur l'examen des subventions croisées.

3.1.3. La question de la prédation

La nécessité d'une analyse au cas par cas en terme de prédation doit être d'autant plus reconnue et bien comprise que l'accusation de prix anormalement bas de la part de l'opérateur historique est mise en avant de manière récurrente par les entrants sur le marché. Il ne faudrait pour autant imaginer que la prédation sera la seule pratique à examiner. Il est même probable que toute la gamme des pratiques « sensibles » (refus de vente, discrimination, produits liés -avec la diversification, par exemple) se manifesteront.

Du fait que la libéralisation du secteur de l'électricité prend place dans un contexte de surcapacité générale des équipements, la question de la prédation revêtira cependant une acuité particulière. La restructuration du secteur risque en effet d'être associée à des épisodes de guerre des prix intenses, les producteurs pouvant un temps raisonner sur des coûts marginaux très faibles intégrant essentiellement le combustible. Dans le cas d'EDF, ces coûts peuvent même être particulièrement bas, puisqu'il s'agit de combustible nucléaire (la contrepartie en étant comme on l'a vu le problème de couverture des coûts des équipements).

Pour que la concurrence sur le marché des éligibles ne soit pas faussée, il faudrait donc surtout s'assurer que les revenus tirés des ventes aux captifs ne financent pas une campagne de prix prédateurs sur le marché des éligibles (ce qui peut et doit relever avant tout de la jurisprudence du Conseil de la concurrence).

L'analyse classique du Conseil de la concurrence

Ce contrôle étant difficile à mener si l'on se contente d'analyser la comptabilité interne d'EDF, on pourrait être tenté de l'assurer en observant les prix de vente d'EDF aux clients éligibles, et en les comparant aux offres des autres opérateurs ne bénéficiant pas, eux, d'un secteur réservé. L'analyse des prix de prédation pourrait aussi - selon la méthode recommandée par le Conseil de la Concurrence - se fonder sur le coût marginal de court terme d'EDF, que l'on approcherait par son coût variable.

Toutefois, si l'on demandait à EDF de justifier les prix que ses concurrents jugeraient prédateurs, l'opérateur historique pourrait vraisemblablement jouer sur la comptabilité analytique pour diminuer ce coût variable apparent du kWh fourni aux éligibles. Ainsi, l'affectation comptable aux éligibles de

³ Une fois encore, il semble évident que de telles subventions croisées étaient implicitement pratiquées dans la tarification passée d'EDF fondée sur les coûts marginaux.

certaines activités pourrait être avancée (risque de filialisation par EDF des centrales les plus performantes, au profit des éligibles). Une solution pour éviter de telles pratiques pourrait être d'établir une règle unique de construction du coût de référence de la production (en fonction de la courbe de charge, de la durée d'utilisation, etc.) qui soit indépendante du critère d'éligibilité. Méthode dont on pourrait comparer les résultats avec les prix pratiqués par EDF sur la clientèle éligible.

Plus généralement, l'existence d'offres globales (multiénergies ou multiservices) de plus en plus complexes rendra délicate cette analyse. Cela rendra nécessaire l'articulation des actions du Conseil de la Concurrence, de la Commission de Régulation de l'Electricité (qui disposera de données utiles), et des organismes chargés du contrôle de la diversification d'EDF.

Prix bas et prédation

La prévention des pratiques de prédation est en tout état de cause rendue délicate par le fait que les prix bas recouvrent diverses pratiques dont l'impact sur le bien-être collectif peut différer radicalement. Parmi les pratiques bénéfiques, on peut citer par exemple l'effet d'apprentissage, qui conduit une entreprise à baisser son prix afin d'augmenter ses ventes initiales et, ce faisant «d'apprendre» plus vite à produire moins cher. Par ailleurs, une entreprise peut choisir un prix bas pour signaler à ses concurrents qu'elle a des coûts faibles (stratégie dite du «prix limite»). Mais les implications normatives des stratégies de prix limite sont très complexes, la pratique du prix limite permettant dans certains cas d'éviter les entrées non viables, ou encourageant dans d'autres les entrées viables, d'où le besoin d'analyse au cas par cas.

En fait, la situation qui doit, en théorie, retenir l'attention, est celle d'une entreprise financièrement puissante qui s'engage dans une guerre des prix pour amener à la faillite ses concurrents, alors même que leur activité était viable, lorsque ces derniers ne bénéficient pas des mêmes conditions de financement. Dans ce cas, il s'agit a priori d'une pratique ciblée, et il paraît difficile de donner un sens à une prédation généralisée. Par ailleurs, la dissymétrie dans l'accès au financement est essentielle. Ceci suppose toutefois que l'opérateur historique ait un comportement normal d'entreprise. En l'absence de «gouvernance» rigoureuse d'EDF, la suspicion de prédation pourrait donc être plus forte et fondée, comme le soulignent Laffont et Tirole⁴.

Contrôle de la prédation et gains économiques de la concurrence

Tirole et Rey (1995) estiment que, en général, l'analyse économique de la prédation ne fournit pas de base solide pour une interdiction *per se* du «prix de prédation », qu'il serait d'ailleurs difficile de définir sans reposer sur une analyse fine des caractéristiques des entreprises et des marchés concernés. En effet, ceux-ci rappellent qu'on se heurte à deux types d'erreurs possibles. Un premier type d'erreur consiste à intervenir à tort contre l'entreprise «prédatrice», ce qui peut conduire à «brimer» à tort une pratique innocente, diminuant ainsi la performance de l'entreprise concernée, et limitant finalement, l'exercice de la concurrence. Cette approche soulève donc le problème de la distinction entre «pratique innocente» et «stratégie prédatrice». L'autre type d'erreur consiste à ne pas intervenir lorsqu'il le faudrait, et peut donc conduire à laisser une entreprise conserver une position dominante, particulièrement si l'entrée sur le marché est malaisée.

Ils soulignent en conséquence que la détermination de la «limite» imposée à la baisse des prix est délicate. Toute interprétation du prix de prédation «généreuse» pour les concurrents évincés renforce les risques d'erreur du premier type et peut être potentiellement nuisible, surtout si le champ d'application de la règle est lui-même large, comme c'est le cas si elle s'applique indépendamment de toute évaluation de la structure du marché et des conditions d'accès. A contrario, toutefois, une limite peu contraignante pourrait laisser un champ trop libre à la prédation.

Même si le contexte d'ouverture à la concurrence pousse à accorder sans doute plus d'attention que d'habitude au risque de ne pas intervenir quand il le faudrait, ce qui pourrait pousser à inverser la

⁴ Cf. contribution de Jean Jacques Laffont et Jean Tirole « Libéralisation, tarification et gouvernance ».

charge de la preuve de la volonté d'éviction en cas de prix bas, le secteur de l'électricité ne possède pas de caractéristique telle qu'on pourrait considérer que l'arbitrage à effectuer entre les deux types d'erreur puisse y être réellement facilité. Au contraire, la perspective - probable - de phases transitoires marquées par des guerres des prix le rendrait même particulièrement délicat.

La référence au coût variable et la coopération entre les régulateurs

Dans ces conditions, le principe (qui est celui retenu par la LMDSPE), suivant lequel de telles pratiques doivent rester du ressort des autorités de la concurrence, celles-ci y appliquant leurs règles habituelles -référence au prix variable comme seuil en deçà duquel la volonté de prédation est établie - apparaît difficile à contourner. Plus généralement il apparaît bien difficile de proscrire a priori certaines pratiques au motif qu'elles seraient «inéquitables» ou ne relèveraient pas d'une concurrence «loyale». Toutefois, il faut souligner que cette analyse – qui conduit à se conformer à la jurisprudence commune – repose implicitement sur l'hypothèse qu'EDF adoptera un comportement normal d'entreprise qui n'accepte pas de réaliser des pertes (et ce sur aucun segment d'activité). Si la «gouvernance» d'EDF n'était pas établie pour garantir cette condition (condition qui implique en particulier que l'opérateur historique n'est pas prêt à tout pour conserver ou élargir son marché), il faudrait admettre une suspicion beaucoup plus systématique de la part des autorités de la concurrence.

En revanche, on peut imaginer et rechercher les moyens, comme le suggère l'avis du Conseil de la concurrence de 1998 sur la politique tarifaire d'EDF, pour que les autorités concernées disposent dans ce secteur d'informations beaucoup plus fournies que ce dont on dispose habituellement, avec notamment la disponibilité de l'information sur les coûts marginaux horaires réels (et pas seulement en moyenne), pour y appliquer la réglementation sur les prix prédateurs ; et dans des délais plus rapides pour intervenir vite lorsque cela apparaît nécessaire. Cela nécessite une coopération étroite entre la CRE et le Conseil de la Concurrence.

3.1.4. Les références à l'étranger⁵

D'une manière générale, les méthodes retenues à l'étranger pour définir les tarifs appliqués aux consommateurs captifs diffèrent selon le degré d'ouverture du marché. Pour les pays ouvrant ou ayant ouvert rapidement la totalité du marché, un simple contrôle ex post des tarifs est pratiqué sur le segment des clients captifs (consommateurs qui en tout état de cause deviennent à courte échéance éligibles). Pour les pays maintenant ou ayant maintenu une dichotomie durable du marché, les prix sont généralement tout d'abord fixés sur les coûts. Puis ils sont soumis à une évolution (assez contraignante) de type «price - cap». Dans ce dernier cas, le problème des subventions croisées est considéré comme réglé dès lors que le «price - cap» est bien calibré.

Italie

L'autorité de régulation a proposé de définir de grandes classes de clients, pour lesquelles seront définis des plafonds de prix. De plus, une contrainte pèsera sur les revenus globaux des producteurs, qui ne pourront pas excéder un certain niveau de recettes sur l'ensemble de leur clientèle (captifs et éligibles).

Dans la proposition de l'autorité de régulation, la fixation des tarifs repose sur la décomposition des coûts en coûts de combustible, rémunération des capitaux, et autres coûts.

La partie du tarif liée aux frais de combustible est traitée, à l'aide d'une formule l'indexant sur des coûts de combustible observés. La rémunération du capital est fondée sur un taux de rémunération du capital déterminé en utilisant le « Capital Asset Pricing Model ». Cette méthode, habituelle en finances, permet de calculer le taux de rémunération selon le risque de l'activité considérée. Un taux

⁵ Cf. contributions correspondantes.

de 7,9% a été retenu pour la production d'électricité (5,6% pour son transport et 7,4% pour sa fourniture). Le reste du tarif est d'abord établi sur la base des coûts observés une année de référence (coûts de l'ENEL en 1997, amendés pour tenir compte des performances des autres opérateurs) et sont ensuite soumis à un «price - cap». Un ajustement annuel du tarif final est possible pour prendre en compte des éléments comme la qualité de service, ou la survenue d'événements exceptionnels.

Angleterre et Pays de Galles

La disparition des consommateurs captifs (tous les clients sont éligibles) s'accompagne du déclin du contrôle des prix. De moins en moins de tarifs sont contrôlés. Depuis 1998, la méthode retenue pour fixer les prix de référence consiste à prévoir le prix de marché (prix du «pool») et à y ajouter le prix de l'acheminement (transport - distribution, ce tarif est régulé) ainsi qu'une marge commerciale (marge du fournisseur). Avant 1998, le prix prévisible du «pool» était remplacé par des coûts de production, répartis différemment selon les classes de consommateurs.

L'absence de toute politique de prédation fait partie des obligations qu'impose la licence nécessaire pour être autorisé à fournir de l'électricité. Il est ainsi interdit de pratiquer toute «discrimination induite», ainsi que d'appliquer des «prix prohibitifs» ("onerous prices"). En pratique, ces notions sont délicates à définir. La jurisprudence considère que la différence entre le prix pratiqué à un consommateur et son coût de fourniture doit être peu variable d'une catégorie de clients à l'autre. Autrement dit, les différences de prix sont possibles mais elles doivent être fondées sur des différences de coût.

L'abandon total du contrôle des prix ne sera possible que lorsque la concurrence sera suffisante (par exemple, lorsque l'on constatera que suffisamment de consommateurs changent de fournisseur). En attendant, les solutions retenues pour s'assurer d'une juste concurrence, sont le contrôle de la relation entre prix et coût, l'instauration de plafonds de prix pour certaines fournitures, et l'étude de l'évolution des prix pour différentes catégories de consommateurs types.

Belgique

La loi d'organisation du marché de l'électricité (29 avril 1999) prévoit que les tarifs aux clients captifs seront fixés par le Comité de Contrôle pour l'Electricité et le Gaz (CCEG). Le CCEG est l'un des deux organes spécifiques de régulation du secteur énergétique (l'autre est la Commission pour la Régulation de l'Electricité et du Gaz, nouvellement créée, dont les pouvoirs sont beaucoup plus étendus : accès au réseau, tarifs de transport, autorisations des opérateurs, contrôle des comptes des opérateurs, etc.). Les tarifs élaborés par le CCEG devront satisfaire plusieurs objectifs : éviter les subventions croisées entre catégories de consommateurs, garantir que les captifs bénéficient des gains de productivité réalisés par les opérateurs, assurer la convergence des tarifs belges vers les meilleurs tarifs de l'Union européenne. D'ici à la fin 1999, le CCEG devrait avoir approuvé un plan pluriannuel (3 ou 4 ans) comprenant une régulation des tarifs de production de type «price-cap» (les tarifs de transport et de distribution étant quant à eux soumis pour certaines composantes à un «price - cap», pour d'autres à un système de type «cost-plus»).

3.2. LES OBJECTIFS DE LA TARIFICATION AUX CONSOMMATEURS CAPTIFS

La régulation des tarifs pour les consommateurs non éligibles doit intégrer deux préoccupations. La première, traditionnelle, est d'orienter correctement les choix des consommateurs, en leur fournissant un signal - prix adapté. La seconde, qui concerne les effets de cette tarification sur le fonctionnement du marché libéralisé, est en revanche nouvelle et a déjà été évoquée dans l'analyse de la concurrence et de la réglementation tarifaire (cf. 3.1.).

Plusieurs objectifs pris en compte dans le système tarifaire actuel d'EDF doivent être maintenus dans le nouveau cadre réglementaire. Il semble notamment souhaitable que les prix aux captifs continuent à envoyer un signal économique orientant la demande sur cette frange du marché.

Mais la nouvelle organisation du marché exige également que la tarification aux captifs remplisse de nouveaux objectifs :

- la tarification aux captifs devra s'articuler avec le contrôle, au sein de l'entreprise intégrée, des flux financiers entre usagers captifs et clientèle éligible (l'existence d'un secteur réservé pour EDF ne doit pas distordre la concurrence sur le marché des éligibles) ;

- l'évolution dans le temps des modalités de la concurrence (et des seuils d'éligibilité) nécessitera de mettre en place un système capable de s'adapter aux modifications du marché.

3.2.1. Une occasion de rénover le dispositif actuel

Les tarifs d'EDF - Production pour le marché captif, soumis à régulation, doivent donner un signal économique permettant de minimiser les coûts globaux de fourniture de l'électricité et d'orienter efficacement la demande des usagers captifs. La structure actuelle ne devrait pas fondamentalement être remise en cause si elle permet de guider effectivement la consommation électrique entre les périodes de coûts de production élevés et faibles (heures creuses, heures d'hiver etc..). Une réforme ne peut être écartée si elle ne donne pas les signaux pertinents ou si elle ne satisfait pas les clients (exemple : tarification trop variable car trop près des coûts, l'optimum chez certains clients pouvant par exemple être alors de se couvrir partiellement contre les risques de jours de pointe...).

Des fondements théoriques solides

Sur le segment des consommateurs non éligibles, EDF est en situation de monopole. Les principes de gestion des monopoles publics y sont donc pertinents. Les règles fondamentales sont donc qu'EDF minimise ses coûts de production, tarifie au coût marginal et satisfasse la demande. EDF a joué un rôle pionnier après-guerre dans la mise en œuvre de ses principes qui visent à reconstituer, sur un marché réglementé, l'équivalent d'un marché parfait. En pratique, il faut pour cela appliquer une tarification différenciée selon les périodes horo-saisonnnières, pour faire ressentir aux consommateurs les coûts d'opportunité de leurs demandes : coûts de combustibles des centrales marginales en dehors de la pointe ; coûts (nets) des équipements dont la mise en œuvre est nécessaire pour satisfaire la demande de pointe (cf. 3.1.1).

Ce schéma de structure horo-saisonnnière demeure valide en général. Dans un contexte où le parc n'est pas optimal, eu égard au niveau de demande et aux perspectives les plus probables de structure des coûts des combustibles et des équipements, se pose toutefois un problème de mise en œuvre : faut-il privilégier les coûts marginaux à court terme ou plutôt établir la tarification sur les coûts de développement (ce qui implicitement pourrait signifier aujourd'hui que l'on suppose que le nucléaire tend à ne plus être utilisé qu'en base). Si l'on admet que l'impact du signal prix sur ces consommateurs se joue plutôt dans la durée, au travers de choix d'équipements (par exemple de chauffage), le choix des coûts marginaux de développement apparaît raisonnable, dès lors qu'il

concerne des consommateurs n'ayant pas vocation à devenir éligibles. Il est par ailleurs conforme à l'idée que le rôle de la régulation d'un monopole public est de reconstituer les conditions d'un marché parfait.

Qui nécessitent un réexamen et des aménagements

La doctrine traditionnelle d'EDF concernant la structure de la tarification apparaît donc pérenne pour ce qui concerne les captifs, sous réserve de plusieurs observations.

Tout d'abord, la définition des coûts de référence servant à définir cette tarification a rencontré, depuis une bonne dizaine d'années, des difficultés pour intégrer correctement l'évolution relative des prix des différentes technologies et celle des combustibles. Ces difficultés ont été accrues par le rôle que jouait la tarification vis-à-vis de l'obligation d'achat dont bénéficiaient les producteurs indépendants.

L'entrée de ceux-ci sur le marché de l'électricité relevant maintenant d'un cadre différent, c'est l'occasion de rénover ce dispositif. Il importe notamment que les règles qui sont appliquées soient transparentes et les évolutions de la tarification aussi lisibles que possible pour tous les acteurs concernés.

D'autre part, dans un contexte où le financement d'un parc non optimal focalisait l'attention, le débat sur la tarification a parfois pu dériver vers un certain marchandage entre EDF et les autorités publiques, pour se partager les gains de productivité ou certaines rentes de monopole. Cette approche va fondamentalement à l'encontre de l'idée que le rôle de la régulation tarifaire doit introduire l'équivalent à une discipline concurrentielle, au profit du consommateur. La place de celui-ci au sein de la régulation devrait donc être affirmée, et se matérialiser dans son organisation sachant que cette fonction est nécessairement externe à EDF pour l'essentiel.

Ceci suppose aussi que les incitations pesant sur EDF pour minimiser ses coûts soient bien présentes. A cet égard, les mécanismes de plafond de prix pluriannuels ont démontré leur efficacité. Il importe d'y recourir, avec comme principe que les consommateurs captifs en France doivent disposer des meilleurs prix possibles, tels que l'on peut les évaluer, soit directement à partir de l'analyse des coûts, soit par «benchmarking». Dans ce cas il faudrait cependant corriger les primes de risque prises en compte dans la définition des taux de rendement requis sur les équipements, pour tenir compte des avantages que confère à cet égard l'existence d'un segment réservé.

La mise en place des systèmes d'information correspondants sur l'évaluation de coûts de référence efficaces conditionne donc l'efficacité de la régulation. La pluriannualité est évidemment nécessaire pour que les incitations fonctionnent. Elle est d'autant plus facile à mettre en œuvre qu'EDF utilise des équipements dont l'essentiel des coûts sont prédéterminés. A plus long terme, il pourrait devenir nécessaire de permettre certains ajustements à la volatilité des coûts des combustibles, par exemple, étant entendu que les éventuelles indexations doivent se faire par rapport à des indices exogènes, qui ne dépendent pas des choix de gestion d'EDF.

3.2.2. L'articulation avec le marché concurrentiel

La volonté de prévenir les distorsions de concurrence sur le marché des consommateurs éligibles renforce la recommandation en faveur d'un "price-cap" rigoureux sur les tarifs aux captifs, pour supprimer l'incitation à transférer les coûts sur ces derniers, ce que favoriserait tout mécanisme s'apparentant à un remboursement des coûts. La contrepartie à une forte incitation à réduire les coûts est cependant le risque qu'EDF se désintéresse de la qualité assurée aux consommateurs captifs. Ceci nécessite à nouveau de bien introduire le consommateur captif dans la régulation, ici dans la dimension «qualité».

Le dispositif ainsi esquissé aboutit à des mécanismes tarifaires très différenciés – mais poussant tous deux à l'efficacité - entre les deux segments de marché (ouvert et réservé) : sur le premier, la règle serait en effet la liberté commerciale, sous les contraintes des règles de la concurrence en matière de prédation ; sur le second un plafond de prix, avec comme référence maximale les coûts marginaux de développement efficaces soumis à «price - cap».

En soi cette différenciation n'est pas forcément dangereuse. A contrario, il faut même se méfier de règles, en apparence plus équitables, telles que par exemple, celle qui préconiserait de répartir équitablement les gains de productivité entre les deux types de consommateurs, qui risquerait de favoriser un comportement peu dynamique de la part de l'opérateur historique. Dès lors que l'on fixe comme objectif de proposer aux captifs le meilleur prix concurrentiel (prévisible), on n'est d'ailleurs pas très loin, dans l'esprit, de cet objectif d'équité dans la répartition des gains de productivité. En revanche les incitations fournies sont très différentes. De plus on pourrait y ajouter éventuellement quelques garde-fous complémentaires visant à ce que les consommateurs captifs sortent gagnants de la libéralisation du marché.

Dans un contexte qui demeure en partie marqué par le problème de financement de surcapacités (cf. encadré), il conviendra toutefois d'apprécier pratiquement à quelles subventions croisées, ou à quelle répartition de la charge de ces surcapacités, peut conduire la règle suivant laquelle le tarif aux captifs est borné par le coût de développement efficace. Il faut en effet s'assurer que la charge laissée aux captifs n'est pas excessive, et ne crée pas d'avantage concurrentiel indu à EDF. Sinon il faudrait examiner l'intérêt de compléter transitoirement le dispositif, en envisageant une règle s'apparentant par exemple à la distribution équitable des coûts échoués.

« Surcapacités - désoptimisation du parc, coûts résiduels de production »

Un parc de production est à l'optimum lorsque le coût marginal de court terme de production $CmCT$ du dernier moyen appelé est égal au coût marginal de long terme $CmLT$ du parc de production. Il est indifférent de faire fonctionner les centrales existantes ou d'en développer de nouvelles.

$$CmCT = CmLT$$

Un parc de production est sous capacitaire lorsque le coût marginal de court terme de production $CmCT$ du dernier moyen appelé est supérieur au coût marginal de long terme $CmLT$ du parc de production. Il est alors intéressant d'investir et de construire de nouveaux moyens de production. En particulier, lorsque la demande excède l'offre, le $CmCT$ croît très fortement à cause des contraintes de capacité et est proche des coûts de défaillance.

$$CmCT > CmLT$$

Un parc de production est surcapacitaire lorsque le coût marginal de court terme de production $CmCT$ du dernier moyen appelé est inférieur au coût marginal de long terme $CmLT$ du parc de production. Il n'est pas intéressant d'investir et de construire de nouveaux moyens de production. Les centrales qui produisent au $CmCT$ suffisent à la demande.

$$CmCT < CmLT$$

Le parc dit "optimal" devrait vérifier l'égalité entre CmLT* et CmCT*. Le terme CmLT* est le coût optimisé de production : si le parc devait être reconstruit à partir de zéro, l'investissement optimal consisterait à avoir un parc de dimensionnement plus faible où il serait indifférent de faire fonctionner les centrales existantes ou d'en développer de nouvelles.

L'écart CmCT - CmLT* est le coût de désoptimisation du parc ou coût résiduel de production. La désoptimisation surcapacité se résorbe au fur et à mesure que la consommation d'électricité croît (le terme CmCT croît) ou que des moyens de production sont retirés du parc (déclassement de centrales). Elle disparaîtra lorsque le parc commencera à se développer de nouveau.

A cause de la présence de charges fixes élevées (non convexités), on remplacera dans ce qui suit le CmCT par le coût effectif constaté de production (coût comptable).

Cependant une telle règle érigée en principe général n'est probablement pas nécessaire (sous réserve de vérification à effectuer au moment où la réglementation entrera en application), notamment parce que les surcapacités peuvent être valorisées par des exportations sur les marchés étrangers nouvellement ouverts à la concurrence. De plus, il ne faut pas sous-estimer les difficultés, sachant qu'on ne peut simultanément vouloir forfaitiser les prix pour inciter EDF à faire des efforts de productivité, et définir une règle «équitable» de répartition des coûts qui ôte nécessairement les incitations correspondantes. Dans ces conditions, l'analyse de la répartition des surcoûts liés aux surcapacités, qui est implicitement associée à la politique tarifaire, ne devrait essentiellement demeurer qu'un élément d'appréciation parmi d'autres, pour fixer le niveau initial de «price - cap». Il convient en tout état de cause que les dispositions éventuelles visant à prendre en compte des coûts liés aux surcapacités s'éteignent rapidement et ne compliquent en aucun cas l'analyse de l'évolution future de la réglementation.

3.2.3. Des capacités d'adaptation suivant l'évolution du marché

L'ouverture du marché de l'électricité se faisant de manière progressive dans les années qui viennent, le dispositif tarifaire destiné aux captifs doit être capable de s'adapter facilement à la modification du champ du secteur réservé. De plus, d'un point de vue plus politique, le régulateur (et notamment les Ministres dans le rôle que leur confie le projet de LMDSPE) aura du mal à soutenir un système de prix dans lequel les tarifs des éligibles et ceux des captifs divergeraient trop (par exemple, si le prix du kWh acquitté par les éligibles baisse considérablement plus vite que le prix régulé aux captifs⁶), ou dans lequel des sauts brutaux interviendraient dans les prix des petits consommateurs.

⁶ Or il est probable que les surcapacités à court terme du parc de production européen conduiront à une concurrence sur le marché des éligibles qui sera fondée sur des coûts marginaux de court terme, très inférieurs aux coûts marginaux de long terme (utilisés actuellement pour les captifs au péage près).

La limitation des sauts de tarifs pour les consommateurs captifs

Il est probable que le passage à des principes tarifaires entièrement nouveaux engendrerait brusquement des sauts à la baisse ou à la hausse pour certains utilisateurs captifs, ce qui pourrait plaider pour une évolution plus progressive des principes de tarification afin d' éviter les chocs de prix.

De plus, certains pourraient trouver souhaitable que les prix aux captifs varient moins dans le temps que ceux aux éligibles (notamment si les tarifs aux éligibles doivent remonter une fois les surcapacités disparues).

L'articulation avec le tarif social

Le projet de LMDSPE prévoit l' existence d' un tarif social de l' électricité pour certains consommateurs. Cette disposition spéciale ne doit pas perturber l' équilibre général du système tarifaire destiné aux captifs, et en particulier ne pas induire d' effet indésirable (effet de seuil, notamment).

Des tarifs suffisamment simples et prévisibles pour les captifs

On peut s' interroger sur la possibilité à court terme de mettre en place, pour les usagers captifs, des systèmes tarifaires trop complexes ou trop volatils. Outre les problèmes techniques (par exemple, les compteurs sont-ils compatibles avec une tarification en temps réel de la demande ?), les clients captifs ne sont pas nécessairement préparés à des tarifications trop éloignées des systèmes actuels. Une certaine continuité des tarifs peut donc là encore sembler nécessaire.

Des principes de tarification robustes face à l'évolution des seuils d'éligibilité

Ce point est plus délicat à traiter que le précédent. La directive européenne prévoit une éligibilité de plus en plus importante. La tarification destinée aux captifs doit donc être robuste vis-à-vis :

- des effets de seuil à la frontière d' éligibilité (une certaine continuité des tarifs à cette frontière semble souhaitable par équité et pour éviter des comportements aberrants à l' articulation entre les gros captifs et les petits éligibles) ;
- de la variation du périmètre sur lequel elle s' applique (une tarification fondée sur la courbe de charge de la clientèle captive, par exemple, pourrait être profondément altérée par la disparition - vers l' éligibilité - des consommateurs captifs les plus importants)

Une solution serait alors que les prix régulés s'approchent des conditions de marché pour la production d'électricité (prix spot ou prix de contrats de long terme). Sauf à retenir cette option, les effets de seuil (qui sont inhérents à l' existence d' une frontière assez arbitraire entre consommateurs) ne pourront être évités qu' au prix d' un certain lissage des tarifs destinés aux plus gros captifs tenant compte des prix constatés pour les petits éligibles.

Enfin, rappelons que la période actuelle peut n' être que transitoire : l' évolution du marché de l' électricité ira dans le sens d' une restriction du périmètre des captifs, comme le montrent les expériences étrangères. Une ouverture large du marché en France est une éventualité qui ne peut pas être exclue.

3.3. LES SOLUTIONS ENVISAGEABLES

Dans tout ce qui suit, on s' intéresse uniquement à la partie «production» du tarif de l' électricité. On suppose en effet que les tarifs de transport et de distribution sont déterminés suivant les recommandations présentées dans la deuxième partie de ce rapport (cf. 2.8.). On suppose en particulier que les tarifs de transport et de distribution obéissent aux mêmes règles de calcul, que l' acheteur au point de soutirage soit captif ou éligible. La partie «production» des tarifs comprend

alors les coûts ne relevant ni du transport ni de la distribution (ils incluent donc notamment, outre la production proprement dite, les frais de commercialisation).

On recense tout d'abord sans les juger les différents prix ou coûts pouvant servir de référence à l'élaboration des tarifs destinés aux captifs, puis on examine les méthodes envisageables pour établir en pratique ces tarifs.

3.3.1. Les prix de référence possibles

Dans un marché partiellement ouvert à la concurrence, on peut s'interroger sur le signal économique pertinent qui doit être destiné à la clientèle captive (signal sur le coût de production du kWh puisque l'on suppose adoptées les recommandations relatives à la tarification de l'accès au réseau décrites dans la deuxième partie de ce rapport).

Le prix de marché des éligibles, en France ou à l'étranger

Si la concurrence sur le marché des éligibles est efficace, le prix de l'électricité observé sur ce marché devrait constituer le signal économique pertinent, non seulement pour les clients éligibles mais aussi pour des clients captifs qui présenteraient les mêmes caractéristiques de consommation. Si la concurrence sur le marché des éligibles se traduit par un prix spot de l'électricité (au kWh), ce prix devrait constituer le signal économique pertinent pour tous les utilisateurs.

Toutefois, la forte volatilité prévisible de ce prix peut être handicapante pour l'appliquer aux captifs au jour le jour. De plus, compte tenu des surcapacités actuelles des parcs européens, il est probable que ce prix de marché sera d'abord fondé sur des coûts marginaux de court terme puis, après résorption des surcapacités, sur des coûts marginaux de long terme, largement supérieurs. La période transitoire peut donc poser des problèmes de stabilité des tarifs pour les captifs à moyen terme.

Enfin, comme l'existence d'une bourse de l'électricité n'est pas prévue par le projet de loi actuel, il ne serait pas possible d'observer un prix de marché du kWh en France. D'autres places européennes proposeront toutefois des marchés d'échanges ("pools" anglais, espagnol et scandinave, APX ou bourse d'échange d'Amsterdam..) où des prix de marché pourront être observés. Il serait ainsi possible d'estimer indirectement les coûts de production de l'électricité en Europe et en France notamment. L'utilisation du «benchmarking» permettrait plus généralement d'exploiter les informations tarifaires provenant de pays étrangers, mais cet outil resterait d'un intérêt limité compte tenu des différences de situation (tant du côté de l'offre que de celui de la demande), cf. 3.2.2.

Le coût marginal de court terme d' EDF

Pour pallier l' absence de prix de marché en France, le signal économique qui en est le plus proche serait sans doute le coût marginal de court terme d' EDF (qu'EDF connaît en temps réel puisque la centrale marginale est déterminée à chaque instant par le service chargé d' optimiser le parc), éventuellement augmenté d'une marge qui couvrirait une partie des coûts fixes. En effet, dans un marché efficient et concurrentiel, le prix de marché est égal au coût marginal (de court terme) de la production si l' on fait abstraction des pertes et des contraintes de réseaux (cf. la deuxième partie de ce rapport).

Toutefois, compte tenu des échanges d' électricité entre opérateurs (et notamment des flux internationaux d' importations - exportations d' électricité) et compte tenu aussi du poids d' EDF sur le marché, le coût marginal observé au «dispatching» d' EDF n' est pas forcément très proche du prix de marché du kWh. De plus des captifs seront alimentés en pratique par des importations (productions hors EDF). A ce titre, les cotations de l' électricité établies par la branche négoce d' EDF (EDF trading), basée à Londres, pourraient compléter les coûts de court terme calculés d' après l' appel des centrales d' EDF uniquement. De même on pourrait là encore songer à utiliser les cotations d' autres places boursières européennes («pool» espagnol, APX d'Amsterdam, Nordpool, etc.).

Le coût marginal de long terme d' EDF

Utiliser le coût marginal de long terme d' EDF - Production serait la méthode la plus proche de celle précédant l' ouverture à la concurrence. C' est par ailleurs la méthode qui est recommandée par le Conseil de la Concurrence pour fixer un plafond au prix des fournitures aux captifs. La définition du parc sur lequel effectuer ce calcul soulève toutefois des difficultés:

- faut-il considérer un parc théorique optimal, ou le parc réel ;
- faut-il considérer le parc français ou un parc européen (si les échanges internationaux d' énergie en Europe rendent inadaptée une approche purement nationale des coûts) ;
- faut-il intégrer l' ensemble des centrales d' EDF, ou une partie seulement (destinée à satisfaire la demande des captifs) ;
- faut-il appliquer un taux de péage aux recettes au coût marginal de long terme (comment le définir ? Quelles recettes EDF - Production doit-il recevoir des captifs ?).

L' existence d' un parc de production intégré, d' une optimisation globale et de recettes agrégées captifs - éligibles semble difficilement compatible avec un taux de péage spécifique destiné à financer un certain niveau de recettes provenant des captifs.

3.3.2. Les principes de tarification possibles

Après avoir passé en revue les prix ou coûts de référence pouvant servir de fondement à la fixation des prix aux captifs, on examine dans cette partie les méthodes pratiques qui peuvent être utilisées pour établir une tarification.

Les limites de l'utilisation de comparaisons internationales

Le «benchmarking» constitue un élément d'appréciation irremplaçable mais il doit être utilisé avec doigté, en introduisant les éléments correctifs ou de standardisation nécessaires pour prendre en compte les caractéristiques françaises. Les caractéristiques du marché français de l'électricité (position dominante d'EDF, limitation de l'ouverture à la concurrence, etc.) ne permettent pas en effet d'utiliser facilement les expériences étrangères dont on a vu, par ailleurs, qu'elles n'ont généralement jamais entériné à long terme une dichotomie des marchés captifs / éligibles (lorsque cette séparation existait initialement).

Toutefois, on pourrait comparer l'évolution relative des prix de certaines classes de consommateurs d'un pays à un autre. On pourrait alors comparer le différentiel entre la baisse des prix des éligibles (A%) et non-éligibles (B%) à l'étranger et ce même différentiel en France : si la baisse en France est de a% pour les éligibles français, on pourrait alors exiger une baisse de a+B-A% (ou bien l'intégrer dans un mouvement de baisse future à t+1). Une telle méthode n'a cependant pas de sens sans diagnostic sur la situation de départ.

En conclusion, les comparaisons internationales (qui devront donc être effectuées avec précaution pour bien prendre en compte les spécificités nationales) devront être utilisées pour apporter des éléments de réflexion pour fixer l'évolution des tarifs en France. Il importe donc de constituer tôt les bases de référence correspondantes, et de développer les méthodes permettant de les adapter au marché français. Toutefois elles ne pourront pas à elles seules fonder une règle de tarification pour les clients captifs.

Les difficultés à fonder les tarifs sur des prévisions du prix de marché

On pourrait imaginer que le prix de marché, signal économique jugé le plus pertinent (y compris pour les consommateurs captifs) sera utilisé pour fonder les tarifs appliqués à ces derniers, mais avec des mécanismes permettant à ces consommateurs de disposer d'une grille tarifaire pour l'année à venir (ce qui leur permet d'anticiper les fluctuations de prix).

Pour ce faire, on peut a priori proposer une méthode consistant à charger le régulateur de prévoir le prix de marché pour différentes périodes à venir (pour l'année suivante, par exemple), en se fondant sur les observations des années passées et en simulant offre et demande à venir. La simulation de l'équilibre entre offre et demande conduit alors à un prix de marché (qui n'est autre que celui dont devraient bénéficier les éligibles) que l'on utilise comme tarif des captifs pour l'année suivante. Cette méthode serait adaptée avec un fonctionnement du marché de type « pool » à l'anglaise, mais semble éloignée des choix retenus en France. De plus, cette méthode nécessiterait de traiter a posteriori les décalages entre l'offre, la demande, et les prix prévus (avec par exemple des mécanismes de compensation pour les éventuels déficits enregistrés par EDF lorsqu'il appliquerait cette tarification aux captifs, déficits qui pourraient être considérés comme des coûts échoués et affectés à tous les utilisateurs quelle que soit leur éligibilité). Il resterait en outre à établir des règles solides pour mesurer ces compensations éventuelles.

Au total ce système apparaît trop complexe et trop difficile à mettre en œuvre pour garantir son efficacité à court terme. S'il peut sembler envisageable à plus long terme dans un marché mature et prévisible, doté d'un «pool» ou d'une bourse, il ne paraît pas adapté à l'ouverture partielle à la concurrence que va connaître la France, dans une période où les règles de tarification aux captifs doivent être claires, prévisibles, et inattaquables.

Les difficultés à fonder les tarifs sur des prévisions de court terme associées aux coûts marginaux de production d' EDF

La méthode précédente peut être affranchie des prévisions de prix de marché, en y substituant les prévisions des coûts marginaux de production d' EDF. Ces coûts seraient fondés sur la courbe de charge globale (captifs et éligibles) des clients d' EDF, et sur le parc global de l' opérateur. Outre la compensation ex post prévue dans la méthode précédente, il faudrait alors aussi compenser la différence ex post entre le prix de marché constaté et le coût marginal de court terme prévu (et tarifé).

Ce système souffre des mêmes handicaps que le précédent, et pose en outre le délicat problème d' une compensation ex post de certains coûts. Compte tenu de l' absence à court terme de tout prix de marché en France, son utilisation semble ne pouvoir être envisagée qu' une fois que le marché de l' électricité sera parvenu à une plus grande maturité.

Les risques d'une séparation réelle des parcs de production

Suivant la méthode de séparation des moyens de production, une partie du parc d' EDF serait réputée uniquement servir aux besoins de la clientèle captive. Les coûts de production de ce parc seraient alors facturés aux clients captifs, avec le risque de voir la filiale en charge des captifs récupérer les moyens de production les moins performants. Il faut noter qu' EDF a déjà contracté la mise à disposition de la production de certaines centrales nucléaires pour l'exportation. Dans l'avenir, EDF peut contracter des ventes d' électricité avec des clients éligibles ou des revendeurs sur la base de centrales spécifiées à l' avance (notamment des centrales de pointe).

Cette méthode présente l' inconvénient de ne pas tenir compte a priori des économies qu' engendre naturellement le foisonnement des deux types de demande (celle des éligibles d' une part, et celle des captifs d' autre part). Pour éviter de perdre ces gains, les économies correspondantes devraient être calculées et à leur tour réparties, selon des règles plus ou moins arbitraires.

En conclusion, cette méthode reviendrait très probablement à scinder EDF en deux entités à court terme, ce qui ne paraît ni souhaitable au plan économique, ni compatible avec le projet de LMDSPÉ.

Les risques d'une séparation virtuelle des parcs de production : exemple d'un calcul au coût marginal sur un parc théorique dédié aux captifs

Cette méthode consisterait à considérer le parc théorique permettant de satisfaire la courbe de charge des captifs. Les moyens marginaux de ce parc théorique conduiraient aux tarifs.

Là encore, cette méthode conduirait à des tarifs plus élevés qu' actuellement en privant les captifs - dans le calcul théorique - des économies réalisées en réalité par le foisonnement des demandes entre éligibles et captifs.

Cette méthode n' apparaît donc pas souhaitable. Par ailleurs elle souffrirait des mêmes handicaps que la précédente, et conduirait sans doute naturellement à la scission à terme en deux entités d' EDF.

L'appel fictif au marché pour la demande agrégée des captifs

Cette méthode consisterait à agréger les captifs et à les considérer collectivement comme un seul client éligible. Cet éligible bénéficierait du tarif observé sur le marché concurrentiel. La répartition de la facture agrégée sur chaque consommateur se ferait ensuite selon des règles à déterminer.

Un tel système présenterait les avantages de recourir (virtuellement) au prix de marché tout en maintenant (en pratique) l'intégration au sein d'EDF sous réserve que les conditions de la transaction commerciale entre EDF-producteur et le représentant (interne à EDF) des clients captifs agrégés soient bien définies (non seulement le tarif de fourniture mais toutes les clauses contractuelles qui figurent usuellement dans des contrats à des clients ou des distributeurs). Il faudrait mettre en place un contrat "virtuel" de vente de l'électricité entre une entité acheteuse pour les clients captifs et EDF Producteur.

Ce système de l'acheteur unique, qui peut apparaître satisfaisant car il assure l'efficacité de la tarification aux captifs par des mécanismes concurrentiels déconcentrés, risquerait d'être en pratique peu efficace à court terme dans le marché français. En effet, soit l'acheteur unique pour les captifs est vraiment libre de faire appel à la concurrence, ce qui revient d'une certaine façon à ouvrir entièrement à la concurrence le marché français de l'électricité (ce qui semble contraire à l'esprit du projet de LMDSPE) ; soit l'appel à la concurrence demeure illusoire, EDF restant en pratique seul fournisseur de l'acheteur unique. Dans le premier cas, l'appel à la concurrence ne serait en tout état de cause que très théorique compte tenu des volumes que devrait acheter le fournisseur des captifs et de la position dominante d'EDF sur le marché. Dans le deuxième cas, fonder les tarifs sur des prix de marché pouvant s'écarter durablement des coûts d'EDF n'apparaît pas souhaitable. De plus, nous avons déjà signalé que la notion même de prix de marché risquait de ne pas être disponible en France à court et moyen termes (absence de marché spot, etc.).

L'apparente simplicité de la prolongation de la méthode antérieure

Une tarification recalculée régulièrement selon l'évolution des coûts marginaux de développement

Il s'agirait selon cette méthode de réaliser le même type de calcul économique qu'auparavant (déterminer les coûts de développement sur l'intégralité du parc et pour l'ensemble de la demande), mais de ne l'appliquer ensuite qu'aux seuls clients captifs. Ce calcul serait refait ensuite régulièrement lors de rendez-vous tarifaires destinés à réévaluer les prix.

En pratique, le calcul économique à mener imposerait de trancher certaines questions délicates, car le calcul intégré des coûts de développement n'est pas toujours possible. Certains éléments du coût nécessiteraient une différenciation selon le type d'activité, selon le type de clients. Par exemple, quel taux d'intérêt prendre pour la rémunération du capital ? Quel niveau de risque représente l'activité étudiée (EDF connaît peu de risque sur la partie captive de la clientèle, beaucoup plus sur l'autre) ? Quelle durée d'amortissement prendre pour les installations ?

De plus, les différences entre le parc réel d'EDF et celui servant de base au calcul nécessiterait de prendre en compte à un moment ou à un autre un terme correctif (le péage dans la méthode appliquée jusqu'à l'ouverture à la concurrence du marché, cf. 3.1.1.). Ce terme venant corriger le niveau général des tarifs ne pèserait-il que sur les captifs ?

En outre, comme la surcapacité est une notion relative (EDF exporte de l'électricité), il faudrait prendre en compte plus généralement la non-optimalité du parc (par exemple, des centrales nucléaires ne fonctionnent pas en base). Cette non-optimalité pourrait être prise en compte notamment dans la structure des tarifs (si le mix de production est par exemple effectivement très différent de celui prédit par un parc optimal).

Enfin, l'application de cette méthode nécessite de refaire le calcul des coûts marginaux à intervalles réguliers ce qui peut poser des problèmes en cas de modification rapide du marché (perte de clients...) ou des coûts des technologies utilisées (prix du gaz...). L'évolution du marché de l'électricité devant vraisemblablement se traduire à court terme par des bouleversements assez importants, on peut s'interroger sur la capacité de rendez-vous tarifaires réguliers à suivre correctement et simplement ces changements.

En conclusion, la prolongation de la méthode existante présenterait l'avantage de la continuité, sous réserve de l'aménager pour bien traiter quelques problèmes nouveaux dus à la dichotomie du marché. Toutefois, elle pose beaucoup de problèmes méthodologiques pour le calcul des coûts de référence. De plus un système fondé sur des rendez-vous tarifaires successifs (où doivent être expertisés les coûts marginaux de développement) risque de se révéler moins efficace que l'application d'un «price - cap» pluriannuel (qui incite le producteur à effectuer en interne et de manière déconcentrée des gains de productivité).

L'établissement d'un plafond de prix s'appliquant à une tarification originelle fondée sur les coûts marginaux de développement

Cette méthode consisterait à fixer un point de départ en appliquant la méthode précédente (coûts marginaux de développement) lors de l'ouverture à la concurrence, puis à appliquer un plafond de prix pluriannuel à ces tarifs.

L'application de la méthode des coûts marginaux de développement pour fixer le point de départ de la tarification donnerait l'occasion d'expertiser et de faire le point sur la structure et le niveau actuel des tarifs d'EDF (ce qui serait ensuite utile au régulateur), et de fonder par la même occasion des prix initiaux optimaux du point de vue économique puisque l'on adopte une démarche marginaliste (cf. 3.1.1.).

L'évolution des tarifs à l'aide d'un «price - cap» présente l'avantage de ne pas avoir à réitérer la délicate expertise des coûts marginaux tous les ans, d'inciter EDF à gagner en efficacité, et de lui laisser une certaine liberté dans l'évolution de ses tarifs et dans la stratégie qu'elle met en œuvre pour améliorer sa productivité.

Cela nécessite toutefois de bien calibrer le «price - cap» (trop faible, il laisse trop de rentes à l'entreprise ; trop strict il peut la ruiner). La fixation du plafond de prix serait donc délicate. Il pourrait être lui-même indexé sur les baisses de tarifs consenties aux clients éligibles, mais répercuter les baisses probablement importantes de ces tarifs à court terme (à cause des surcapacités européennes de production) peut poser problème. Une voie plus intéressante consiste à indexer en partie le plafond de prix sur les gains de productivité observés chez d'autres producteurs («benchmarking»).

Au total, cette méthode - qui est celle la plus largement retenue à l'étranger - semble garantir, d'une part, la continuité avec le système tarifaire appliqué jusqu'à présent en France et, d'autre part, l'incitation à l'efficacité chez EDF. Il faut toutefois être conscient que le bon fonctionnement de ce système nécessite de bien calibrer le «price - cap».

3.3.2. Le choix du mode de tarification

Principes généraux

Le groupe d'expertise a retenu deux principes de base pour guider ses choix en matière de tarification de la fourniture d'électricité.

1. Il convient de laisser à EDF une totale liberté tarifaire sur le prix de l'électricité fournie aux clients éligibles.

En effet, un contrôle ex ante des tarifs pratiqués à ces consommateurs ne serait pas compatible avec le fonctionnement concurrentiel du marché de l'électricité, briderait EDF par rapport à ses concurrents, et serait par ailleurs impossible à mettre en place en pratique (diversité des offres commerciales, disparition des « tarifs » au profit de prix de marché fluctuant dans le temps et l'espace, apparition de cotations spot, etc.).

Cela ne signifie pas que les prix d'EDF pour ses clients éligibles ne puissent pas être expertisés ex post par les autorités en charge de la concurrence et de la régulation du secteur électrique, notamment dans le cas où des opérateurs concurrents déposeraient des plaintes.

2. Les tarifs d'EDF pour les clients captifs doivent être strictement encadrés par les autorités de régulation.

L'encadrement de ces tarifs doit obéir au double objectif :

- d'assurer l'efficacité économique du signal prix adressé aux consommateurs captifs (les prix doivent rendre compte des coûts et orienter correctement la demande) ;
- de limiter ex ante les subventions croisées pouvant servir de support à des pratiques anticoncurrentielles menées par EDF sur le marché des éligibles, et notamment à la prédation.

La notion de subvention croisée étant délicate à utiliser, tant du point de vue économique que pratique ou juridique, il s'agit ici de garantir un niveau de prix suffisamment bas sur le marché des captifs pour limiter au maximum le risque de subvention croisée. Cette limitation a priori pouvant ne pas suffire, elle doit s'accompagner du contrôle ex post de l'absence de prédation.

Le contrôle ex post de l'absence de prédation et, plus généralement, d'un fonctionnement concurrentiel du marché des éligibles, relève alors de la jurisprudence classique du Conseil de la concurrence (coût variable considéré comme limite de prix prédateurs), appelé à travailler avec le régulateur sectoriel indépendant.

Méthodes rejetées

Après avoir passé en revue les différentes solutions possibles pour encadrer les tarifs de fourniture de l'électricité sur le marché des captifs, le groupe d'expertise a éliminé les méthodes qui semblaient incompatibles avec le fonctionnement attendu du marché en France, trop difficiles à mettre en pratique, et ne garantissant pas une efficacité suffisante.

Ont ainsi notamment été rejetées :

La séparation (comptable ou juridique) d'EDF-producteur en deux entités

Cette méthode semble incompatible avec le projet de LMDSPE. Elle serait impossible à mettre en pratique sans recourir à un certain arbitraire pour affecter à chaque clientèle les différentes centrales. Elle ne s'adapterait pas facilement à l'évolution du marché vers une plus grande ouverture de l'éligibilité. Elle priverait les consommateurs des économies d'envergure et d'échelle liées au foisonnement de la demande.

La tarification au prix des éligibles ou au prix de marché

Le prix acquitté par les éligibles (ou un prix de marché) ne sera pas facilement observable en France, faute d'une bourse de négoce de l'énergie. La forte baisse prévue (et même déjà constatée) du prix de l'électricité pour les clients éligibles, étendue à tous les consommateurs, engendrerait des pertes financières excessives pour EDF, alors même que le prix concurrentiel de l'électricité devrait remonter à moyen terme en Europe une fois les surcapacités du parc de production disparues.

L'instauration d'un acheteur unique (éligible) pour les captifs

Cette méthode n'est pas compatible avec l'esprit du projet de LMDSPE. Elle serait peu efficace, l'acheteur unique étant en pratique contraint de faire appel à EDF compte tenu du volume qu'il demanderait. La concurrence ne serait donc qu'apparente. Le problème de la tarification finale aux consommateurs captifs (prix facturé par l'acheteur unique) resterait entier.

Méthode retenue

Au total, le groupe d'expertise recommande d'utiliser, comme référence de prix, les coûts marginaux de développement de long terme d'EDF, dans la continuité de la méthode employée dans le passé (qui devra être toutefois expertisée par un organisme indépendant agréé par la CRE afin de garantir l'objectivité des calculs, menés jusqu'à présent par EDF).

Ces coûts, calés sur la demande totale adressée à EDF et sur l'ensemble de ses capacités de production au moment de l'ouverture du marché, serviront de point de départ à la tarification aux captifs.

Les tarifs suivront ensuite une évolution soumise à un «price - cap» pluriannuel, fondé sur les gains de productivité attendus et sur les baisses de tarifs constatées par ailleurs (le «benchmarking» pourra être utilisé). Ce «price - cap» devra être suffisamment rigoureux pour garantir a priori l'absence de tout niveau de recettes excessif sur le segment de la clientèle captive.

Les tarifs ainsi déterminés serviront de plafond aux prix qu'EDF sera autorisé à pratiquer pour les consommateurs captifs, afin de laisser à l'opérateur la possibilité d'aménager davantage à la baisse ses tarifs (notamment pour faire face l'évolution du seuil de l'éligibilité pour les consommateurs captifs les plus importants).

Le contrôle a posteriori de l'absence de prédation resterait confié aux autorités de la concurrence.

L'exigence par l'actionnariat d'EDF d'une rémunération minimum de ses capitaux apportera de plus une garantie sur l'absence des pratiques prédatrices.

Cette méthode apparaît présenter plusieurs avantages.

1. Etant fondée sur celle actuellement en vigueur, elle sera facile à mettre en œuvre et assurera une continuité des politiques tarifaires envers les captifs. En outre sa prévisibilité éviterait à l'avenir des variations trop brusques de leurs tarifs.
2. Elle limiterait les risques de subventions croisées, puisqu'elle plafonnerait les recettes tirées des captifs à un niveau compatible avec les coûts de fourniture de référence.
3. Elle permettrait à EDF d'aménager sa grille tarifaire à la frontière d'éligibilité pour éviter l'effet de seuil.
4. Grâce à un «price - cap» bien calibré, elle permettrait d'inciter EDF à la performance, de résorber les rentes résiduelles éventuelles, et de faire bénéficier les captifs de baisses de tarifs.
5. C'est la solution généralement adoptée à l'étranger.

Par ailleurs cette méthode ne garantit pas a priori l'absence absolue de subvention croisée entre les deux grandes classes de consommateurs⁷. Cela nécessite de doter de pouvoirs importants les autorités de contrôle ex post, qui devront pouvoir répondre rapidement aux éventuelles plaintes que pourraient déposer les concurrents d'EDF. La coopération entre ces autorités (conseil de la concurrence, CRE, etc.) devra être efficace. Pour bannir tout conflit d'intérêt, l'actionnaire d'EDF ne devra pas intervenir dans la résolution de ces litiges.

D'autre part, cette méthode ne garantit pas non plus une évolution comparable des tarifs aux captifs et aux éligibles. La divergence des deux prix semble toutefois inéluctable dès lors que l'ouverture du marché ne sera que partielle, et la méthode proposée garantit sur le moyen et le long terme des gains économiques substantiels pour les consommateurs captifs.

⁷ Dans son application, il faudra préciser le détail du catalogue tarifaire retenu, étant noté qu'une certaine globalisation du « price-cap » peut stimuler un dynamisme commercial souhaitable de la part d'EDF, mais qu'il faut alors s'assurer qu'il n'y a pas comme contrepartie de situation inacceptable pour certains consommateurs du marché.

3.4. CONCLUSION CONCERNANT LA TARIFICATION DE LA FOURNITURE D' ELECTRICITE AUX CONSOMMATEURS NON ELIGIBLES

Organisation générale

1. La fourniture et l'acheminement de l'électricité seront facturés séparément. Le tarif d'acheminement correspond aux coûts de transport et aux coûts de distribution. Il est supposé conforme aux recommandations du chapitre précédent. Son éventuelle péréquation entre différentes catégories de consommateurs non éligibles sera traitée à part.

2. Le tarif de la fourniture de l'électricité aux non-éligibles sera fondé sur les coûts (suivant les principes ci dessous) et recalculé tous les 3 ou 4 ans (durée actuelle des contrats d'entreprise). Dans l'intervalle, il sera soumis à une formule d'évolution annuelle programmée. Les prix de fourniture de l'électricité aux éligibles seront libres. L'absence de subventions croisées entre les deux catégories de clientèle et surtout de politique prédatrice sur le marché des éligibles sera limitée ex-ante par la méthode d'établissement du tarif aux non éligibles et vérifiée ex-post par les autorités de la concurrence.

Décomposition du tarif en coût de commercialisation, et coût de production

3. Le tarif de fourniture aux non éligibles correspond à deux coûts économiques : a) coûts de commercialisation, b) coûts optimisés de production. Sont également introduits transitoirement les coûts résiduels de production, liés à l'éventuelle inadaptation initiale du parc de centrales d'EDF. Les coûts résiduels correspondent initialement à la différence entre les coûts de production et d'achat d'électricité effectivement supportés par EDF et les coûts de production correspondant au parc théorique optimal (coûts optimisés de production, cf. §5). Ces coûts sont distincts des «coûts échoués» prévus dans le projet de loi et qui font l'objet d'un financement spécifique par tous les consommateurs finals français. La part accordée dans les tarifs au titre des coûts résiduels de production décroît et disparaît sur la durée du premier plafond de prix pluriannuel.

4. Coûts de commercialisation.

La fraction du tarif correspondant aux coûts de commercialisation sera établie après reconstitution, par un cabinet d'audit agréé par la CRE, de la comptabilité correspondant aux activités de commercialisation de l'électricité, actuellement dispersées dans plusieurs comptes d'EDF (les coûts de commercialisation apparaissent pour une part dans le compte des distributeurs et d'EDF-GDF-Services ; ils devront à l'avenir être isolés). Une clé de répartition des coûts comptables de la commercialisation entre éligibles et non éligibles devra être proposée par EDF, sur une base antérieure à l'ouverture du marché. Dans le souci d'éviter l'affectation aux seuls non éligibles d'éventuels coûts échoués liés à l'organisation passée des activités commerciales, la répartition des coûts de commercialisation devrait être contrôlée par la Commission de Régulation de l'Electricité.

5. Coûts optimisés de production.

La première année, la fraction du tarif correspondant aux coûts optimisés de production sera calculée selon la méthode des coûts marginaux de développement de long terme (CmLT), dans la poursuite du calcul par la DIGEC des «coûts de référence» actuels, et ce sur la base d'un parc de production optimisé pour satisfaire la demande nationale. Les CmLT seront calculés par catégorie de clientèle selon leur courbe de charge. Les écarts de coûts qui pourront apparaître du fait d'éventuels écarts entre la structure de la demande nationale prévue et celle de la demande effectivement adressée à EDF ne

seront pas pris en compte dans la tarification aux non éligibles. Le calcul des coûts optimisés de production devrait faire l'objet d'une surveillance par la Commission de Régulation de l'Electricité.

6. Coûts résiduels de production.

Ces coûts sont fixés la première année par différence entre les coûts globaux effectifs constatés de production et les coûts globaux optimisés de production (cf. §5). Ils subissent ensuite une décroissance, et disparaissent le plus tard au terme du premier «price - cap» pluriannuel. Pendant cette période, ils sont répartis entre éligibles et non éligibles par un terme lié à la puissance (au kW), et par un autre terme lié à l'énergie (au kWh). La facture des non éligibles comprendra donc en particulier un terme en cF/kWh correspondant à ces coûts résiduels. Le calcul des coûts résiduels de production sera confié à la Commission de Régulation de l'Electricité.

Evolution des tarifs

7. L'évolution des tarifs de fourniture pendant les premières années qui suivront le calcul initial⁸ sera déterminée séparément sur chacune des trois composantes précédentes. Par continuité avec les Contrats d'entreprise, l'évolution sera décidée par les Ministres en charge de l'énergie et de l'économie, après avis de la Commission de Régulation de l'Electricité, selon des principes bien définis. Au terme de la durée impartie au premier «price - cap» (3 ou 4 ans), un nouveau calendrier d'évolution sera établi.

8. Evolution des coûts de commercialisation.

La fraction du tarif correspondant aux coûts de commercialisation sera soumise uniformément et sans distinctions entre catégories de consommateurs non éligibles à un «price - cap» pluriannuel de la forme IPC-X.

9. Evolution des coûts optimisés de production.

Pour ces coûts, on distinguera le coût du capital, le coût des combustibles et les autres coûts. La rémunération du capital sera recalculée chaque année pour tenir compte d'éventuelles évolutions des taux d'intérêt et de la fiscalité. L'évolution des coûts de combustible sera soit soumise à un «price - cap», soit indexée sur un indice de référence du prix du combustible (indice qui devra être exogène à EDF). Les autres coûts seront soumis à un «price - cap» pluriannuel, de la forme IPC-X. Ce dernier s'appliquera à cette composante pendant la période, sans différenciation entre catégories de consommateurs non éligibles.

10. Evolution des coûts résiduels de production.

Ces coûts devront être résorbés sur la durée du premier «price - cap» (3 ou 4 ans). Cette résorption se traduira par la disparition progressive du terme correspondant dans le tarif (et notamment du terme à l'énergie, exprimé en cF/kWh).

11. Aucun péage ne sera ajouté aux tarifs ainsi calculés. La prise en compte au départ des coûts résiduels permettra à l'actionnaire d'EDF de requérir sur moyenne période une rentabilité globale (sur le marché agrégé des éligibles et des non éligibles) conforme aux risques pris, et ce même si les prix de marché s'écartent momentanément des CmLT.

⁸ Id est celui mené pour la première année d'application de la nouvelle formule tarifaire selon les indications des paragraphes 4 à 6.

12. La qualité des fournitures servies aux non éligibles fera l'objet d'un contrôle annuel mené par la CRE, afin de s'assurer que les baisses de prix ne s'effectuent pas au détriment de la qualité des prestations.

CONCLUSION ET LISTE DES RECOMMANDATIONS

LA TARIFICATION ET LA REGULATION DE L'ACCES AUX RESEAUX ELECTRIQUES

Les propositions contenues dans ce rapport qui constituent l'ébauche d'un système de tarification de l'accès aux réseaux d'acheminement de l'électricité reposent sur les trois idées suivantes :

- L'amélioration du fonctionnement du marché se traduira par une baisse des prix pour les consommateurs éligibles, pour la plupart des industriels, qui pourraient sinon envisager la délocalisation de leurs activités. Elle résultera d'une concurrence plus forte, qu'il conviendrait de stimuler plutôt par le développement des échanges extérieurs que par de nouvelles installations qui risqueraient d'être moins efficaces que celles de l'opérateur en place, déjà surcapacitaires. Ceci conduit momentanément à préconiser une amélioration des conditions des échanges internationaux, plutôt qu'une politique visant à favoriser l'entrée de producteurs nationaux.
- Le développement du marché devrait modifier profondément le mode de gestion des réseaux. Certaines de ces modifications sont prévisibles. Ainsi, il faudra tenir compte de plusieurs producteurs dans la gestion des flux et le développement des infrastructures. D'autres sont plus difficiles à anticiper : comment se déplaceront les points de congestion ? Le marché des écarts et des pertes se développera-t-il rapidement ? Quel sera l'ampleur des besoins nouveaux de coordination entre les GRT ? Ces questions en suspens amènent à recommander une régulation qui concilie la visibilité indispensable dans une phase d'ouverture du marché avec une souplesse suffisante pour pouvoir s'accommoder d'évolutions inéluctables. Ceci a conduit à se concentrer sur l'élaboration d'un cadre général de l'accès et de la tarification, plus que sur des calculs précis de prix du transport.
- Le choix de conserver l'intégration verticale d'EDF (qui a fait l'objet de nombreuses critiques au sein du groupe) appelle à la fois une politique d'incitations fortes à l'efficacité interne du GRT et une politique de régulation active de son fonctionnement. A cet égard, il impose une claire auditabilité des décisions du GRT. En particulier, il interdit sans doute à la fois un tarif trop complexe (c'est-à-dire fondé sur des coûts difficilement vérifiables) et un tarif trop différent de ce que pratiquent d'autres GRT non intégrés. Le choix d'un timbre-poste zoné semble remplir ces critères et permettre de conserver la souplesse nécessaire à une éventuelle évolution vers une tarification plus économique telle qu'une tarification nodale.

Les contraintes imposées par l'intégration d'EDF pourront sans doute être relâchées à terme. Pour cela, il est indispensable que l'organisation et le déroulement de l'ouverture confirment rapidement et sans ambiguïté :

- l'indépendance fonctionnelle du GRT vis-à-vis du producteur historique ;
- l'indépendance de la CRE vis-à-vis de l'actionnaire d'EDF.

Si le premier point ne pourra être prouvé que dans le moyen terme, le second devrait être démontré dès l'élaboration des décrets d'application de la future loi et les premières décisions que la CRE sera amenée à rendre. On espère que les lignes de conduite qui suivent contribueront à éclairer cette phase décisive de l'ouverture.

Organisation générale

1. Au départ, la définition des charges à recouvrer par le réseau de transport et de distribution sera fondée sur les coûts comptables d'une année de référence. Les charges à recouvrer (hors charges de raccordement) comprendront (1) les charges de gestion et d'exploitation du réseau (y compris services système et facturation) ; (2) le coût des pertes dans l'hypothèse préconisée par ce rapport, au

moins dans un premier temps, d'une gestion financière de celles-ci ; (3) les charges de maintenance (ou d'amortissement) des infrastructures ; (4) la rémunération du capital investi.

2. Ces charges seront recouvrées à travers : (1) la tarification de l'acheminement de l'électricité ; (2) la tarification des usages particuliers du réseau (autoproducteurs, secours,...) ; (3) les recettes tirées de la tarification des congestions. Les charges de raccordement feront l'objet d'une tarification séparée.

3. A terme, un «benchmarking» par rapport au niveau des prix et aux gains de productivité réalisés par d'autres GRT permettra de caler l'évolution des charges à recouvrer. En attendant, on retiendra une approche en termes de coûts constatés. La mise en concurrence des fournisseurs du GRT participera également à l'objectif d'efficacité à long terme.

4. Dans le même souci d'efficacité interne du GRT, l'évolution des tarifs devra obéir à un «price - cap» pour les coûts d'exploitation et de maintenance. Parce que les investissements du GRT seront régulés, un «cost - plus» s'appliquera à la partie de la tarification correspondant à la rémunération du capital.

5. Un travail important de vérification et d'imputation des charges par niveau du réseau devra être engagé rapidement. Pour le calcul des charges, toutes les lignes du réseau d'acheminement devront être incluses, y compris les lignes des distributeurs non nationalisés et la partie française des lignes internationales. Une répartition des charges à affecter par niveaux de tension du réseau sera nécessaire, à effectuer selon une clé vérifiable.

6. Il faudra que la séparation comptable des activités de production, transport et distribution d'EDF soit suffisante pour établir distinctement les charges à recouvrer au titre de chacune des activités. Ceci impose en particulier une identification claire des coûts de commercialisation actuellement imputés à l'activité de distribution et de transport, et leur basculement sur le compte d'EDF - Production.

7. La rémunération des fonds propres sera calculée à partir d'un taux net requis par un actionnaire privé (fictif) qu'il conviendra de corriger de la fiscalité et de primes de risques adaptées à l'activité de transport pour reconstituer un taux brut garanti au GRT. De la même façon, le taux de rémunération des actifs financés par endettement sera calculé à partir du coût du crédit pour EDF. Le taux moyen pondéré du capital sera ensuite appliqué à la valeur nette comptable, avec affectation aux différentes activités et après vérification que les durées d'amortissement sont cohérentes avec la durée de vie des matériels.

Décomposition du tarif d' accès

- 8.** La tarification de base du transport prendra la forme d'un double timbre-poste, avec une tarification séparée de l'injection (G) et du soutirage (L). Elle ne comprendra aucune référence à la distance entre ces deux points. Les termes G et L dépendront du niveau de tension auquel s'effectue l'injection ou le soutirage, avec pour principe l'imputation des charges affectées à tous les niveaux de tension supérieurs ou égaux à celui du poste de raccordement.
- 9.** Le timbre-poste à l'injection (G) sera différencié par grandes zones (au moins la vallée du Rhône, Provence-Côte d'Azur, et reste de la France). Le timbre-poste au soutirage (L) pourra également être modulé. Une évolution du zonage sera envisageable ultérieurement, dans un délai compatible avec l'objectif de stabilité de la tarification.
- 10.** En théorie, l' injection et le soutirage jouent des rôles symétriques. Dans la mesure où il est plus facile de différencier des charges positives que de créer des bonus « négatifs », une répartition équilibrée des charges imputées de chaque côté (suivant une répartition qui pourrait être de l' ordre 1/3 pour l' injection et de 2/3 pour le soutirage) serait souhaitable. Elle nécessite cependant une harmonisation avec les autres pays européens pour éviter la concurrence dommageable où chaque Etat membre essaie de favoriser ses producteurs à l' exportation en faisant porter l' essentiel des charges sur le soutirage, le résultat étant *in fine* mauvais dans la mesure où - tous les pays pratiquants de même - aucun n' établit réellement d' avantage compétitif.
- 11.** Pour tenir compte d'éventuels effets positifs sur le fonctionnement du réseau, il serait envisageable qu'un producteur demande à la CRE une révision du niveau du timbre-poste à l'injection dans certaines zones et un affinement de celles-ci. Après instruction du dossier par la CRE, une éventuelle révision s'appliquerait à tous les producteurs de la zone considérée.
- 12.** En dehors du dispositif précédent, il n' y aura pas de dispositions tarifaires particulières pour des contrats de proximité⁹. Les cas avérés de synergie entre les parties concernées devront être traités dans le cadre précédent de telle sorte qu' ils ne constituent en aucun cas un moyen pour échapper à la couverture des charges communes du réseau.. Il faudra mettre en place par ailleurs des instruments adaptés pour orienter le développement des lignes directes dans le sens de l'efficacité.

Articulation transport - distribution

13. L'imputation des charges des réseaux de transport et des réseaux de distribution obéira aux mêmes principes, pour ne pas dépendre de la frontière parfois arbitraire entre les réseaux ni être remise en cause lorsque le nombre des éligibles augmentera. L'identification de la tarification spécifique au transport pourra se faire en traitant (fictivement) les distributeurs comme seraient traités des consommateurs éligibles raccordés au point frontière entre les deux réseaux. A terme c'est le GRT qui devra recouvrir l' ensemble des coûts d' acheminement de l' électricité jusqu' au consommateur final. La tarification unitaire au titre d'un réseau de distribution correspondra à la différence entre le tarif unitaire complet d'acheminement jusqu'à ses consommateurs finaux et le tarif unitaire d'acheminement jusqu'au réseau de distribution. Elle sera reversée par le GRT aux organismes de distribution. Un système de compensation entre réseaux de distribution sera par ailleurs envisageable, pour prendre en compte, au moins à court terme, leurs différences de coûts. Pour créer et faire fonctionner ce système de compensation, tous les distributeurs devront effectuer une stricte séparation - au moins comptable et au mieux fonctionnelle - entre leur activité de réseau (acheminement de l' électricité) et leur activité de fourniture (vente au client final). Les entreprises de distribution devront alors obéir aux mêmes règles comptables quel que soit leur statut (concession, régie, etc.). On pourra par ailleurs envisager de séparer clairement chez EDF, selon un unique critère simple, le réseau de transport (réseau RAG) et les réseaux de distribution publique, qui sont actuellement inextricablement enchevêtrés.

⁹ Il serait toutefois possible de tenir compte de l'absence de pertes en ligne.

Dans ce rapport il faut entendre la tarification du transport au sens large de transport et de distribution.

Transactions internationales

14. La couverture des coûts afférents aux transactions internationales peut a priori exiger l'utilisation de deux types d'instruments : une tarification spécifique ou des compensations entre GRT. A priori, il paraîtrait souhaitable d'éviter le recours au premier. Ainsi, la tarification de base des trafics internationaux sera, côté français, la même que la tarification intérieure : le terme G seul s'appliquera aux exportations, le terme L seul aux importations, rien aux transits. Un terme T spécifique au transport international ne viendrait s'ajouter à la tarification de base que s'il en était décidé ainsi au niveau européen. Dans tous les cas, une chambre de compensation sera nécessaire pour organiser des transferts entre GRT qui tiennent compte de la répartition des coûts réels entre eux et notamment de ceux résultant des transits dans des réseaux intermédiaires ou des flux de bouclage inattendus.

Congestion

15. Les cas de congestion de court terme sur le réseau français devront être traités en priorité par un mécanisme tarifaire. Lorsqu'ils sont identifiables, l'ensemble des utilisateurs de la ligne concernée devra se voir facturer in fine le même surcoût de congestion. Dans le cas où l'identification des utilisateurs ne serait pas possible, il y aura mutualisation de ces charges entre utilisateurs à la période considérée. Les recettes du GRT au titre de la tarification directe des congestions seront déduites du montant des charges à recouvrer à travers la tarification de base.

16. Sauf pour les contrats en cours et pour la durée restant à courir, il n'y aura pas de droit d'accès prioritaire (gratuit) aux capacités de transport. La mise en place d'un marché des droits d'accès devra être envisagée.

17. Le traitement de la congestion sur les lignes internationales devra être défini à l'échelon européen. La chambre de compensation répartira aussi les recettes provenant de la tarification de cette congestion. Le montant des charges totales à recouvrer par le GRT devra tenir compte des flux réels, c'est à dire du solde net des transferts dus aux trafics internationaux.

Raccordements nouveaux

18. En cohérence avec l'absence de dispositions spécifiques pour les entrants au titre de contrats de proximité, les coûts de raccordement facturés à un nouveau producteur ou un nouveau consommateur seront limités au premier poste de transformation du réseau (shallow cost). Les éventuels besoins de renforcement en amont (dans ce poste, dans les autres lignes partant de ce poste et dans les réseaux à tension plus haute) seront traités comme les autres coûts de développement à travers la rémunération ultérieure du capital, mutualisée entre les utilisateurs après répartition par niveaux de tension et par zones.

19. La règle sera que toutes les demandes de raccordement doivent être satisfaites. Le GRT pourra toutefois saisir la CRE pour demander l'autorisation de refuser.

Développement du réseau

20. Un code de conduite devra être rapidement édicté pour le GRT, complété par un schéma d'incitation adéquat. Celui-ci précisera les obligations du GRT en matière de développement et de renforcement. Les investissements du GRT seront encadrés par la CRE.

21. Le développement des lignes internationales fera l'objet d'accords spécifiques, bilatéraux ou multilatéraux.

LA TARIFICATION DE LA FOURNITURE D'ELECTRICITE AUX CONSOMMATEURS NON ELIGIBLES

Organisation générale

1. La fourniture et l'acheminement de l'électricité seront facturés séparément. Le tarif d'acheminement correspond aux coûts de transport et aux coûts de distribution. Il est supposé conforme aux recommandations du chapitre précédent. Son éventuelle péréquation entre différentes catégories de consommateurs non éligibles sera traitée à part.

2. Le tarif de la fourniture de l'électricité aux non éligibles sera fondé sur les coûts (suivant les principes ci dessous) et recalculé tous les 3 ou 4 ans (durée actuelle des contrats d'entreprise). Dans l'intervalle, il sera soumis à une formule d'évolution annuelle programmée. Les prix de fourniture de l'électricité aux éligibles seront libres. L'absence de subventions croisées entre les deux catégories de clientèle et surtout de politique prédatrice sur le marché des éligibles sera limitée ex-ante par la méthode d'établissement du tarif aux non éligibles et vérifiée ex-post par les autorités de la concurrence.

Décomposition du tarif en coût de commercialisation, et coût de production

3. Le tarif de fourniture aux non éligibles correspond à deux coûts économiques : a) coûts de commercialisation, b) coûts optimisés de production. Sont également introduits transitoirement les coûts résiduels de production, liés à l'éventuelle inadaptation initiale du parc de centrales d'EDF. Les coûts résiduels correspondent initialement à la différence entre les coûts de production et d'achat d'électricité effectivement supportés par EDF et les coûts de production correspondant au parc théorique optimal (coûts optimisés de production, cf. §5). Ces coûts sont distincts des «coûts échoués» prévus dans le projet de loi et qui font l'objet d'un financement spécifique par tous les consommateurs finals français. La part accordée dans les tarifs au titre des coûts résiduels de production décroît et disparaît sur la durée du premier plafond de prix pluriannuel.

4. Coûts de commercialisation.

La fraction du tarif correspondant aux coûts de commercialisation sera établie après reconstitution, par un cabinet d'audit agréé par la CRE, de la comptabilité correspondant aux activités de commercialisation de l'électricité, actuellement dispersées dans plusieurs comptes d'EDF (les coûts de commercialisation apparaissent pour une grande part dans le compte des distributeurs et d'EDF GDF SERVICES ; ils devront à l'avenir être isolés). Une clé de répartition des coûts comptables de la commercialisation entre éligibles et non éligibles devra être proposée par EDF, sur une base antérieure à l'ouverture du marché. Dans le souci d'éviter l'affectation aux seuls non éligibles d'éventuels coûts échoués liés à l'organisation passée des activités commerciales, la répartition des coûts de commercialisation devrait être contrôlée par la Commission de Régulation de l'Electricité.

5. Coûts optimisés de production.

La première année, la fraction du tarif correspondant aux coûts optimisés de production sera calculée selon la méthode des coûts marginaux de développement de long terme (CmLT), dans la poursuite du calcul par la DIGEC des «coûts de référence» actuels, et ce sur la base d'un parc de production optimisé pour satisfaire la demande nationale. Les CmLT seront calculés par catégorie de clientèle selon leur courbe de charge. Les écarts de coûts qui pourront apparaître du fait d'éventuels écarts entre la structure de la demande nationale prévue et celle de la demande effectivement adressée à EDF ne seront pas pris en compte dans la tarification aux non éligibles. Le calcul des coûts optimisés de production devrait faire l'objet d'une surveillance par la Commission de Régulation de l'Electricité.

6. Coûts résiduels de production.

Ces coûts sont fixés la première année par différence entre les coûts globaux effectifs constatés de production et les coûts globaux optimisés de production (cf. §5). Ils subissent ensuite une décroissance, et disparaissent le plus tard au terme du premier «price - cap» pluriannuel. Pendant cette période, ils sont répartis entre éligibles et non éligibles par un terme lié à la puissance (au kW), et par un autre terme lié à l'énergie (au kWh). La facture des non éligibles comprendra donc en particulier un terme en cF/kWh correspondant à ces coûts résiduels. Le calcul des coûts résiduels de production sera confié à la Commission de Régulation de l'Electricité.

Evolution des tarifs

7. L'évolution des tarifs de fourniture pendant les premières années qui suivront le calcul initial sera déterminée séparément sur chacune des trois composantes précédentes. Par continuité avec les Contrats d'entreprise, l'évolution sera décidée par les Ministres en charge de l'énergie et de l'économie, après avis de la Commission de Régulation de l'Electricité, selon des principes bien définis. Au terme de la durée impartie au premier «price - cap» (3 ou 4 ans), un nouveau calendrier d'évolution sera établi.

8. Evolution des coûts de commercialisation.

La fraction du tarif correspondant aux coûts de commercialisation sera soumise uniformément et sans distinctions entre catégories de consommateurs non éligibles à un «price - cap» pluriannuel de la forme IPC-X.

9. Evolution des coûts optimisés de production.

Pour ces coûts, on distinguera le coût du capital, le coût des combustibles et les autres coûts. La rémunération du capital sera recalculée chaque année pour tenir compte d'éventuelles évolutions des taux d'intérêt et de la fiscalité. L'évolution des coûts de combustible sera soit soumise à un «price - cap», soit indexée sur un indice de référence du prix du combustible (indice qui devra être exogène à EDF). Les autres coûts seront soumis à un «price - cap» pluriannuel, de la forme IPC-X. Ce dernier s'appliquera à cette composante pendant la période, sans différenciation entre catégories de consommateurs non éligibles.

10. Evolution des coûts résiduels de production.

Ces coûts devront être résorbés sur la durée du premier «price - cap» (3 ou 4 ans). Cette résorption se traduira par la disparition progressive du terme correspondant dans le tarif (et notamment du terme à l'énergie, exprimé en cF/kWh).

11. Aucun péage ne sera ajouté aux tarifs ainsi calculés. La prise en compte au départ des coûts résiduels permettra à l' actionnaire d' EDF de requérir sur moyenne période une rentabilité globale (sur le marché agrégé des éligibles et des non éligibles) conforme aux risques pris, et ce même si les prix de marché s' écartent momentanément des CmLT.

12. La qualité des fournitures servies aux non éligibles fera l' objet d' un contrôle annuel mené par la CRE, afin de s' assurer que les baisses de prix ne s' effectuent pas au détriment de la qualité des prestations.

ANNEXES

- ANNEXE 1** Composition du groupe d' expertise
- ANNEXE 2** Organismes et personnes auditionnés par le groupe d' expertise
- ANNEXE 3** Glossaire
- ANNEXE 4** Directive européenne 96/92/CE – Règles communes pour le marché intérieur de l' électricité
- ANNEXE 5** Projet de loi de modernisation et de développement du service public de l' électricité
- ANNEXE 6** Barème provisoire de tarification du transport de l' électricité mis en place par EDF
- ANNEXE 7** Avis du conseil de la concurrence sur la diversification d' EDF et sur la tarification d' EDF
- ANNEXE 8** L' offre tarifaire actuelle d' EDF
- ANNEXE 9** Les relations entre EDF et les entreprises locales de distribution

ANNEXE 1

COMPOSITION DU GROUPE D' EXPERTISE**Président :**

Paul CHAMPSAUR
Directeur général de l' INSEE
INSEE

Membres :

Dominique BUREAU
Conseiller scientifique
Conseil d' Analyse Economique

Elie COHEN
Professeur
Université Paris IX Dauphine

Martin CAVE
Professeur
Brunel University (Royaume Uni)

Claude CRAMPES
Professeur
Université de Toulouse I

Jean-Jacques DUBY
Directeur général
Supelec

François ECALLE
Sous-Directeur - Etudes sectorielles
Direction de la Prévision
Ministère de l' économie, des finances et de l' industrie

Laurent FLEURIOT
Sous-Directeur
Direction Générale de la Concurrence, de la Consommation et de la Répression des Fraudes
Ministère de l' économie, des finances et de l' industrie

Dieter HELM
Professeur
New College, Oxford (Royaume Uni)

Claude HENRY
Professeur
Ecole polytechnique

Frédéric JENNY
Vice-Président
Conseil de la concurrence

Jean-Jacques LAFFONT

Professeur
Université de Toulouse I

Alain LEBRETON
Président du Comité Technique de l' Electricité
Secrétariat d' Etat à l' Industrie

François LEVEQUE
Professeur
Ecole des Mines de Paris
CERNA

Michel MATHEU
Chef de Service
Commissariat Général du Plan

Ignacio J. PEREZ ARRIAGA
Commissaire
CNSE (Organe de régulation du secteur électrique espagnol)

Alain SCHMITT
Chef du service de l' électricité
Secrétariat d' Etat à l' Industrie

Jean TIROLE
Directeur de recherche
Institut d' Economie Industrielle et Université Toulouse I

Louis VOGEL
Professeur
Université Paris II

Rapporteurs :

François ECALLE et Alain SCHMITT

Co-rapporteurs :

Jean-Luc SCHNEIDER
Chef du bureau Equipement – Transports - Energie
Direction de la prévision
Ministère de l' économie, des finances et de l' industrie

Stéphane GALLON
Bureau Equipement – Transports - Energie
Direction de la prévision
Ministère de l' économie, des finances et de l' industrie

Minh TRINH
Chef du bureau des affaires économiques et financières
Service de l' électricité
Secrétariat d' Etat à l' industrie

ANNEXE 2

ORGANISMES ET PERSONNES AUDITIONNES PAR LE GROUPE D'EXPERTISE

M. AGHETTI	Président de Commission	UNIDEN
Mme APOSTOLIDIS-THILL	Déléguée générale	AFOIE
M. AUDIGIER	Gérant	APIS
M. AUGUSTIN	Président	FG3E
M. BERGOUGNOUX	Ancien Directeur Général d'EDF	Commissariat Général au Plan
M. BIRFET	Vice Président, Technical & Industrial	ALSTOM Transmission & Distribution
M. BLEITRACH	Président Directeur Général	ELYO
M. BOUQUILLON	Directeur général	SERCE
M. BOZEC	Délégué général	ANROC
M. CHARDON	Directeur du département énergie	USINOR Achats SNC
M. CONAN	Délégué général	FG3E
M. COURTES	Adhérent	AFOIE
M. EWING	Conseiller	ENRON
M. GIRARD	Directeur énergie	AIR LIQUIDE
M. GLACHANT	Professeur	PARIS I
Mme GRANT	Responsable affaires publiques et réglementaires	ENRON
M. JULIENNE	Vice Président	AFOIE
M. KOEBERLE	Directeur adjoint du département énergie	USINOR Achats SNC
M. LAPEYRE	Directeur	FNCCR
M. LEAUTIER	Consultant	Mc KINSEY
M. LEBAN	Professeur	CNAM
M. LEDERER	Directeur au pôle industrie	EDF
M. LEFRANC	Adhérent	FNSICAE
M. LERMUSIEAU	Executive Manager	ELECTRABEL
M. LETOURNEUR	Président	UNIDEN
M. LEVAILLANT	Président	AFOIE
Mme LUC	Rapporteur	Conseil de la Concurrence
M. MANTZ	Senior Vice President, Finance & Administration	ALSTOM Transmission & distribution
M. MERLIN	Directeur délégué, chargé de l'accès au réseau de transport	EDF
M. POTOTSCHNIG	Directeur de l'électricité	Autorità per l'energia elettrica e il gas
M. RAIN	Directeur	SNET

M. RAISON	Direction de la stratégie	EDF
M. RANCI	Président	Autorità per l'energia elettrica e il gas
M. RAYMOND	Directeur de l' Electricité	ELYO
M. RIVET	Membre	FNCCR
M. SEGUR	Président	SNPIET
M. SINGH	Chercheur	Norwegian School of Economics and Business Administration
M. SIX	Secrétaire général	FNSICAE
M. SMEERS	Professeur	CORE/Université Catholique de Louvain
M. STYLES	Vice Président	ENRON
M. TEYSSIER	Directeur Général	SNET
M. TORRION	Directeur de la stratégie	EDF
M. WAGNER	Président Commission Tarification	ANROC
M. WERQUIN	Président de Commission	UNIDEN

ANNEXE 3

GLOSSAIRE

Acheteur unique	Entité morale responsable de la gestion unifiée du système de transport et/ou de l'achat et de la vente centralisés de l'électricité
AFOIE	Association Française des Opérateurs Indépendants d'Electricité
APX	Amsterdam Power Exchange
ATR	Accès des Tiers au Réseau
ATR négocié	Accès des Tiers au Réseau dont les modalités financières sont négociées avec le GRT
ATR réglementé	Accès des Tiers au réseau dont les modalités financières sont fixées par le régulateur
Autoprodacteur	Toute personne physique ou morale produisant de l'électricité
Benchmark	Point de référence
Benchmarking	Comparaison avec d'autres opérateurs
Béta	Mesure du comouvement d'un actif financier avec le portefeuille du marché
BT	Basse Tension (220/400 V)
Bypass	Contournement
CDF	Charbonnages de France
CF	Centime français
CIES	Comité des Investissements à caractère Economique et Social
Client final	Client achetant de l'électricité pour sa consommation propre
Client éligible	Client ayant le choix de son fournisseur
Client non éligible	Client n'ayant pas le choix de son fournisseur
CmCT	Coût marginal de production de court terme
CmLT	Coût marginal de production de long terme
CMPC	Coût Moyen Pondéré du Capital
CNES	Centre National d'Exploitation Système (EDF)
CNIR	Centre National d'Ingénierie Réseau
CNR	Compagnie Nationale du Rhône
Code de réseau	Ensemble des règles de fonctionnement du réseau
Cogénération	Production simultanée de chaleur et d'électricité
Commission	Commission européenne
Congestion	Engorgement sur le réseau, l'électricité ne parvient pas à "circuler" d'un point à un autre du réseau
Contestabilité	Le fait pour un marché de ne pas présenter de barrières à l'entrée à de concurrents potentiels, le marché est alors dit contestable.
Contrat d'entreprise	Contrat entre EDF et l'Etat définissant un certain nombre d'objectifs socio-économiques sur une base pluriannuelle
Cost-plus	Mode de régulation qui rembourse les coûts et verse une marge au-delà de ces coûts

Coûts de référence	Coûts de production de différents types de centrales (nucléaire, charbon, gaz, fioul) issus de l'étude de la DIGEC "coûts de référence de la production électrique"
Coût marginal de production	coût d'un incrément de production
Coût optimisé de production	Coût correspondant au parc de production optimal
Coût résiduel de production	Ecart entre le coût réel et le coût optimisé de production
CRE	Commission de Régulation de l'Electricité
CRES	Centres Régionaux d'Exploitation Système (EDF)
Deep cost	coût de raccordement comprenant le raccordement et le renforcement amont du réseau
DFT	Droit financier de transport
DGCCRF	Direction Générale de la Concurrence et de la Répression des Fraudes
DIGEC	Direction du Gaz, de l'Electricité et du Charbon
Directive 96/92	Directive 96/92/CE du Parlement européen et du conseil du 19 décembre 1996 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité
Distributeurs non nationalisés	Entreprises locales de distribution non affiliées à EDF
Distribution	le transport d'électricité sur des réseaux de distribution à moyenne et basse tension aux fins de fourniture à des clients
DP	Direction de la Prévision
DRIRE	Direction Régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement
Ecroulement de fréquence	Episode de chute de fréquence forte sur le réseau qui cause la séparation de groupes de production
Ecroulement de tension	Episode de chute locale de tension au-delà de la tension critique sur le réseau qui limite la puissance active transmissible
EDF	Electricité de France
Effet "Joule"	Perte d'énergie due à la résistance des conducteurs
EJP	Effacement Jour de Pointe
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
Florence	lieu de rencontres informelles entre les régulateurs européens
FNCCR	Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et des Régies
Fourniture	la livraison et/ou la vente d'électricité à des clients
G	Generation en anglais, injection
GF	Milliard de francs
Grand transport	Réseau des lignes 400 kV
Grandfathering	Règle de maintien de l'accès des premiers arrivés
GRD	Gestionnaire du Réseau de Distribution
GRT	Gestionnaire du Réseau de Transport
GRT intégré	GRT dépendant d'un opérateur intégré
GWh	un million de kWh
HT	Haute Tension
HTA	Haute Tension A, correspond aujourd'hui à la MT, aux tensions inférieures à 50 kV et

	supérieures à 1 kV
HTB	Haute Tension B, correspond à la HT, aux tensions supérieures à 50 kV
Hz	Hertz, unité de fréquence
IFA 2000	Interconnexion France Angleterre de 2000 MW
Infrastructure de transport	Ensemble des lignes, postes, organes divers constituant le réseau de transport
Injection	Alimentation du réseau par un producteur
Interconnexions	les équipements utiliser pour interconnecter les réseaux électriques
IPC-X	Indice du prix à la consommation moins un facteur de gain de productivité
ISO	Independant System Operator
J-1	la veille du jour d'appel des centrales
KV	Kilovolt soit mille volts, unité de tension
KWh	Kilowatt heure (unité d'énergie électrique)
L	Load en anglais, soutirage
Ligne directe	une ligne complémentaire au réseau interconnecté
LMSPE	Loi relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité
LMP	Locational Marginal Price ou prix nodal
Lois de Kirchoff	lois régissant la physique de l'électricité
MAAC	Mid Atlantic Area Council
Marges d'exploitation	Marges prises pour faire face aux aléas de la production ou de la consommation
MIEG	Missions d'intérêt économique général
MMC	Merger and Monopoly Commission
Modulable	Tarif de vente ou d'achat de l'électricité variable suivant le découpage horo-saisonnier de l'année
MT	Moyenne Tension
MW	Méga watt soit un million de watt (unité de la puissance)
NERC	North American Electric Reliability Council
NGC	National Grid Company
Nœuds	Points de connexion sur le réseau
Nordel	Nordic Electric system
OASIS	Open Access Same time Information System
Offer	Office of electricity regulation
Offgas	Office of gas regulation
Offwat	Office of water regulation
OID	Opérateur de l'Infrastructure de Transport
OIT	Opérateur de l'Infrastructure de Distribution
Opérateur intégré	Opérateur qui intègre la production, le transport et la distribution
Ordre de préséance économique	le classement des sources d'approvisionnement en électricité selon des critères économiques
Ouvrage de raccordement	Eléments physiques qui relie un client ou un producteur au réseau
Pancaking	Superposition des tarifs de transport de différents pays

Parc de production optimal	Parc de production pour lequel il est indifférent d'exploiter les centrales existantes ou d'investir dans de nouvelles centrales
Péage	Ecart entre les tarifs issus de la construction tarifaire d'EDF et les tarifs pratiqués pour garantir l'équilibre budgétaire
Pertes	Energie perdue par échauffement des lignes lors du transport
PJM	Système électrique des Etats de Pennsylvanie, New Jersey, Maryland, Delaware, Virginie ainsi que le District de Columbia
Pool	Marché organisé de l'électricité
Prédation	Vente à prix très bas pour évincer un concurrent du marché
Premier rang	Optimum économique sans contrainte
Price-cap	Mode de régulation qui impose une évolution maximale de prix minorée éventuellement d'un facteur de productivité
Prix nodal	prix de l'injection et de soutirage en un point du réseau
Procédure d'appel d'offres	Procédure par laquelle des besoins additionnels et des capacités de renouvellement planifiés sont couverts par des fournitures en provenance d'installations nouvelles ou existantes
Producteur indépendant	Producteur qui n'assure pas des fonctions de transport ou de distribution sur le territoire couvert par le réseau où il est installé
Production de proximité	Production située près du lieu de consommation
Programme d'appel	Programme décrivant demi-heure par demi-heure la quantité d'énergie produite par une centrale
Puissance active	Puissance qui fournit un travail et qui est produite par des sources actives : générateurs à courant alternatif ou alternateurs
Puissance de pointe	Puissance maximale
Puissance réactive	Fournit un champ magnétique alternatif, est produite par les alternateurs et condensateurs et consommée par les bobines, moteurs, relais et électro-aimants
RAG	Réseau d'Alimentation Générale
REC	Régional Electricity Companies (entreprises régionales de distribution au Royaume-Uni)
Redispatching	Désigne l'appel des centrales de production selon de nouveaux programmes décidés par le GRT
Réglages	Ajustements par le GRT de la puissance, de la tension ou de la fréquence sur le réseau
Règlement des écarts	Compensation financière de l'écart entre la production et la consommation réalisées et annoncées au GRT
Répartition	Alimentation des réseaux de distribution
Réseau interconnecté	Réseau constitué de plusieurs réseaux de transport et de distribution reliés entre eux par une ou plusieurs interconnexions
Réserves	Capacités de production disponible pour le réglage
RPT	Réseau Public de Transport

Second rang	Optimum économique prenant en compte des contraintes
Services systèmes	ou services auxiliaires, tous les services nécessaires à l'exploitation d'un réseau de transport ou de distribution
Shallow cost	coût de raccordement comprenant le raccordement sans le renforcement amont du réseau
SHEM	Société Hydro-électrique du Midi, filiale de la SNCF
SNET	Société Nationale d'Electricité et de Thermique, filiale de CDF
Soutirage	Alimentation d'un client connecté au réseau
Spot	en temps réel
Subventions croisées	Subventions entre différentes activités d'une même entreprise, entre activité concurrentielle et activité de monopole
Surplus collectif	ou surplus social, mesure économique du bien-être collectif (producteurs et consommateurs)
T	Terme de transit dans la tarification transfrontalière
Tarification de Ramsey-Boîteux	Tarifs inversement proportionnels à l'élasticité de la demande
Tarification nodale	Ensemble des prix nodaux
Tarification zonale	Ensemble des prix de l'électricité répartis par zone
THT	Très Haute Tension (400 kV et 225 kV)
Timbre-poste	type de tarif de transport uniforme qui ne dépend pas de la distance
Transport	le transport d'électricité sur le réseau interconnecté aux fins de fourniture à des clients finals ou à des distributeurs
TWh	un milliard de kWh
UCTE	Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité
Union	Union européenne
Uplift	Surtaxe demandée par le gestionnaire du réseau
USI	Unité de Service d'Ingénierie (EDF)

ANNEXE 4

DIRECTIVE EUROPENNE 96/92/CE

REGLES COMMUNES POUR LE MARCHE INTERIEUR DE L' ELECTRICITE

(Journal officiel n° L 027 du 30/01/1997 p. 0020 - 0029)

DIRECTIVE 96/92/CE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité

LE PARLEMENT EUROPÉEN ET LE CONSEIL DE L'UNION EUROPÉENNE,

vu le traité instituant la Communauté européenne, et notamment son article 57 paragraphe 2, son article 66 et son article 100 A,

vu la proposition de la Commission (1),

vu l'avis du Comité économique et social (2),

statuant conformément à la procédure visée à l'article 189 B du traité (3),

(1) considérant qu'il importe d'adopter des mesures visant à assurer le bon fonctionnement du marché intérieur; que ce marché comporte un espace sans frontières intérieures où la libre circulation des marchandises, des personnes, des services et des capitaux est assurée;

(2) considérant que l'achèvement d'un marché de l'électricité concurrentiel est un pas important vers l'achèvement du marché intérieur de l'énergie;

(3) considérant que les dispositions de la présente directive n'affectent en rien l'application du traité, et notamment de ses dispositions relatives au marché intérieur et à la concurrence;

(4) considérant que l'établissement du marché intérieur de l'électricité s'avère particulièrement important pour rationaliser la production, le transport et la distribution de l'électricité tout en renforçant la sécurité d'approvisionnement et la compétitivité de l'économie européenne et en respectant la protection de l'environnement;

(5) considérant que le marché intérieur de l'électricité doit être mis en place progressivement pour que l'industrie électrique puisse s'adapter à son nouvel environnement de manière souple et rationnelle et pour tenir compte de la diversité actuelle de l'organisation des réseaux électriques;

(6) considérant que l'établissement du marché intérieur dans le secteur de l'électricité doit favoriser l'interconnexion et l'interopérabilité des réseaux;

(7) considérant que la directive 90/547/CEE du Conseil, du 29 octobre 1990, relative au transit d'électricité sur les grands réseaux (4) et la directive 90/377/CEE du Conseil, du 29 juin 1990, instaurant une procédure communautaire assurant la transparence des prix au consommateur final industriel de gaz et d'électricité (5), prévoient une première phase de l'établissement du marché intérieur de l'électricité;

(8) considérant qu'il est désormais nécessaire de prendre des mesures supplémentaires dans la perspective de l'achèvement du marché intérieur de l'électricité;

(9) considérant que, dans le marché intérieur, les entreprises du secteur de l'électricité doivent pouvoir agir, sans préjudice du respect des obligations de service public, dans la perspective d'un marché de l'électricité qui soit concurrentiel et compétitif;

(10) considérant qu'il existe actuellement, en raison des différences structurelles dans les États membres, des systèmes différents de régulation du secteur de l'électricité;

(11) considérant que, conformément au principe de subsidiarité, un cadre de principes généraux doit être établi au niveau communautaire, mais que la fixation des modalités d'application doit incomber aux États membres qui pourront choisir le régime le mieux adapté à leur situation propre;

(12) considérant que, quel que soit le mode d'organisation du marché en vigueur, l'accès au réseau doit être ouvert conformément à la présente directive et doit aboutir à des résultats économiques équivalents dans les États membres, ainsi que, par conséquent, à un niveau directement comparable d'ouverture des marchés et à un degré directement comparable d'accès aux marchés de l'électricité;

(13) considérant que, pour certains États membres, l'imposition d'obligations de service public peut être nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement, la protection du consommateur et la

- protection de l'environnement que, selon eux, la libre concurrence, à elle seule, ne peut pas nécessairement garantir;
- (14) considérant que la planification à long terme peut être un des moyens de remplir lesdites obligations de service public;
- (15) considérant que le traité prévoit des règles particulières en ce qui concerne les restrictions à la libre circulation des marchandises et à la concurrence;
- (16) considérant que l'article 90 paragraphe 1 dudit traité, en particulier, oblige les États membres à respecter ces règles en ce qui concerne les entreprises publiques et les entreprises auxquelles ils accordent des droits spéciaux ou exclusifs;
- (17) considérant que, en vertu de l'article 90 paragraphe 2 du traité, les entreprises chargées de la gestion de services d'intérêt économique général sont soumises auxdites règles dans des conditions particulières;
- (18) considérant que la mise en oeuvre de la présente directive aura des répercussions sur les activités de ces entreprises;
- (19) considérant que les États membres, lorsqu'ils imposent des obligations de service public aux entreprises du secteur de l'électricité, doivent donc respecter les règles pertinentes du traité dans l'interprétation qu'en donne la Cour de justice;
- (20) considérant que, dans l'établissement du marché intérieur de l'électricité, il devrait être pleinement tenu compte de l'objectif communautaire de la cohésion économique et sociale, notamment dans des secteurs comme les infrastructures, nationales ou intracommunautaires, qui servent au transport de l'électricité;
- (21) considérant la contribution qu'apporte la décision n° 1254/96/CE du Parlement européen et du Conseil, du 5 juin 1996, établissant un ensemble d'orientations relatif aux réseaux transeuropéens dans le secteur de l'énergie (6), au développement d'infrastructures intégrées de transport d'électricité;
- (22) considérant qu'il faut en conséquence établir des règles communes pour la production d'électricité et l'exploitation des réseaux de transport et de distribution d'électricité;
- (23) considérant que l'ouverture du marché de la production peut se faire sur la base de deux systèmes qui font référence à la procédure de l'autorisation et à celle de l'appel d'offres, lesquelles doivent obéir à des critères objectifs, transparents et non discriminatoires;
- (24) considérant que, dans ce cadre, il faut prendre en considération la situation des autoproducteurs et des producteurs indépendants;
- (25) considérant que chaque réseau de transport doit être géré et contrôlé d'une manière centralisée afin d'en assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité, dans l'intérêt des producteurs et de leurs clients; qu'en conséquence, il conviendrait de désigner un gestionnaire du réseau de transport qui en assurera l'exploitation, l'entretien et, le cas échéant, le développement; que l'action de ce gestionnaire doit être objective, transparente et non discriminatoire;
- (26) considérant que les règles techniques pour l'exploitation des réseaux de transport et des lignes directes doivent être transparentes et doivent assurer l'interopérabilité des réseaux;
- (27) considérant qu'il convient de déterminer des critères objectifs et non discriminatoires pour l'appel des centrales;
- (28) considérant que, pour des raisons de protection de l'environnement, priorité peut être donnée à la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables;
- (29) considérant que, au niveau de la distribution, des droits d'approvisionnement peuvent être octroyés à des clients situés dans une zone donnée et qu'un gestionnaire doit être désigné pour exploiter, entretenir et, le cas échéant, développer chaque réseau de distribution;
- (30) considérant que la transparence et la non-discrimination supposent que la fonction de transport des entreprises verticalement intégrées soit gérée de façon indépendante des autres activités;
- (31) considérant que l'activité de l'acheteur unique doit être gérée séparément des activités de production et de distribution des entreprises verticalement intégrées; qu'il faut limiter le flux d'information entre les activités d'acheteur unique et ces activités de production et de distribution;
- (32) considérant que les comptes de toutes les entreprises intégrées du secteur de l'électricité devraient présenter un maximum de transparence, en vue notamment de déceler d'éventuels abus de position dominante, tels que des tarifs anormalement bas ou élevés, ou des pratiques discriminatoires pour des prestations équivalentes; que, à cette fin, les comptes doivent être séparés pour chaque activité;

- (33) considérant qu'il convient également de prévoir pour les autorités compétentes un accès à la comptabilité interne des entreprises en respectant la confidentialité;
- (34) considérant qu'en raison de la diversité des structures et de la spécificité des systèmes dans les États membres, il conviendrait de prévoir des options différentes d'accès au réseau qui seront gérées conformément à des critères objectifs, transparents et non discriminatoires;
- (35) considérant qu'il conviendrait de prévoir la possibilité d'autoriser la construction et l'utilisation de lignes directes;
- (36) considérant qu'il y a lieu de prévoir des clauses de sauvegarde et des procédures de règlement des litiges;
- (37) considérant qu'il conviendrait d'éviter tout abus de position dominante et tout comportement prédateur;
- (38) considérant que, en raison du risque de difficultés particulières d'adaptation de leurs réseaux pour certains États membres, la possibilité de recourir à des régimes transitoires ou à des dérogations devrait être prévue, notamment pour l'exploitation des petits réseaux isolés;
- (39) considérant que la présente directive constitue une nouvelle phase de la libéralisation; que sa mise en application laissera cependant subsister des entraves aux échanges d'électricité entre États membres; que, en conséquence, des propositions en vue d'améliorer le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité pourront être faites à la lumière de l'expérience acquise; que la Commission devrait donc faire rapport au Conseil et au Parlement européen sur l'application de la présente directive,
- ONT ARRÊTÉ LA PRÉSENTE DIRECTIVE:

CHAPITRE PREMIER

Champ d'application et définitions

Article premier

La présente directive établit des règles communes concernant la production, le transport et la distribution d'électricité. Elle définit les modalités d'organisation et de fonctionnement du secteur de l'électricité, l'accès au marché, les critères et les procédures applicables en ce qui concerne les appels d'offres et l'octroi des autorisations ainsi que l'exploitation des réseaux.

Article 2

Aux fins de la présente directive, on entend par:

- 1) «production»: la production d'électricité;
- 2) «producteur»: toute personne physique ou morale produisant de l'électricité;
- 3) «autoproducteur»: toute personne physique ou morale produisant de l'électricité essentiellement pour son propre usage;
- 4) «producteur indépendant»:
 - a) un producteur qui n'assure pas des fonctions de transport ou de distribution d'électricité sur le territoire couvert par le réseau où il est installé;
 - b) dans les États membres où il n'existe pas d'entreprises verticalement intégrées et qui ont recours à une procédure d'appel d'offres, un producteur au sens du point a) qui peut ne pas être assujetti exclusivement à l'ordre de préséance économique du réseau interconnecté;
- 5) «transport»: le transport d'électricité sur le réseau à haute tension interconnecté aux fins de fourniture à des clients finals ou à des distributeurs;
- 6) «distribution»: le transport d'électricité sur des réseaux de distribution à moyenne et à basse tension aux fins de fourniture à des clients;
- 7) «clients»: les clients grossistes ou finals d'électricité et les compagnies de distribution;
- 8) «clients grossistes»: toute personne physique ou morale, si son existence est reconnue par les États membres, qui achète ou vend de l'électricité et qui n'assure pas de fonctions de transport, de production ou de distribution à l'intérieur ou à l'extérieur du réseau où elle est installée;
- 9) «client final»: le client achetant de l'électricité pour sa consommation propre;
- 10) «interconnexions»: les équipements utilisés pour interconnecter les réseaux électriques;

- 11) «réseau interconnecté»: réseau constitué de plusieurs réseaux de transport et de distribution reliés entre eux par une ou plusieurs interconnexions;
- 12) «ligne directe»: une ligne d'électricité complémentaire au réseau interconnecté;
- 13) «ordre de préséance économique»: le classement des sources d'approvisionnement en électricité selon des critères économiques;
- 14) «services auxiliaires»: tous les services nécessaires à l'exploitation d'un réseau de transport ou de distribution;
- 15) «utilisateur du réseau»: toute personne physique ou morale alimentant un réseau de transport ou de distribution ou desservie par un de ces réseaux;
- 16) «fourniture»: la livraison et/ou la vente d'électricité à des clients;
- 17) «entreprise d'électricité intégrée»: une entreprise verticalement ou horizontalement intégrée;
- 18) «entreprise verticalement intégrée»: une entreprise assurant au moins deux des fonctions suivantes: production, transport ou distribution d'électricité;
- 19) «entreprise horizontalement intégrée»: une entreprise assurant au moins une des fonctions de production pour la vente ou de transport ou de distribution d'électricité, ainsi qu'une autre activité en dehors du secteur de l'électricité;
- 20) «procédure d'appel d'offres»: la procédure par laquelle des besoins additionnels et des capacités de renouvellement planifiés sont couverts par des fournitures en provenance d'installations de production nouvelles ou existantes;
- 21) «planification à long terme»: la planification des besoins d'investissement en capacité de production et de transport dans une perspective à long terme, en vue de satisfaire la demande en électricité du réseau et d'assurer l'approvisionnement des clients;
- 22) «acheteur unique»: toute personne morale qui, dans le réseau dans lequel elle est établie, est responsable de la gestion unifiée du système de transport et/ou de l'achat et de la vente centralisés de l'électricité;
- 23) «petit réseau isolé»: tout réseau qui a une consommation inférieure à 2 500 gigawatts par heure en 1996, et qui peut être interconnecté avec d'autres réseaux pour une quantité inférieure à 5 % de sa consommation annuelle.

CHAPITRE II

Règles générales d'organisation du secteur

Article 3

1. Les États membres, sur la base de leur organisation institutionnelle et dans le respect du principe de subsidiarité, veillent à ce que les entreprises d'électricité, sans préjudice du paragraphe 2, soient exploitées conformément aux principes de la présente directive, dans la perspective d'un marché de l'électricité concurrentiel et compétitif, et s'abstiennent de toute discrimination pour ce qui est des droits et des obligations de ces entreprises. Les deux approches d'accès aux réseaux mentionnées aux articles 17 et 18 doivent aboutir à des résultats économiques équivalents et, par conséquent, à un niveau directement comparable d'ouverture des marchés et à un degré directement comparable d'accès aux marchés de l'électricité.
2. En tenant pleinement compte des dispositions pertinentes du traité, en particulier de son article 90, les États membres peuvent imposer aux entreprises du secteur de l'électricité des obligations de service public, dans l'intérêt économique général, qui peuvent porter sur la sécurité, y compris la sécurité d'approvisionnement, la régularité, la qualité et les prix de la fourniture, ainsi que la protection de l'environnement. Ces obligations doivent être clairement définies, transparentes, non discriminatoires et contrôlables; celles-ci, ainsi que leurs révisions éventuelles, sont publiées et communiquées sans tarder à la Commission par les États membres. Comme moyen pour réaliser les obligations de service public précitées, les États membres qui le souhaitent peuvent mettre en oeuvre une planification à long terme.
3. Les États membres peuvent décider de ne pas appliquer les dispositions des articles 5, 6, 17, 18 et 21 dans la mesure où l'application de ces dispositions entraverait l'accomplissement, en droit ou en fait, des obligations imposées aux entreprises d'électricité dans l'intérêt économique général et dans la mesure où le développement des échanges n'en serait pas affecté dans une mesure qui serait contraire à

l'intérêt de la Communauté. L'intérêt de la Communauté comprend, entre autres, la concurrence en ce qui concerne les clients éligibles conformément à la présente directive et à l'article 90 du traité.

CHAPITRE III

Production

Article 4

Pour la construction de nouvelles installations de production, les États membres peuvent choisir entre un système d'autorisation et/ou un système d'appel d'offres. Les autorisations ainsi que les appels d'offres devront obéir à des critères objectifs, transparents et non discriminatoires.

Article 5

1. Lorsqu'ils choisissent la procédure d'autorisation, les États membres fixent les critères pour l'octroi des autorisations de construction d'installations de production sur leur territoire. Les critères peuvent porter sur:

- a) la sécurité et la sûreté des réseaux électriques, des installations et des équipements associés;
- b) la protection de l'environnement;
- c) l'occupation des sols et le choix des sites;
- d) l'utilisation du domaine public;
- e) l'efficacité énergétique;
- f) la nature des sources primaires;
- g) les caractéristiques particulières du demandeur, telles que capacités techniques, économiques et financières;
- h) les dispositions de l'article 3.

2. Les critères détaillés et les procédures sont rendus publics.

3. Les raisons d'un refus d'autorisation doivent être objectives et non discriminatoires; elles sont dûment motivées et justifiées et elles sont communiquées au demandeur et, pour information, à la Commission. Des voies de recours doivent être ouvertes au demandeur.

Article 6

1. Lorsqu'ils choisissent la procédure d'appel d'offres, les États membres ou tout organisme compétent désigné par l'État membre concerné dressent l'inventaire des nouveaux moyens de production, y compris des capacités de renouvellement, sur la base du bilan prévisionnel régulier visé au paragraphe 2. L'inventaire tient compte des besoins d'interconnexion des réseaux. Les capacités requises sont attribuées par procédure d'appel d'offres selon les modalités définies au présent article.

2. Le gestionnaire du réseau de transport ou toute autre autorité compétente désignée par l'État membre concerné élabore et publie sous le contrôle de l'État, au moins tous les deux ans, un bilan prévisionnel régulier sur les capacités de production et de transport susceptibles d'être raccordées au réseau, sur les besoins d'interconnexions avec d'autres réseaux et les capacités de transport potentielles ainsi que sur la demande d'électricité. Ce bilan prévisionnel couvre une période définie par chaque État membre.

3. La procédure d'appel d'offres pour les moyens de production fait l'objet d'une publication au Journal officiel des Communautés européennes au moins six mois avant la date de clôture de l'appel d'offres. Le cahier des charges est mis à la disposition de toute entreprise intéressée, installée sur le territoire d'un État membre, de sorte que celle-ci puisse disposer d'un délai suffisant pour présenter une offre. Le cahier des charges contient la description détaillée des spécifications du marché, de la procédure à suivre par tous les soumissionnaires, de même que la liste exhaustive des critères qui déterminent la sélection des soumissionnaires et l'attribution du marché. Ces spécifications peuvent concerner également les domaines visés à l'article 5 paragraphe 1.

4. Lorsque l'appel d'offres porte sur les capacités de production requises, il doit prendre en considération également les offres de fourniture d'électricité garanties à long terme émanant d'unités de production existantes, à condition qu'elles permettent de couvrir les besoins supplémentaires.

5. Les États membres désignent une autorité ou un organisme public ou privé indépendant des activités de production, de transport et de distribution d'électricité qui sera responsable de l'organisation, du suivi et du contrôle de la procédure d'appel d'offres. Cette autorité ou cet organisme prend toutes les mesures nécessaires pour que la confidentialité de l'information contenue dans les offres soit garantie.
6. Cependant, dans les États membres qui ont opté pour la procédure d'appel d'offres, il doit être possible aux autoproducteurs et aux producteurs indépendants d'obtenir une autorisation sur la base de critères objectifs, transparents et non discriminatoires, conformément aux articles 4 et 5.

CHAPITRE IV

Exploitation du réseau de transport

Article 7

1. Les États membres désignent, ou demandent aux entreprises propriétaires de réseaux de transport de désigner, pour une durée à déterminer par les États membres en fonction de considérations d'efficacité et d'équilibre économique, un gestionnaire du réseau qui sera responsable de l'exploitation, de l'entretien et, le cas échéant, du développement du réseau de transport dans une zone donnée, ainsi que de ses interconnexions avec d'autres réseaux, pour garantir la sécurité d'approvisionnement.
2. Les États membres veillent à ce que soient élaborées et publiées des prescriptions techniques fixant les exigences techniques minimales de conception et de fonctionnement en matière de raccordement au réseau d'installations de production, de réseaux de distribution, d'équipements de clients directement connectés, de circuits d'interconnexions et de lignes directes. Ces exigences doivent assurer l'interopérabilité des réseaux, être objectives et non discriminatoires. Elles sont notifiées à la Commission, conformément à l'article 8 de la directive 83/189/CEE du Conseil, du 28 mars 1983, prévoyant une procédure d'information dans le domaine des normes et réglementations techniques (7).
3. Le gestionnaire du réseau est chargé de gérer le flux d'énergie sur le réseau en tenant compte des échanges avec d'autres réseaux interconnectés. À cette fin, le gestionnaire du réseau est chargé d'assurer la sécurité du réseau d'électricité, sa fiabilité et son efficacité et, dans ce contexte, de veiller à la disponibilité de tous les services auxiliaires indispensables.
4. Le gestionnaire du réseau fournit au gestionnaire de tout autre réseau avec lequel son réseau est interconnecté des informations suffisantes pour garantir une exploitation sûre et efficace, un développement coordonné et l'interopérabilité du réseau interconnecté.
5. Le gestionnaire du réseau s'abstient de toute discrimination entre les utilisateurs du réseau ou les catégories d'utilisateurs du réseau, notamment en faveur de ses filiales ou de ses actionnaires.
6. À moins que le réseau de transport ne soit déjà indépendant des activités de production et de distribution, le gestionnaire du réseau doit être indépendant, au moins sur le plan de la gestion, des autres activités non liées au réseau de transport.

Article 8

1. Le gestionnaire du réseau de transport est responsable de l'appel des installations de production situées dans sa zone et de la détermination de l'utilisation des interconnexions avec les autres réseaux.
2. Sans préjudice de la fourniture d'électricité sur la base d'obligations contractuelles, y compris celles qui découlent du cahier des charges de l'appel d'offres, l'appel des installations de production et l'utilisation des interconnexions sont faits sur la base de critères qui peuvent être approuvés par l'État membre, et qui doivent être objectifs, publiés et appliqués de manière non discriminatoire, afin d'assurer un bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité. Ils tiennent compte de l'ordre de préséance économique de l'électricité provenant des installations de production disponibles ou de transferts par interconnexion, ainsi que des contraintes techniques pesant sur le réseau.
3. Un État membre peut imposer au gestionnaire du réseau, lorsqu'il appelle les installations de production, de donner la priorité à celles qui utilisent des sources d'énergie renouvelables ou des déchets ou qui produisent de la chaleur et de l'électricité combinées.
4. Un État membre peut, pour des raisons de sécurité d'approvisionnement, ordonner que les installations de production utilisant des sources combustibles indigènes d'énergie primaire soient appelées en priorité, dans une proportion n'excédant pas, au cours d'une année civile, 15 % de la

quantité totale d'énergie primaire nécessaire pour produire l'électricité consommée dans l'État membre concerné.

Article 9

Le gestionnaire du réseau de transport doit préserver la confidentialité des informations commercialement sensibles dont il a connaissance au cours de l'exécution de ses tâches.

CHAPITRE V

Exploitation du réseau de distribution

Article 10

1. Les États membres peuvent obliger les compagnies de distribution à approvisionner des clients situés dans une zone donnée. La tarification de ces fournitures peut être réglementée, par exemple pour assurer l'égalité de traitement des clients en cause.
2. Les États membres désignent ou demandent aux entreprises propriétaires ou responsables de réseaux de distribution de désigner un gestionnaire du réseau qui sera chargé d'exploiter, d'entretenir et, le cas échéant, de développer le réseau de distribution dans une zone donnée, ainsi que ses interconnexions avec d'autres réseaux.
3. Les États membres veillent à ce que le gestionnaire du réseau agisse conformément aux articles 11 et 12.

Article 11

1. Le gestionnaire du réseau de distribution veille à assurer la sécurité du réseau de distribution d'électricité, sa fiabilité et son efficacité dans la zone qu'il couvre, dans le respect de l'environnement.
2. En tout état de cause, il doit s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs du réseau ou les catégories d'utilisateurs du réseau, notamment en faveur de ses filiales ou de ses actionnaires.
3. Un État membre peut imposer au gestionnaire du réseau de distribution, lorsqu'il appelle les installations de production, de donner la priorité à celles qui utilisent des sources d'énergie renouvelables ou des déchets ou qui produisent de la chaleur et de l'électricité combinées.

Article 12

Le gestionnaire du réseau de distribution doit préserver la confidentialité des informations commercialement sensibles dont il a connaissance au cours de l'exécution de ses tâches.

CHAPITRE VI

Dissociation comptable et transparence de la comptabilité

Article 13

Les États membres ou toute autorité compétente qu'ils désignent et les autorités de règlement des litiges visées à l'article 20 paragraphe 3 ont le droit d'accès à la comptabilité des entreprises de production, de transport ou de distribution dont la consultation est nécessaire à leur mission de contrôle.

Article 14

1. Les États membres prennent les mesures nécessaires pour garantir une tenue de la comptabilité des entreprises du secteur de l'électricité qui soit conforme aux dispositions des paragraphes 2 à 5.

2. Indépendamment du régime de propriété qui leur est applicable et de leur forme juridique, les entreprises d'électricité établissent, font contrôler et publient leurs comptes annuels selon les règles nationales relatives aux comptes annuels des sociétés de capitaux, adoptées conformément à la quatrième directive 78/660/CEE du Conseil, du 25 juillet 1978, fondée sur l'article 54 paragraphe 3 point g) du traité et concernant les comptes annuels de certaines formes de sociétés (8). Les entreprises qui ne sont pas tenues légalement de publier leurs comptes annuels tiennent un exemplaire de ceux-ci à la disposition du public à leur siège social.
3. Les entreprises d'électricité intégrées tiennent, dans leur comptabilité interne, des comptes séparés pour leurs activités de production, de transport et de distribution et, le cas échéant, des comptes consolidés pour d'autres activités en dehors du secteur de l'électricité, comme elles devraient le faire si les activités en question étaient exercées par des entreprises distinctes, en vue d'éviter les discriminations, les subventions croisées et les distorsions de concurrence. Elles font figurer dans l'annexe de leurs comptes un bilan et un compte de résultats pour chaque activité.
4. Les entreprises précisent, en annexe de leurs comptes annuels, les règles d'imputation des postes d'actif et de passif et des charges et recettes qu'elles appliquent pour établir les comptes séparés visés au paragraphe 3. Ces règles ne peuvent être modifiées qu'à titre exceptionnel. Ces modifications doivent être indiquées dans l'annexe et doivent être dûment motivées.
5. Les comptes annuels indiquent, dans l'annexe, toute opération d'une certaine importance effectuée avec les entreprises liées, au sens de l'article 41 de la septième directive 83/349/CEE du Conseil, du 13 juin 1983, fondée sur l'article 54 paragraphe 3 point g) du traité, concernant les comptes consolidés (9), ou avec les entreprises associées, au sens de l'article 33 paragraphe 1 de la même directive, ou avec les entreprises appartenant aux mêmes actionnaires.

Article 15

1. Les États membres qui désignent comme acheteur unique une entreprise d'électricité verticalement intégrée ou une partie d'une entreprise d'électricité verticalement intégrée établissent des dispositions requérant que l'activité de l'acheteur unique soit gérée séparément des activités de production et de distribution de l'entreprise intégrée.
2. Les États membres s'assurent qu'il n'y a pas de flux d'information entre les activités d'acheteur unique des entreprises d'électricité verticalement intégrées et leurs activités de production et de distribution, excepté l'information nécessaire pour s'acquitter des responsabilités d'acheteur unique.

CHAPITRE VII

Organisation de l'accès au réseau

Article 16

Pour l'organisation de l'accès au réseau, les États membres peuvent choisir entre les formules visées à l'article 17 et/ou à l'article 18. Ces deux formules sont mises en oeuvre conformément à des critères objectifs, transparents et non discriminatoires.

Article 17

1. Dans le cas de l'accès négocié au réseau, les États membres prennent les mesures nécessaires pour que les producteurs d'électricité et, lorsque leur existence est autorisée par les États membres, les entreprises de fourniture d'électricité ainsi que les clients éligibles, intérieurs ou extérieurs au territoire couvert par le réseau, puissent négocier un accès au réseau pour conclure des contrats de fourniture entre eux, sur la base d'accords commerciaux volontaires.
2. Dans le cas où un client éligible est raccordé au réseau de distribution, l'accès au réseau doit faire l'objet d'une négociation avec le gestionnaire du réseau de distribution concerné et, si nécessaire, avec le gestionnaire du réseau de transport concerné.
3. Pour promouvoir la transparence et pour faciliter les négociations d'accès au réseau, les gestionnaires de réseau doivent publier, au cours de la première année suivant la mise en application de la présente directive, une fourchette indicative des prix pour l'utilisation des réseaux de transport et

de distribution. Dans la mesure du possible, pour les années suivantes, les prix indicatifs publiés doivent se fonder sur les prix moyens négociés et arrêtés pour la période précédente de douze mois.

4. Les États membres peuvent également opter pour un système d'accès au réseau réglementé donnant aux clients éligibles un droit d'accès, sur la base de tarifs publiés pour l'utilisation des réseaux de transport et de distribution, au moins équivalent, en termes d'accès au réseau, aux autres systèmes d'accès visés dans le présent chapitre.

5. Le gestionnaire du réseau de transport ou de distribution concerné peut refuser l'accès s'il ne dispose pas de la capacité nécessaire. Le refus doit être dûment motivé et justifié, en particulier en ce qui concerne l'article 3.

Article 18

1. Dans le cas de la formule de l'acheteur unique, les États membres désignent une personne morale comme acheteur unique à l'intérieur du territoire couvert par le gestionnaire du réseau. Les États membres prennent les mesures nécessaires pour que:

- i) un tarif non discriminatoire pour l'utilisation du réseau de transport et de distribution soit publié;
- ii) les clients éligibles aient, pour couvrir leurs propres besoins, la possibilité de conclure des contrats de fourniture avec des producteurs et, lorsque leur existence est autorisée par les États membres, avec des entreprises de fourniture en dehors du territoire couvert par le réseau;
- iii) les clients éligibles aient, pour couvrir leurs propres besoins, la possibilité de conclure des contrats de fourniture avec des producteurs à l'intérieur du territoire couvert par le réseau;
- iv) les producteurs indépendants négocient l'accès au réseau avec les opérateurs des réseaux de transport et de distribution en vue de conclure des contrats de fourniture avec des clients éligibles en dehors du réseau, sur la base d'un accord commercial volontaire.

2. L'acheteur unique peut être tenu d'acheter l'électricité ayant fait l'objet d'un contrat entre un client éligible et un producteur situé à l'intérieur ou à l'extérieur du territoire couvert par le réseau à un prix égal au prix de vente offert par l'acheteur unique aux clients éligibles moins le prix du tarif publié, mentionné au paragraphe 1 point i).

3. Si l'obligation d'achat visée au paragraphe 2 n'est pas imposée à l'acheteur unique, les États membres prennent les mesures nécessaires pour que les contrats de fourniture mentionnés au paragraphe 1 points ii) et iii) soient réalisés soit par l'accès au réseau sur la base du tarif publié mentionné au paragraphe 1 point i), soit par un accès négocié au réseau selon les conditions définies à l'article 17. Dans ce dernier cas, l'acheteur unique ne serait pas tenu de publier un tarif non discriminatoire pour l'utilisation du réseau de transport et de distribution.

4. L'acheteur unique peut refuser l'accès au réseau et peut refuser d'acheter l'électricité aux clients éligibles s'il ne dispose pas de la capacité de transport ou de distribution nécessaire. Le refus doit être dûment motivé et justifié, en particulier en ce qui concerne l'article 3.

Article 19

1. Les États membres prennent les mesures nécessaires pour garantir une ouverture de leurs marchés de l'électricité, de sorte que des contrats soumis aux conditions visées aux articles 17 et 18 puissent être conclus au moins jusqu'à un niveau significatif, qui doit être communiqué annuellement à la Commission.

La part du marché national est calculée sur la base de la part communautaire d'électricité consommée par les consommateurs finals dont la consommation est supérieure à 40 gigawatts par heure par an (par site de consommation et autoproduction comprise).

La part communautaire moyenne est calculée par la Commission sur la base des informations qui lui sont communiquées régulièrement par les États membres. La Commission publie au Journal officiel des Communautés européennes, avant le 1er novembre de chaque année, cette part communautaire moyenne, qui définit le degré d'ouverture du marché, ainsi que toutes les informations requises pour la compréhension du calcul.

2. La part du marché national visée au paragraphe 1 sera progressivement augmentée sur une période de six ans. Cette augmentation sera calculée en réduisant le seuil de la consommation communautaire de 40 gigawatts par heure, mentionné au paragraphe 1, à un niveau de consommation annuelle d'électricité de 20 gigawatts par heure, trois ans après l'entrée en vigueur de la présente directive, et à

un niveau de 9 gigawatts par heure de consommation annuelle d'électricité, six ans après l'entrée en vigueur de la présente directive.

3. Les États membres indiquent ceux des clients établis sur leur territoire représentant les parts visées aux paragraphes 1 et 2 qui ont la capacité juridique de passer des contrats de fourniture d'électricité dans les conditions énoncées aux articles 17 et 18, étant entendu que tous les consommateurs finals consommant plus de 100 gigawatts par heure par an (par site de consommation et autoproduction comprise) doivent faire partie de cette catégorie.

Les entreprises de distribution, si elles ne sont pas déjà désignées comme clients éligibles en vertu du présent paragraphe, ont la capacité juridique de passer des contrats dans les conditions énoncées aux articles 17 et 18 pour le volume d'électricité consommé par leurs clients désignés comme éligibles dans leur réseau de distribution, en vue d'approvisionner ces clients.

4. Les États membres publient, avant le 31 janvier de chaque année, les critères de définition des clients éligibles ayant la capacité de conclure des contrats dans les conditions énoncées aux articles 17 et 18. Cette information est envoyée à la Commission, pour publication au Journal officiel des Communautés européennes, accompagnée de toute autre information appropriée pour justifier de la réalisation de l'ouverture de marché prévue au paragraphe 1. La Commission peut demander à un État membre de modifier les indications visées au paragraphe 3 si elles font obstacle à l'application correcte de la présente directive en ce qui concerne le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité. Si l'État membre concerné ne satisfait pas à cette demande dans un délai de trois mois, une décision définitive est prise conformément à la procédure I décrite à l'article 2 de la décision 87/373/CEE du Conseil, du 13 juillet 1987, fixant les modalités de l'exercice des compétences d'exécution conférées à la Commission (10).

5. Pour éviter un déséquilibre dans l'ouverture des marchés de l'électricité durant la période visée à l'article 26:

a) des contrats pour la fourniture d'électricité conclus aux termes des dispositions des articles 17 et 18 avec un client éligible du réseau d'un autre État membre ne peuvent être interdits, si le client est considéré comme éligible dans les deux réseaux concernés;

b) dans les cas où les opérations visées au point a) sont refusées du fait que le client n'est éligible que dans l'un des deux réseaux, la Commission peut obliger, compte tenu de la situation du marché et de l'intérêt commun, la partie refusante à exécuter la fourniture d'électricité réclamée à la demande de l'État membre sur le territoire duquel le client éligible est établi.

Parallèlement à la procédure et au calendrier prévus à l'article 26, et au plus tard après la moitié de la période prévue audit article, la Commission revoit l'application du premier alinéa point b) sur la base de l'évolution du marché, en tenant compte de l'intérêt commun. À la lumière de l'expérience acquise, la Commission évalue la situation et présente un rapport sur un déséquilibre éventuel dans l'ouverture des marchés de l'électricité au regard du présent paragraphe.

Article 20

1. Les États membres prennent les mesures nécessaires pour permettre:

i) aux producteurs indépendants et aux autoproducteurs de négocier un accès au réseau pour approvisionner leurs propres établissements et filiales établis dans le même État membre ou dans un autre État membre, au moyen du réseau interconnecté;

ii) aux producteurs extérieurs au territoire couvert par le réseau de conclure un contrat de fourniture qui ferait suite à un appel d'offres pour de nouvelles capacités de production et d'avoir un accès au réseau pour exécuter ce contrat.

2. Les États membres veillent à ce que les parties négocient de bonne foi et qu'aucune d'entre elles n'abuse de sa position de négociation en entravant la bonne fin des négociations.

3. Les États membres désignent une autorité compétente, qui doit être indépendante des parties, pour régler les litiges relatifs aux contrats et aux négociations en question. Cette autorité doit notamment régler les litiges concernant les contrats, les négociations et le refus de l'accès et d'achat.

4. En cas de litige transfrontalier, l'autorité de règlement du litige sera l'autorité de règlement des litiges couvrant le réseau de l'acheteur unique ou du gestionnaire de réseau qui refuse l'utilisation du réseau ou l'accès à celui-ci.

5. Le recours à cette autorité se fait sans préjudice de l'exercice des voies de recours du droit communautaire.

Article 21

1. Les États membres prennent des mesures selon les formules et les droits visés aux articles 17 et 18 pour permettre:

- à tous les producteurs d'électricité et à toutes les entreprises de fourniture d'électricité, lorsque les États membres en autorisent l'existence, établis sur leur territoire d'approvisionner par une ligne directe leurs propres établissements, filiales et clients éligibles;
- à tout client éligible établi sur leur territoire d'être approvisionné en électricité par une ligne directe par un producteur et des entreprises de fourniture, lorsque de tels fournisseurs sont autorisés par les États membres.

2. Les États membres fixent les critères relatifs à l'octroi des autorisations de construction de lignes directes sur leur territoire. Ces critères doivent être objectifs et non discriminatoires.

3. Les possibilités de fourniture d'électricité par ligne directe visées au paragraphe 1 n'affectent pas la possibilité de conclure des contrats de fourniture d'électricité, conformément aux articles 17 et 18.

4. Les États membres peuvent subordonner l'autorisation de construire une ligne directe soit à un refus d'accès aux réseaux sur la base, selon le cas, de l'article 17 paragraphe 5 ou de l'article 18 paragraphe 4, soit à l'ouverture d'une procédure de règlement des litiges conformément à l'article 20.

5. Les États membres peuvent refuser l'autorisation d'une ligne directe, si l'octroi d'une telle autorisation va à l'encontre des dispositions de l'article 3. Le refus doit être dûment motivé et justifié.

Article 22

Les États membres créent des mécanismes appropriés et efficaces de régulation, de contrôle et de transparence afin d'éviter tout abus de position dominante, au détriment notamment des consommateurs, et tout comportement prédateur. Ces mécanismes tiennent compte des dispositions du traité, et plus particulièrement de son article 86.

CHAPITRE VIII

Dispositions finales

Article 23

En cas de crise soudaine sur le marché de l'énergie et de menace pour la sécurité physique ou la sûreté des personnes, des appareils ou des installations, ou encore l'intégrité du réseau, un État membre peut prendre temporairement les mesures de sauvegarde nécessaires.

Ces mesures doivent provoquer le moins de perturbations possibles pour le fonctionnement du marché intérieur et ne doivent pas excéder la portée strictement indispensable pour remédier aux difficultés soudaines qui se sont manifestées.

L'État membre en question notifie immédiatement ces mesures aux autres États membres et à la Commission, qui peut décider qu'il doit les modifier ou les supprimer, dans la mesure où elles provoquent des distorsions de concurrence et perturbent les échanges d'une manière incompatible avec l'intérêt commun.

Article 24

1. Les États membres où des engagements ou des garanties d'exploitation, accordés avant l'entrée en vigueur de la présente directive, risquent de ne pas pouvoir être honorés en raison des dispositions de la présente directive pourront demander à bénéficier d'un régime transitoire; celui-ci pourra leur être accordé par la Commission, en tenant compte, entre autres, de la taille et du niveau d'interconnexion du réseau concerné, ainsi que de la structure de son industrie de l'électricité. La Commission informe les États membres de ces demandes avant de prendre une décision, dans le respect de la confidentialité. Cette décision est publiée au Journal officiel des Communautés européennes.

2. Le régime transitoire est limité dans le temps et il est lié à l'expiration des engagements ou des garanties mentionnés au paragraphe 1. Le régime transitoire peut comporter des dérogations aux chapitres IV, VI et VII de la présente directive. Les demandes de régime transitoire doivent être notifiées à la Commission au plus tard un an après l'entrée en vigueur de la présente directive.

3. Les États membres qui, après l'entrée en vigueur de la présente directive, peuvent prouver que des problèmes importants se posent pour l'exploitation de leurs petits réseaux isolés peuvent demander à bénéficier de dérogations aux dispositions pertinentes des chapitres IV, V, VI et VII, qui pourront leur être accordées par la Commission. Celle-ci informe les États membres de ces demandes avant de prendre une décision dans le respect de la confidentialité. Cette décision est publiée au Journal officiel des Communautés européennes. Le présent paragraphe est aussi applicable au Luxembourg.

Article 25

1. La Commission présente au Conseil et au Parlement européen, avant la fin de la première année suivant l'entrée en vigueur de la présente directive, un rapport sur les mesures d'harmonisation nécessaires non liées aux dispositions de la présente directive. Le cas échéant, la Commission joint à ce rapport toute proposition d'harmonisation nécessaire au bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité.

2. Le Conseil et le Parlement européen se prononcent sur lesdites propositions dans un délai de deux ans à compter de la présentation de celles-ci.

Article 26

La Commission réexamine l'application de la présente directive et soumet un rapport sur l'expérience acquise dans le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité et l'application des règles générales mentionnées à l'article 3, cela afin de permettre au Parlement européen et au Conseil, à la lumière de l'expérience acquise, d'examiner, en temps utile, la possibilité d'une nouvelle ouverture du marché, qui deviendrait effective neuf ans après l'entrée en vigueur de la présente directive, en tenant compte de la coexistence des systèmes visés aux articles 17 et 18.

Article 27

1. Les États membres mettent en vigueur les dispositions législatives, réglementaires et administratives nécessaires pour se conformer à la présente directive au plus tard le 19 février 1999. Ils en informent immédiatement la Commission.

2. En raison des spécificités techniques de leur réseau d'électricité, la Belgique, la Grèce et l'Irlande peuvent disposer d'un délai supplémentaire, respectivement d'un an, de deux ans et d'un an, pour mettre en application les obligations résultant de la présente directive. Lorsqu'ils ont recours à cette option, ces États membres en informent la Commission.

3. Lorsque les États membres adoptent ces dispositions, celles-ci contiennent une référence à la présente directive ou sont accompagnées d'une telle référence lors de leur publication officielle. Les modalités de cette référence sont arrêtées par les États membres.

Article 28

La présente directive entre en vigueur le vingtième jour suivant celui de sa publication au Journal officiel des Communautés européennes.

Article 29

Les États membres sont destinataires de la présente directive.

Fait à Bruxelles, le 19 décembre 1996.

Par le Parlement européen

Le président

K. HÄNSCH

Par le Conseil

Le président

S. BARRETT

(1) JO n° C 65 du 14. 3. 1992, p. 4, et JO n° C 123 du 4. 5. 1994, p. 1.

(2) JO n° C 73 du 15. 3. 1993, p. 31.

(3) Avis du Parlement européen du 17 novembre 1993 (JO n° C 329 du 6. 12. 1993, p. 150), position commune du Conseil du 25 juillet 1996 (JO n° C 315 du 24. 10. 1996, p. 18) et décision du

Parlement européen du 11 décembre 1996 (non encore parue au Journal officiel). Décision du Conseil du 19 décembre 1996.

(4) JO n° L 313 du 13. 11. 1990, p. 30. Directive modifiée en dernier lieu par la décision de la Commission 95/162/CE (JO n° L 107 du 12. 5. 1995, p. 53).

(5) JO n° L 185 du 17. 7. 1990, p. 16. Directive modifiée en dernier lieu par la directive 93/87/CEE de la Commission (JO n° L 277 du 10. 11. 1993, p. 32).

(6) JO n° L 161 du 29. 6. 1996, p. 147.

(7) JO n° L 109 du 26. 4. 1983, p. 8. Directive modifiée en dernier lieu par l'acte d'adhésion de 1994.

(8) JO n° L 222 du 14. 8. 1978, p. 11. Directive modifiée en dernier lieu par l'acte d'adhésion de 1994.

(9) JO n° L 193 du 18. 7. 1983, p. 1. Directive modifiée en dernier lieu par l'acte d'adhésion de 1994.

(10) JO n° L 197 du 18. 7. 1987, p. 33.

ANNEXE 5

**PROJET DE LOI ADOPTÉ PAR L'ASSEMBLÉE NATIONALE EN PREMIÈRE
LECTURE, APRÈS DÉCLARATION D'URGENCE,**

relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

2 mars 1999

TITRE Ier

LE SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ

Article 1er

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 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 des énergies.

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

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 contribuent à la réalisation de ces objectifs. Les charges qui en découlent, notamment celles résultant des articles 8 et 10 de la présente loi, font l'objet d'une compensation 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, en sa qualité de gestionnaire du réseau public de transport et de réseaux publics de distribution, ainsi que les collectivités concédantes de la distribution publique d'électricité agissant dans le cadre de l'article 36 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, 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, en leur qualité de gestionnaires de réseaux publics de distribution. Ils accomplissent cette mission conformément aux dispositions des titres III et IV de la présente loi et, s'agissant des réseaux 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 résultant de cette mission font l'objet d'un financement dans les conditions prévues au II de l'article 5 en matière d'exploitation des réseaux.

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, de la garantie de maintien temporaire de la fourniture d'énergie instituée par l'article 43-5 de la loi n° 88-1088 du 1er décembre 1988 relative au revenu minimum d'insertion et du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité par l'article 43-6 de la même loi, et en favorisant la maîtrise de la demande d'électricité. Cette fourniture d'électricité s'effectue 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.

Pour garantir le droit à l'électricité, la mission d'aide à la fourniture d'énergie aux personnes en situation de précarité mentionnée ci-dessus est élargie pour permettre à ces personnes de bénéficier, en fonction de leur situation particulière et pour une durée adaptée, du dispositif prévu aux articles 43-5 et 43-6 de la loi n° 88-1088 du 1er décembre 1988 précitée.

Un décret définira les modalités de cette aide, notamment les critères nationaux d'attribution à respecter par les conventions départementales en fonction des revenus et des besoins effectifs des familles et des personnes visées à l'article 43-5 de la loi n° 88-1088 du 1er décembre 1988 précitée;

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 et, 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°. Ils accomplissent cette mission 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. Les charges résultant de la mission de cohésion sociale sont réparties entre les organismes de distribution dans les conditions prévues au II de l'article 5 de la présente loi.

Electricité de France assure la mission mentionnée au 2°, ainsi que les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée s'ils disposent des capacités de production nécessaires, en concluant des contrats de secours dont les conditions financières assurent la couverture de la totalité des coûts supportés par Electricité de France et les distributeurs non nationalisés. Lorsque la fourniture d'électricité de secours est effectuée à partir du réseau public 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. Dans tous les cas, la décision de refus est motivée et notifiée au demandeur.

Electricité de France et les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée assurent la mission mentionnée au 3° 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. 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.

Article 3

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 et la Commission de Régulation de l'Electricité 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.

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'Electricité 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 et de la Commission de Régulation de l'Electricité, 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 est 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'Electricité 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, tout avis ou proposition dans les domaines précités.

Un Observatoire national du service public de l'électricité est créé auprès du Conseil économique et social, en vue d'examiner les conditions de mise en oeuvre du service public. Il peut donner un avis et formuler des propositions sur toute question relative à son objet, et rend ses avis et propositions publics, notamment en ce qui concerne la tarification du service public et l'application des dispositions du 1° du III de l'article 2 en matière de cohésion sociale. Il peut mener des enquêtes d'opinion auprès des clients non éligibles. Il s'enquiert des avis exprimés par les autres organismes mentionnés dans cet article.

Il est composé de représentants des clients domestiques, des clients professionnels non éligibles, des organisations syndicales représentatives, d'Electricité de France et des autres opérateurs d'électricité, 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.

Dans chaque région, un observatoire régional du service public de l'électricité est créé auprès des conseils économiques et sociaux. Cet observatoire examine les conditions de mise en oeuvre du service public et transmet ses avis et remarques au préfet de région, au conseil régional et au Conseil supérieur de l'électricité et du gaz.

Il est composé de représentants des usagers domestiques, des usagers professionnels, des organisations syndicales représentatives, d'Electricité de France et des autres opérateurs d'électricité et d'élus locaux et territoriaux.

Un décret fixe la composition et le fonctionnement des observatoires.

Article 4

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.

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.

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.

Les tarifs de vente de l'électricité aux clients non éligibles traduisent les coûts de revient supportés par Electricité de France au titre de ces usagers, en y intégrant notamment les dépenses de développement du service public pour ces usagers, et en évitant les subventions en faveur des clients 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».

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 et en fonction des coûts liés à ces fournitures; les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution dus par les utilisateurs sont calculés de manière non discriminatoire à partir de l'ensemble des coûts de ces réseaux.

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'Electricité 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.

Article 5

I. - Les charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité font l'objet d'une compensation dans les conditions ci-après.

Ces charges comprennent :

1° Les surcoûts qui peuvent résulter des contrats issus des appels d'offres prévus à l'article 8 ou de l'obligation d'achat prévue à l'article 10 de la présente loi, par référence aux coûts d'investissement et d'exploitation évités à Electricité de France;

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;

3° (nouveau) Les surcoûts des recherches et du 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.

Ces charges sont calculées sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par les opérateurs qui les supportent. Cette comptabilité est contrôlée à leurs frais par un organisme indépendant agréé par la Commission de Régulation de l'Electricité. Les Ministres chargés de l'économie et de l'énergie arrêtent le montant des charges sur proposition de la Commission de Régulation de l'Electricité.

La compensation de ces charges est assurée par un fonds du service public de la production d'électricité, géré par la Caisse des dépôts et consignations dans un compte spécifique. Les frais de gestion exposés par la caisse sont imputés sur le fonds.

Le fonds est alimenté par des contributions dues par les producteurs ou leurs filiales et par les organismes de distribution, lorsque ces différents opérateurs livrent à des clients finals installés sur le territoire national, par les producteurs d'électricité produisant pour leur propre usage pour une puissance supérieure à un seuil fixé par décret, ainsi que par les clients finals importateurs d'électricité ou qui effectuent des acquisitions intracommunautaires d'électricité. Les installations de production d'électricité d'une puissance installée inférieure ou égale à 3 mégawatts sont dispensées de contribution au fonds.

Le montant des contributions supportées par les redevables mentionnés ci-dessus est calculé au prorata du nombre de kilowattheures livrés à des clients finals établis sur le territoire national ou produits par les autoproducteurs pour leur propre usage. Les charges visées aux 1° à 3° supportées directement par les redevables sont déduites du montant de leurs contributions brutes; seules sont versées au fonds les contributions nettes.

Le fonds verse aux opérateurs qui supportent les charges visées aux 1° à 3° ci-dessus une contribution financière nette destinée à couvrir ces charges. Le montant des contributions nettes que les redevables et les opérateurs versent ou reçoivent est arrêté par les Ministres chargés de l'économie, du budget et de l'énergie, sur proposition de la Commission de Régulation de l'Electricité.

Les contributions sont recouvrées par la Caisse des dépôts et consignations selon les modalités prévues pour les créances de cet établissement. Lorsque le montant des contributions ne correspond pas au montant des charges de l'année, la régularisation intervient l'année suivante. Si les sommes dues ne sont pas recouvrées dans un délai d'un an, elles sont

imputées sur le fonds au cours de l'année suivante. Les frais de gestion justifiés par la caisse sont arrêtés par les Ministres chargés de l'économie et de l'énergie et sont imputés sur le fonds.

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 et au 1° du III de l'article 2 en matière de cohésion sociale 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 de leurs réseaux 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° La participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de pauvreté ou de précarité;

3° (nouveau) La participation, dans le cadre de la contribution à la sécurité publique, aux moyens mis en oeuvre dans les quartiers en difficulté pour renforcer la présence du service public et contribuer à la médiation sociale.

III. - En cas de défaillance de paiement par un redevable des charges 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 39 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 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 est inférieure ou égale à 3 mégawatts sont réputées autorisées sur simple déclaration préalable adressée au Ministre chargé de l'énergie.

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 qui changent leur source d'énergie primaire. 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.

Le dépôt d'une demande d'autorisation d'exploiter une nouvelle installation de production doit être précédé, dans un délai d'au moins deux mois, par une déclaration d'intention auprès du Ministre chargé de l'énergie. Cette déclaration doit préciser les capacités de production, la source d'énergie primaire, la technique de production et la localisation de l'installation projetée. Le Ministre chargé de l'énergie procède à la publication officielle de ces informations afin d'assurer une parfaite transparence dans la mise en oeuvre de la programmation pluriannuelle des investissements.

III. - En cas de crise grave sur le marché de l'énergie, de menace pour la sécurité 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 celles-ci 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.

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 (nouveau). - Les producteurs autorisés au titre du présent article sont réputés autorisés à consommer l'électricité ainsi produite pour leur propre usage.

Article 8

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.

Le Ministre chargé de l'énergie définit les conditions de l'appel d'offres que met en oeuvre la Commission de Régulation de l'Electricité sur la base d'un cahier des charges détaillé.

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.

Le Ministre chargé de l'énergie, après avoir recueilli l'avis de la Commission de Régulation de l'Electricité, désigne le ou les candidats retenus à la suite de l'appel d'offres. Il délivre les autorisations prévues à l'article 7. Il peut toutefois ne pas donner suite à l'appel d'offres.

Lorsque le candidat retenu n'est pas Electricité de France, Electricité de France est tenu 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.

Electricité de France préserve 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. La liste des informations concernées est déterminée par décret en Conseil d'Etat. Est puni de 100 000 F d'amende le fait, pour toute personne dépositaire des informations précitées, de communiquer sciemment lesdites informations, sous quelque forme que ce soit, à toute personne tierce à ce service.

Article 9

I. - Les critères d'octroi de l'autorisation mentionnée à l'article 7 peuvent porter 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 conditions 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 qui peuvent être requis par d'autres législations.

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

Article 10

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 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, si les producteurs intéressés en font la demande, un contrat pour l'achat de l'énergie électrique 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 de ces installations doit être en rapport avec la taille du réseau existant ou à créer;

2° Dans la limite d'une puissance de 12 mégawatts par installation, les installations qui utilisent des énergies renouvelables ou qui mettent en oeuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telles que la cogénération, lorsque ces installations ne peuvent trouver des clients éligibles dans des conditions économiques raisonnables au regard du degré d'ouverture du marché national de l'électricité. Un décret en Conseil d'Etat fixe, par catégorie d'installations, les limites de puissance des installations qui peuvent bénéficier de cette obligation d'achat. 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'Electricité, les conditions d'achat de l'énergie ainsi produite.

Sous réserve du maintien des contrats en cours et des dispositions de l'article 48, 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 d'achat conclus par Electricité de France assurent des tarifs d'achat traduisant les dépenses d'investissement et d'exploitation évitées par Electricité de France. Les conditions d'achat feront l'objet d'une révision périodique afin de tenir compte de l'évolution des dépenses évitées et des conditions de marché.

Article 11

I. - Le chapitre IV du titre II du livre II de la deuxième partie du code général des collectivités territoriales est complété par une section 6 intitulée : «Distribution et production d'électricité » dans laquelle sont insérés deux articles L. 2224-32 et L. 2224-33 ainsi rédigés :

« Art. L. 2224-32. - Sous réserve de l'autorisation prévue à l'article 7 de la loi n° 00-0000 du 00-0000 précitée et dans la mesure où l'électricité produite n'est pas destinée à l'alimentation de clients éligibles, les communes et les établissements publics de coopération dont elles sont membres peuvent, outre les possibilités ouvertes par le douzième alinéa de l'article 8 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, exploiter sur leur territoire toute nouvelle installation hydroélectrique d'une puissance maximale de 8 000 kVA (puissance maximale des machines électrogènes susceptibles de fonctionner simultanément), toute nouvelle installation utilisant les autres énergies renouvelables, toute nouvelle installation de valorisation énergétique des déchets ménagers ou assimilés mentionnés aux articles L. 2224-13 et L. 2224-14 du présent code, ou toute nouvelle installation de cogénération ou de récupération d'énergie provenant d'installations visant l'alimentation d'un réseau de chaleur dans les conditions fixées par le dixième alinéa (6°) de l'article 8 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée aux conditions que ces nouvelles installations se traduisent par une réelle économie d'énergie et un progrès en matière de réduction des pollutions atmosphériques.

« Les dispositions de l'alinéa précédent s'appliquent sans préjudice du maintien des activités de production existantes à la date de publication de la loi n° 00-0000 du 00-0000 précitée, en application notamment de l'article 23 de la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique.

« Pour les installations mentionnées au présent article entrant dans le champ d'application de l'article 10 de la loi n° 00-0000 du 00-0000 précitée, les communes et les établissements publics de coopération dont elles sont membres peuvent bénéficier de l'obligation d'achat de l'électricité produite dans les conditions prévues à cet article.

« Art. L. 2224-33. - Dans le cadre du service public de la distribution d'électricité, et sous réserve de l'autorisation prévue à l'article 7 de la loi n° 00-0000 du 00-0000 précitée, les communes et les établissements publics de coopération dont elles sont membres peuvent aménager, exploiter ou faire exploiter par leur concessionnaire du service public de la distribution d'électricité toute installation de production d'électricité de proximité d'une puissance inférieure à un seuil fixé par décret, lorsque cette installation est de nature à éviter, dans de bonnes conditions économiques, de qualité et de sûreté de l'alimentation électrique, l'extension ou le renforcement des réseaux publics de distribution d'électricité relevant de leur compétence. »

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.

Article 12

Supprimé

TITRE III

LE TRANSPORT ET LA DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Chapitre Ier

Le transport d'électricité

Article 13

Au sein d'Electricité de France, le service gestionnaire du réseau public de transport d'électricité exerce ses missions dans des conditions fixées par un cahier des charges de concession approuvé par décret en Conseil d'Etat, après avis de la Commission de Régulation de l'Electricité.

Le service gestionnaire du réseau public de transport est indépendant, sur le plan de la gestion, des autres activités d'Electricité de France.

Pour la désignation de son directeur, le président d'Electricité de France propose trois candidats au Ministre chargé de l'énergie. Celui-ci nomme un de ces candidats au poste de directeur pour six ans, après avis de la Commission de Régulation de l'Electricité. Il ne peut être mis fin de manière anticipée aux fonctions de directeur que, dans l'intérêt du service, par arrêté du Ministre chargé de l'énergie, après avis de la Commission de Régulation de l'Electricité. Il rend compte de ses activités, notamment du bilan prévisionnel mentionné à l'article 6 de la présente loi, devant la Commission de Régulation de l'Electricité. Sous cette réserve, il est tenu à la confidentialité sur le contenu du bilan prévu à l'article 6, sauf décision contraire, motivée, du Ministre destinataire. Il veille au caractère non discriminatoire des décisions prises pour l'exécution des missions prévues aux articles 2, 14, 15 et 23.

Le directeur du service gestionnaire du réseau public de transport ne peut être membre du conseil d'administration d'Electricité de France.

Il est consulté préalablement à toute décision touchant la carrière d'un agent affecté dans le service gestionnaire du réseau public de transport. Les agents affectés dans ce service ne peuvent recevoir d'instructions que du directeur de ce service ou d'un agent placé sous son autorité.

Au sein d'Electricité de France, le service gestionnaire du réseau public de transport dispose d'un budget qui lui est propre. Le budget et les comptes sont communiqués à la Commission de Régulation de l'Electricité. Cette dernière en assure la communication à toute personne en faisant la demande.

Le directeur du service gestionnaire du réseau public de transport est seul responsable de la gestion de ce service et dispose, à ce titre, du pouvoir d'engager les dépenses liées à son fonctionnement et à l'accomplissement de ses missions.

Article 14

Le service gestionnaire du réseau public de transport exerce sa mission conformément aux principes du service public énoncés dans les articles 1er et 2.

Le service 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.

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'Electricité.

Il tient compte des schémas de services régionaux de l'énergie.

Afin d'assurer la sécurité 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.

Article 15

I. - Pour assurer techniquement l'accès au réseau public de transport, prévu à l'article 23, le service gestionnaire du réseau met en oeuvre les programmes d'appel, d'approvisionnement et de consommation 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, de manière à satisfaire les programmes de consommation et d'approvisionnement de leurs clients. 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, de manière à satisfaire les programmes de consommation des clients. 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 de consommation sont établis par les consommateurs finals mentionnés au I de l'article 22. Ces programmes portent sur les quantités d'électricité qu'il est prévu de leur livrer au cours de la journée suivante.

Les programmes d'appel, d'approvisionnement et de consommation sont soumis au service gestionnaire du réseau public de transport qui s'assure de leur équilibre avant leur mise en oeuvre.

La durée des contrats doit être compatible avec l'équilibre global du réseau public de transport et de distribution.

II. - Le service gestionnaire du réseau public de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sécurité 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 service gestionnaire du réseau public de transport peut modifier les programmes d'appel. 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.

III. - Le service 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 peut conclure les contrats d'achat d'électricité nécessaires avec les producteurs et les fournisseurs. Lorsque le fournisseur est Electricité de France, des protocoles règlent leurs relations dans les domaines technique et financier. Pour couvrir ses besoins à court terme, le service 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.

IV. - Le service 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

Le service 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 puni de 100 000 F d'amende le fait, pour toute personne dépositaire des informations précitées et appartenant au service gestionnaire du réseau public de transport, de communiquer sciemment lesdites informations, sous quelque forme que ce soit, à toute personne étrangère à ce service. Ces dispositions ne s'appliquent pas à la communication 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.

Chapitre II

La distribution d'électricité

Article 17

Il est inséré, dans la section 6 du chapitre IV du titre II du livre II de la deuxième partie du code général des collectivités territoriales, deux articles L. 2224-31 et L. 2224-34 ainsi

rédigés :

« Art. L. 2224-31. - I. - Sans préjudice des dispositions de l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, les collectivités territoriales ou leurs établissements publics de coopération, en tant qu'autorités concédantes de la distribution publique d'électricité en application de l'article 6 de la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie et de l'article 36 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, négocient et passent les contrats de concession, et exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par les cahiers des charges de ces concessions.

« Les autorités concédantes précitées assurent le contrôle et l'inspection technique des réseaux publics de distribution d'électricité. A cette fin, elles désignent un agent du contrôle distinct du gestionnaire du réseau public de distribution.

« En application des dispositions du quatrième alinéa de l'article 36 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, les collectivités et établissements précités peuvent assurer la maîtrise d'ouvrage des travaux de développement des réseaux publics de distribution d'énergie électrique.

« II. - Pour assurer le respect des principes et conditions énoncés à l'article 1er de la loi n° 00-0000 du 00-0000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, des décrets en Conseil d'Etat fixent le cadre général des procédures et prescriptions particulières applicables aux cahiers des charges des concessions et aux règlements de service des régies. Ces décrets fixent les règles techniques destinées à répondre aux objectifs de sécurité, les indicateurs de performances techniques destinés à répondre aux objectifs de qualité de l'électricité livrée, les normes en matière d'insertion paysagère des réseaux publics de distribution destinées à répondre aux objectifs de protection de l'environnement, les conditions dans lesquelles les collectivités concédantes peuvent faire prendre en charge par leur concessionnaire des opérations de maîtrise de la demande d'électricité, ainsi que les conditions financières des concessions en matière de redevances et de pénalités. »

« Art. L. 2224-34. - Afin de répondre aux objectifs fixés au titre Ier de la loi n° 00-0000 du 00-0000 précitée, les collectivités territoriales ou les établissements publics de coopération compétents en matière de distribution publique d'électricité peuvent réaliser ou faire réaliser dans le cadre des dispositions de l'article L. 2224-31 des actions tendant à maîtriser la demande d'électricité des consommateurs domestiques.

« Ils peuvent notamment apporter leur aide à des consommateurs domestiques en prenant en charge, en tout ou partie, des travaux d'isolation, de régulation thermique ou de régulation de la consommation d'électricité, ou l'acquisition d'équipements domestiques à faible consommation. Ces aides font l'objet de conventions avec les bénéficiaires.

« Un décret en Conseil d'Etat fixe les modalités d'application du présent article. »

Article 18

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, 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.

Afin d'assurer la sécurité 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 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.

Article 19

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

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

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 puni de 100000 F d'amende le fait, pour toute personne dépositaire des informations précitées et appartenant à un service gestionnaire de réseau public de distribution, de communiquer sciemment lesdites informations, sous quelque forme que ce soit, à toute personne étrangère à ce service. 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.

Les collectivités territoriales concédantes doivent pouvoir bénéficier des informations, de la part des gestionnaires de réseau public de distribution, d'ordre économique et commercial.

Chapitre III

Sécurité des réseaux

Article 21

En cas d'atteinte grave et immédiate à la sécurité des réseaux publics de transport et de distribution et à la qualité de leur fonctionnement, et sans préjudice des pouvoirs reconnus aux gestionnaires de réseaux par les articles 14, 15, 18 et 19, le Ministre chargé de l'énergie peut d'office ou sur proposition de la Commission de Régulation de l'Electricité ordonner les mesures conservatoires nécessaires.

TITRE IV

L'ACCÈS AUX RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ

Article 22

I. - Un consommateur final 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 peut être modulé, pour limiter les distorsions de concurrence entre entreprises d'un même secteur économique, en prenant en compte la part de la consommation d'électricité dans les consommations intermédiaires de ce secteur. Ces seuils sont définis de manière à permettre une ouverture du marché national de l'électricité limitée à la part communautaire moyenne qui définit le degré d'ouverture du marché communautaire, déterminée chaque année par la Commission des Communautés européennes et publiée au Journal officiel des Communautés européennes. Ce même décret détermine la procédure de reconnaissance de l'éligibilité et les modalités d'application de ces seuils en fonction des variations des consommations annuelles d'électricité.

Pour l'application du présent I aux entreprises exploitant des services de transport ferroviaire, leur éligibilité est fonction de leur 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 producteurs autorisés en application de l'article 7, autres que les collectivités territoriales ou les établissements publics de coopération dont elles sont membres, qui, afin de compléter leur offre, concluent des contrats d'approvisionnement avec des producteurs et des fournisseurs autorisés installés 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;

- 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 situés dans leur zone de desserte;

- 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.

Le cadre contractuel dans lequel s'effectue la fourniture d'électricité ne peut avoir une durée inférieure à trois ans.

IV. - Les producteurs visés au II du présent article ou les filiales qu'ils contrôlent majoritairement qui, afin de compléter leur offre, achètent pour revente aux clients éligibles doivent, pour exercer cette activité, obtenir une autorisation délivrée pour une durée déterminée par le Ministre chargé de l'énergie après avis de la Commission de Régulation de l'Electricité. Les volumes d'électricité annuels achetés par un producteur ou les filiales qu'il contrôle majoritairement pour les revendre aux clients éligibles ne peuvent excéder un seuil fixé par décret en proportion de leur production annuelle.

L'autorisation peut être refusée ou retirée pour des motifs portant sur les capacités techniques, économiques ou financières du demandeur, de manière à prendre en compte la sécurité et la sûreté des réseaux publics d'électricité, des installations et des équipements associés et la compatibilité avec les missions de service public.

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

V (nouveau). - Le Ministre chargé de l'énergie établit et rend publiques la liste des clients éligibles et celle des producteurs qui achètent pour revente aux clients éligibles.

Article 23

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 installé 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 et d'utilisation des réseaux et 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'Electricité.

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'Electricité. Les critères de refus sont objectifs, non discriminatoires et publiés et ne peuvent être fondés que sur des motifs techniques tenant à l'intégrité et la sécurité des réseaux.

Dans les mêmes conditions, un droit d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution est également garanti à une collectivité territoriale pour permettre l'approvisionnement, à partir des installations de production, des établissements publics locaux dont elle

assure la gestion directe et des structures qui dépendent majoritairement de cette collectivité territoriale afin d'en accomplir ses compétences.

Un décret en Conseil d'Etat précise, en tant que de besoin, les modalités d'application du présent article.

Article 24

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, 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 sont situés ses ouvrages 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'Electricité 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. Le refus doit être motivé et justifié.

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 dix-huit mois consécutifs. Cette dépose doit être effectuée dans le délai de trois mois à compter de l'expiration de cette période de dix-huit mois.

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

Electricité de France, les distributeurs non nationalisés visés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée et la Compagnie nationale du Rhône tiennent, dans leur comptabilité interne des comptes séparés au titre, respectivement, de la production, du transport, de la distribution d'électricité, et de l'ensemble de leurs autres activités.

Ils font figurer, dans l'annexe de leurs comptes annuels et, le cas échéant, celle de leurs comptes consolidés, un bilan et un compte de résultat pour chaque activité dans le domaine de l'électricité, mentionnée au premier alinéa et, le cas échéant, pour l'ensemble des autres activités. Ils établissent également, pour chacune de ces activités, un bilan social.

Ils précisent, dans l'annexe de leurs comptes annuels et celle de leurs comptes consolidés, les règles d'imputation des postes d'actif et de passif et des charges et produits qu'ils appliquent pour établir ces comptes séparés, ainsi que le périmètre de chacune des activités séparées. Les modifications de ces périmètres et de ces règles doivent être indiquées dans l'annexe et doivent être dûment motivées.

Les comptes mentionnés aux deuxième et troisième alinéas sont publiés dans les mêmes conditions que les comptes annuels et consolidés. Les opérateurs mentionnés au premier alinéa auxquels la loi ou les règlements n'imposent pas de publier leurs comptes annuels ou, le cas échéant, leurs comptes consolidés tiennent un exemplaire de ces comptes séparés, accompagné des règles d'imputation visées au troisième alinéa, à la disposition du public.

Les principes déterminant les relations financières entre les différentes activités faisant l'objet d'une séparation comptable sont définis de manière à éviter les discriminations, les subventions croisées et les distorsions de concurrence. Ces principes, et les périmètres de chacune des activités séparées prévus au troisième alinéa du présent article, sont approuvés par la Commission de Régulation de l'Electricité, après avis du Conseil de la concurrence.

Article 26

Sont également soumises aux obligations prévues à l'article 25 de la présente loi, les sociétés autres que celles mentionnées audit article, qui exercent une activité dans le secteur de l'électricité et d'autres activités en dehors de ce secteur.

Les Ministres chargés de l'économie et de l'énergie fixent par arrêté conjoint le chiffre d'affaires annuel dans le secteur de l'électricité à partir duquel les obligations prévues ci-dessus s'appliquent.

Lorsque certaines de ces sociétés disposent, dans un secteur d'activité autre que celui de l'électricité, d'un monopole ou d'une position dominante appréciée après avis du Conseil de la concurrence, les Ministres leur imposent, dans l'intérêt d'un bon exercice de la concurrence, de filialiser leur activité dans le secteur de l'électricité.

Article 27

Pour l'application de la présente loi, et en particulier de ses articles 4, 5, 25, 26, 42, 44 et 46, les Ministres chargés de l'économie et de l'énergie ainsi que la Commission de Régulation de l'Electricité ont, dans des conditions définies par décret, le droit d'accès à la comptabilité des entreprises exerçant une activité dans le secteur de l'électricité ainsi qu'aux informations financières et sociales nécessaires à leur mission de contrôle.

TITRE VI

LA RÉGULATION

Article 28

La Commission de Régulation de l'Electricité comprend six membres nommés pour une durée de six ans en raison de leur qualification dans les domaines juridique, économique et technique. Trois membres, dont le président, sont nommés par décret. Les trois autres sont nommés, respectivement, par le président de l'Assemblée nationale, le président du Sénat et 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'Electricité 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'Electricité est incompatible avec

toute activité professionnelle, tout mandat électif communal, départemental, régional, national ou européen, tout emploi public et toute détention, directe ou indirecte, d'intérêts dans une entreprise du secteur de l'énergie ou dans une ou des entreprises éligibles définies à l'article 22. Les membres de la commission ne peuvent être membres du Conseil économique et social.

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.

Article 29

Un commissaire du Gouvernement auprès de la Commission de Régulation de l'Electricité, nommé par le Ministre chargé de l'énergie, fait connaître les analyses du Gouvernement, en particulier en ce qui concerne la politique énergétique. 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 des réseaux de transport et de distribution de l'électricité ou entrant dans les compétences de la commission. L'examen de cette question ne peut être refusé.

Article 30

La Commission de Régulation de l'Electricité dispose de services qui sont placés sous l'autorité du président.

La commission établit un règlement intérieur.

La commission peut employer des fonctionnaires en position de détachement et recruter des agents contractuels.

La commission propose au Ministre chargé de l'énergie, lors de l'élaboration du projet de loi de finances, les crédits nécessaires à l'accomplissement de ses missions. Ces crédits sont inscrits au budget général de l'Etat. Les dispositions de la loi du 10 août 1922 relative à l'organisation du contrôle des dépenses engagées ne sont pas applicables à leur gestion. Le président de la commission est ordonnateur des dépenses. La commission est soumise au contrôle de la Cour des comptes.

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

Article 31

La Commission de Régulation de l'Electricité est consultée sur les projets de règlement relatifs à l'accès aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité 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 le domaine de l'électricité. Elle participe, à la demande du Ministre chargé de l'énergie, à la représentation française dans les organisations internationales et communautaires compétentes en ce domaine.

Article 32

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 le Conseil économique et social peuvent entendre les membres de la Commission de Régulation de l'Electricité. Ils peuvent également consulter la commission sur toute question intéressant la régulation du secteur de l'électricité ou la gestion des réseaux de transport et de distribution de l'électricité.

La Commission de Régulation de l'Electricité 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. Ce rapport évalue les effets de ses décisions sur les conditions d'accès aux réseaux publics et l'exécution des missions du service public de l'électricité. Ce rapport 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'Electricité.

La commission peut recueillir l'avis des différents acteurs du secteur de l'électricité sur les sujets les concernant.

La Commission de Régulation de l'Electricité peut consulter les données fournies par l'observatoire de la diversification visé à l'article 42, qui remet annuellement un rapport sur ses observations.

Article 33

Pour l'accomplissement des missions qui lui sont confiées, la Commission de Régulation de l'Electricité peut recueillir toutes les informations nécessaires auprès des Ministres chargés de l'économie et de l'énergie ainsi qu'auprès des opérateurs intervenant sur le marché de l'électricité.

I. - Des fonctionnaires habilités à cet effet par le Ministre chargé de l'économie ou le Ministre chargé de l'énergie peuvent procéder aux enquêtes nécessaires à l'application des dispositions de la présente loi.

Les agents de la Commission de Régulation de l'Electricité 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 laissé aux parties intéressées.

Le Ministre chargé de l'énergie ou la Commission de Régulation de l'Electricité peuvent en outre désigner un expert pour procéder à toute expertise nécessaire.

II. - Les fonctionnaires et agents mentionnés au I du présent article accèdent à toutes les informations utiles détenues par le gestionnaire du réseau public de transport, 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. Ils peuvent pénétrer dans ces lieux entre 8 heures et 20 heures et en dehors de ces heures lorsqu'une activité de production, de distribution ou de fourniture est en cours.

Ces fonctionnaires et agents peuvent exiger la communication des documents comptables et factures, de toute pièce ou document utile, en prendre copie, et recueillir, sur convocation ou sur place, les renseignements et justifications propres à l'accomplissement de leur mission.

III. - Les manquements visés aux articles 38 et 39 sont constatés par les fonctionnaires et agents mentionnés au I.

Ces manquements font l'objet de procès-verbaux qui, ainsi que les sanctions administrative et pécuniaire 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'Electricité. 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 3° de l'article 38.

Article 34

Les membres et agents de la Commission de Régulation de l'Electricité sont tenus au secret professionnel pour les faits, actes et renseignements dont ils ont pu avoir connaissance en raison de leurs fonctions. En particulier, la Commission de Régulation de l'Electricité veille à ce que ne soient pas divulguées les informations recueillies lorsqu'elles sont protégées par un secret visé à l'article 6 de 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'Electricité.

Article 34 bis (nouveau)

I. - La Commission de Régulation de l'Electricité propose :

1° Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, conformément à l'article 4;

2° Le montant des charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité, et le montant des contributions nettes qui s'y rapportent,

conformément au I de l'article 5;

3° Le montant des charges définies à l'article 46 et le montant des contributions nettes qui s'y rapportent.

II. - Elle agréé l'organisme indépendant mentionné au I de l'article 5.

III. - Elle peut proposer au Ministre chargé de l'énergie des mesures conservatoires nécessaires pour assurer la sécurité des réseaux, conformément à l'article 21.

IV. - Elle donne un avis sur :

1° Les tarifs de vente de l'électricité aux clients non éligibles, les plafonds de prix de vente de l'électricité aux clients éligibles dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, les tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés et les tarifs de secours, conformément à l'article 4;

2° L'arrêté ministériel fixant les conditions d'achat de l'énergie produite dans le cadre de l'obligation d'achat prévue à l'article 10;

3° Le cahier des charges de concession du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, conformément à l'article 13;

4° La nomination et la cessation anticipée des fonctions du directeur du gestionnaire du réseau public de transport, conformément à l'article 13;

5° Le schéma de développement du réseau public de transport, conformément à l'article 14;

6° Les refus d'autorisation de construction d'une ligne directe, en application de l'article 24.

V. - Elle est consultée sur les projets de règlement visés à l'article 31.

VI. - Elle met en oeuvre les appels d'offres dans les conditions décidées par le Ministre chargé de l'énergie, conformément à l'article 8.

VII. - Elle reçoit communication :

1° Des rapports annuels d'activité des organismes en charge de la distribution publique d'électricité, en application de l'article 3;

2° Du budget et des comptes du gestionnaire public de transport, conformément à l'article 13;

3° Des contrats et protocoles d'accès aux réseaux de transport et de distribution, conformément à l'article 23.

VIII. - Elle approuve, conformément à l'article 25, les principes déterminant les relations financières entre les différentes activités faisant l'objet d'une séparation comptable, au sein d'une entreprise ou d'un établissement visé aux articles 25 et 26, ainsi que les périmètres des comptes séparés.

IX. - Elle a accès à la comptabilité des entreprises exerçant une activité dans le secteur de l'électricité et aux informations financières et sociales, conformément à l'article 27.

X. - Elle adopte les règlements mentionnés à l'article 35.

XI. - Elle se prononce sur les litiges dont elle est saisie conformément à l'article 36.

XII. - Elle dispose d'un pouvoir d'enquête et de sanction, conformément aux articles 33 et 38.

Article 35

Dans le respect des dispositions législatives et réglementaires, la Commission de Régulation de l'Electricité précise, en tant que de besoin, 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 par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution, en application du III de l'article 15;

6° La détermination, par les opérateurs mentionnés à l'article 25 et ceux visés par l'article 26, des principes déterminant les relations financières entre les activités faisant l'objet d'une séparation comptable, conformément aux articles 25 et 26.

Article 36

I. - En cas de différend entre les gestionnaires et utilisateurs des réseaux publics de transport ou de distribution lié à l'accès auxdits réseaux ou à leur utilisation, notamment en cas de refus d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution ou de désaccord sur la conclusion ou l'exécution des contrats prévus à l'article 23, la Commission de Régulation de l'Electricité peut être saisie par l'une ou l'autre des parties.

La commission se prononce, dans un délai de trois mois pouvant être porté à un an en cas de nécessité et dans des conditions fixés par décret en Conseil d'Etat, après avoir effectué, le cas échéant, une enquête et mis les parties à même de présenter leurs observations. Sa décision est motivée et précise les conditions d'ordre technique et financier de règlement du différend dans lesquelles l'accès ou l'utilisation des réseaux doivent être assurés. Elle est notifiée aux parties et rendue publique sous réserve des secrets protégés par la loi.

En cas d'atteinte grave et immédiate aux règles régissant l'accès aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité 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'Electricité peuvent faire l'objet d'un recours en annulation ou en réformation dans un délai de deux mois à compter de leur notification.

Le recours n'est pas suspensif. Toutefois, le sursis à exécution de la décision peut être ordonné, 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 prises par la Commission de Régulation de l'Electricité 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'Electricité 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 37

Le président de la Commission de Régulation de l'Electricité 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 le secteur de l'électricité. Cette saisine peut être introduite dans le cadre d'une procédure d'urgence, conformément à l'article 12 de l'ordonnance n° 86-1243 du 1er décembre 1986 relative à la liberté des prix et de la concurrence. 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'Electricité toute saisine entrant dans le champ des compétences de celle-ci définies à l'article 36 de la présente loi. Il peut également saisir la commission, pour avis, de toute question relative au secteur de l'électricité.

Le président de la Commission de Régulation de l'Electricité informe le procureur de la République des faits qui sont susceptibles de recevoir une qualification pénale.

Article 38

La Commission de Régulation de l'Electricité peut, soit d'office, soit à la demande du Ministre chargé de l'énergie ou d'une personne physique ou morale concernée, sanctionner les manquements qu'elle constate, de la part des gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution ou de leurs utilisateurs, dans les conditions suivantes :

1° En cas de manquement d'un gestionnaire ou d'un utilisateur d'un réseau public de transport ou de distribution à une disposition législative ou réglementaire relative à l'accès auxdits

réseaux ou à leur utilisation, à une décision prise par la Commission de Régulation de l'Electricité ou un principe ou un périmètre approuvé par elle en application des articles 25 et 26, 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 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 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 un million de francs, porté à deux millions et demi de francs 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 Commission de Régulation de l'Electricité tient compte de cette condamnation pour fixer le montant de la sanction pécuniaire qu'elle prononce.

2° Les mêmes sanctions sont encourues lorsque le gestionnaire ou l'utilisateur d'un réseau public de transport ou de distribution ne s'est pas conformé dans les délais requis à une décision prise par la commission en application de l'article 36, sans qu'il y ait lieu de le mettre préalablement en demeure.

2° bis (nouveau) En cas de manquement aux obligations de fourniture de documents ou renseignements et d'accès aux informations visées aux VII et IX de l'article 34 bis, la Commission de Régulation de l'Electricité met en demeure les gestionnaires et les utilisateurs de réseaux publics de transport et de distribution de s'y conformer dans un délai déterminé.

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'Electricité peut prononcer à son encontre les sanctions prévues au 1° .

3° Les sanctions sont prononcées après que le gestionnaire ou l'utilisateur d'un réseau public de transport ou de distribution 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.

4° La Commission de Régulation de l'Electricité 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.

5° 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 39

Le Ministre chargé de l'énergie prononce, dans les mêmes conditions que celles fixées à l'article 38, une sanction pécuniaire, le retrait ou la suspension, pour une durée n'excédant pas un an, de l'autorisation d'exploiter une installation ou de l'autorisation mentionnée au IV de l'article 22, à l'encontre des auteurs des manquements qu'il constate aux obligations de paiement des contributions prévues au III de 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 46;
- à une disposition législative ou réglementaire relative à la production ou à l'activité d'achat pour revente d'électricité, telles que définies aux articles 7 à 10 et au IV de l'article 22, ou aux prescriptions du titre en vertu duquel cette activité est exercée;
- à l'obligation de fourniture des données prévue à l'article 45.

Article 40

Le fait d'exploiter une installation de production électrique 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 1000 000 F d'amende.

Le fait de s'opposer de quelque façon que ce soit à l'exercice des fonctions dont les fonctionnaires et agents désignés à l'article 33 sont chargés ou de refuser de leur communiquer les éléments visés au II de l'article 33, est puni de six mois d'emprisonnement et de 50 000 F 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 41

Sont qualifiés pour procéder, dans l'exercice de leurs fonctions, à la recherche et à la constatation des infractions à la présente loi les fonctionnaires habilités par le Ministre chargé de l'énergie et les agents de la Commission de Régulation de l'Electricité 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 aux dispositions pénales de la présente loi et aux textes pris pour son application 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.

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'ÉLECTRICITÉ DE FRANCE

Article 42

I. - Electricité de France a pour objet de produire, de transporter et de distribuer de l'électricité. Cet objet inclut la fourniture, l'importation et l'exportation d'électricité.

Dans le cadre de cet objet, Electricité de France peut également exercer en France, sous réserve des dispositions du II et du III ci-dessous, toutes les activités qui y concourent directement ou indirectement. Pour exercer les activités concourant directement ou indirectement à son objet, Electricité de France crée des filiales ou prend directement ou par l'intermédiaire de ses filiales des participations dans des sociétés, groupements ou organismes.

Electricité de France et les filiales qu'il contrôle directement ou indirectement peuvent exercer toute activité à l'étranger.

II. - Electricité de France peut, par des filiales ou des sociétés, groupements ou organismes dans lesquels lui-même ou ses filiales détiennent des participations, proposer aux clients éligibles présents sur le territoire national une offre globale de prestations techniques ou commerciales accompagnant la fourniture d'électricité.

III. - Electricité de France, en dehors de sa mission de fourniture d'électricité, et les filiales qu'il contrôle directement ou indirectement ne peuvent proposer aux clients non éligibles présents sur le territoire national que des prestations de conseil destinées à promouvoir la maîtrise de la demande d'électricité. Ils ne peuvent offrir des services portant sur la réalisation ou l'entretien des installations intérieures, la vente et la location d'appareils utilisateurs d'énergie.

Electricité de France peut toutefois, par des filiales ou des sociétés, groupements ou organismes, dans lesquels lui-même ou ses filiales détiennent des participations, proposer aux collectivités locales des prestations liées à la production, au transport, à la distribution ou à l'utilisation de l'énergie pour l'éclairage public, le traitement des déchets et les réseaux de chaleur. Electricité de France, en tant que partenaire des collectivités territoriales, peut intervenir comme conducteur d'opérations conformément aux dispositions de l'article 6 de la

loi n° 85-704 du 12 juillet 1985 relative à la maîtrise d'ouvrage publique et à ses rapports avec la maîtrise d'oeuvre privée.

Un observatoire de la diversification des activités d'Electricité de France destinées aux clients finals éligibles et non éligibles, se réunissant au moins deux fois par an, donne son avis sur les questions relevant de l'application du présent paragraphe. Il peut, à tout moment, être saisi par le Ministre chargé de l'énergie de demandes d'avis ou d'études sur ces mêmes questions.

IV. - Un décret en Conseil d'Etat précise en tant que de besoin les modalités d'application du présent article.

TITRE VIII

DISPOSITIONS SOCIALES

Article 43

Le titre Ier du livre VII du code du travail est complété par un chapitre III ainsi rédigé :

« Chapitre III

« Industries électriques et gazières

« Art. L. 713-1. - Dans les industries électriques et gazières, sans préjudice des dispositions de l'article L. 134-1 du présent code, des accords professionnels peuvent compléter, dans des conditions plus favorables aux salariés, les dispositions statutaires ou en déterminer les modalités d'application dans les limites fixées par le statut national du personnel.

« Les dispositions du titre III du livre Ier relatives aux conventions ou accords collectifs de travail sont applicables au personnel de l'industrie électrique et gazière dans les conditions fixées par un décret en Conseil d'Etat. Les attributions conférées par lesdites dispositions au Ministre du travail sont exercées, en ce qui concerne ce personnel, conjointement par le Ministre chargé de l'énergie et le Ministre chargé du travail.

« Les attributions de la Commission nationale de la négociation collective en matière d'extension des accords collectifs et d'abrogation des arrêtés d'extension sont exercées par la Commission supérieure nationale du personnel des industries électriques et gazières qui comprend, en nombre égal, et sous la présidence du Ministre chargé de l'énergie des représentants des organisations syndicales de salariés et des représentants des organisations d'employeurs les plus représentatives dans la branche. Le décret en Conseil d'Etat mentionné à l'alinéa précédent fixe la composition et les modalités de fonctionnement de cette commission.

« Art. L. 713-2. - I. - Des dispositions stipulées par accord professionnel se substituent, sous réserve que l'accord soit étendu par arrêté conjoint des Ministres chargés de l'énergie et du travail, à toute mesure prise, avant l'entrée en application du présent article, par Electricité de France et Gaz de France en exécution du statut national du personnel des industries électriques et gazières.

« II. - Un décret en Conseil d'Etat détermine la liste des mesures nécessaires à l'application

du statut national à l'ensemble du personnel de l'industrie électrique et gazière que le Ministre chargé de l'énergie est autorisé à prendre, en cas de nécessité, au lieu et place des partenaires sociaux, jusqu'à l'intervention d'un accord collectif étendu. »

Article 44

Electricité de France tient, dans sa comptabilité interne, des comptes séparés pour, d'une part, le service des prestations d'invalidité, vieillesse et décès définies au statut national du personnel des industries électriques et gazières ainsi que le service des prestations accessoires, et d'autre part, 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.

TITRE IX

DISPOSITIONS DIVERSES OU TRANSITOIRES

Article 45

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 de la présente loi;
- 4° (nouveau) 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.

Ces données sont communiquées aux commissions du Parlement concernées par le service public de l'électricité et peuvent faire 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 ou qu'elles relèvent de la vie privée, ne peuvent être divulguées.

Article 46

A compter de l'entrée en vigueur 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 arrêtées 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 47

L'article 22 de la présente loi s'applique aux contrats en cours liant 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 clients éligibles, d'autre part, dès la date à laquelle ces derniers deviennent éligibles. A compter de cette même date et sur une période de deux ans, ces contrats peuvent être dénoncés par les clients éligibles moyennant un préavis de trois mois et par Electricité de France moyennant un préavis de douze mois.

Les contrats qui n'ont pas été dénoncés sont révisés, à la diligence des parties, pour les mettre en conformité avec la présente loi.

Les dénonciations ou révisions dans le cadre défini par le présent article peuvent donner lieu à indemnité à la charge de l'une ou l'autre partie.

Article 48

Les conventions et contrats conclus entre Electricité de France et les producteurs d'électricité avant l'entrée en vigueur de la présente loi peuvent être dénoncés par les producteurs d'électricité pendant une période de un an et par Electricité de France moyennant un préavis de douze mois à compter de la publication des décrets d'application de la présente loi.

Lorsque les parties s'accordent pour ne pas dénoncer les conventions et contrats précités, elles procèdent, dans la limite du délai fixé au premier alinéa, à leur révision afin de les mettre en conformité avec les dispositions de la présente loi.

Lorsque les contrats ainsi révisés concernent des installations qui entrent dans le champ d'application de l'article 10, les surcoûts qui peuvent en résulter bénéficient des dispositions du I de l'article 5.

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 l'entrée en vigueur 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 d'indemnisation éventuelles. 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 46, ainsi qu'aux conventions et contrats venant à expiration dans un délai inférieur à deux ans à compter de l'entrée en vigueur de la présente loi.

Article 49

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 d'entrée en vigueur de la présente loi sont mis en conformité avec les dispositions du II de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, dans un délai de deux ans à compter de la publication des décrets prévus au II de ce même article.

Article 50

La loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée est ainsi modifiée :

1° L'article 1er est complété par un alinéa ainsi rédigé :

« Toutefois, à compter de la date d'entrée en vigueur de la loi n° du relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, les activités de production, d'importation et d'exportation d'électricité, ainsi que les activités de fourniture aux clients éligibles, sont exercées dans les conditions déterminées par cette même loi. »

2° Le premier alinéa de l'article 8 bis est ainsi rédigé :

« Electricité de France ne peut acheter l'énergie produite par les producteurs installés sur le territoire national que si leurs installations ont été régulièrement autorisées et, le cas échéant, concédées »

3° Les quatorzième, seizième et dix-neuvième alinéas de l'article 20 sont supprimés ;

4° Le troisième alinéa de l'article 33 est supprimé ;

5° Les troisième à neuvième alinéas de l'article 45 sont remplacés par un alinéa ainsi rédigé :

« Le Conseil supérieur de l'électricité et du gaz est composé par parties égales de membres du Parlement, de représentants des ministères concernés, des collectivités locales, des consommateurs éligibles et non éligibles, des entreprises électriques et gazières et du personnel de ces industries. »

6° Au 4° de l'article 46, après les mots : « services de distribution » sont insérés les mots : « de gaz »

Article 51

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 52

L'article 1er de la loi n° 75-622 du 11 juillet 1975 relative à la nationalisation de l'électricité dans les départements d'outre-mer et l'article 7 de l'ordonnance n° 77-1106 du 26 septembre 1977 portant extension et adaptation au département de Saint-Pierre-et-Miquelon de diverses dispositions législatives relatives au domaine industriel, agricole et commercial sont complétés par un alinéa ainsi rédigé :

«A compter de la date d'entrée en vigueur de la loi n° du relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, les activités de production, d'importation et d'exportation d'électricité, ainsi que les activités de fourniture aux clients éligibles, sont exercées dans les conditions déterminées par cette même loi»

Délibéré en séance publique, à Paris, le 2 mars 1999.

Le Président,

Signé : Laurent FABIUS.

Assemblée nationale

Nota : Pour les autres versions de la loi, il est possible de se référer à la page http://www.industrie.gouv.fr/energie/electric/se_ele_a.htm

ANNEXE 6**BAREME PROVISoire DE TARIFICATION DU TRANSPORT
MIS EN PLACE PAR EDF**

ANNEXE 7

**AVIS DU CONSEIL DE LA CONCURRENCE SUR LES ACTIVITES DE
DIVERSIFICATION D' EDF**

Avis n° 98-A-15 du 10 mai 1994

AVIS DU CONSEIL DE LA CONCURRENCE SUR LA TARIFICATION D' EDF

Avis n° 98-A-22 du 8 décembre 1998

ANNEXE 8

L'OFFRE TARIFAIRE ACTUELLE D' EDF

Tarifs	Poste horo-saisonnier	Remarques
Option de base Vert A8, B et C	Pointe, Heures pleines hiver, Heures creuses hiver, Heures pleines demi-saison, Heures creuses demi-saison, Heures pleines été, Heures creuses été, Juillet et Août	Pointe : 2h le matin et 2h le soir de décembre à février inclus Hiver : de décembre à février inclus Demi-saison : novembre à mars Été : avril à octobre inclus Heures creuses : de 1h à 7h et samedi, dimanche, jours fériés et ponts toute la journée.
EJP	Pointe mobile, Heures d'hiver, Heures demi-saison, Heures pleines été, Heures creuses été, Juillet et Août.	Pointe mobile : 22 périodes de 18 heures de novembre à mars inclus Hiver : de décembre à février inclus Demi-saison : novembre à mars Été : avril à octobre inclus Heures creuses : de 1h à 7h et samedi, dimanche, jours fériés et ponts toute la journée.
Option modulable	Pointe mobile, Hiver mobile, Demi-saison mobile, Saison creuse mobile.	Pointe mobile : 22 périodes de 18 heures de novembre à mars inclus Hiver mobile : 9 semaines Demi-saison mobile : 19 semaines Saison creuse mobile : 24 semaines.
Option de base Vert A5	Pointe, Heures pleines hiver, Heures creuses hiver, Heures pleines été, Heures creuses été.	Pointe : 2h le matin et 2h le soir de décembre à février inclus Hiver : de novembre à mars inclus Été : avril à octobre inclus Heures creuses : 8h par jour et dimanche toute la journée.
Option EJP du Vert A5	Pointe mobile, Heures d'hiver, Heures pleines d'été, Heures creuses d'été.	Pointe mobile : 22 périodes de 18 heures de novembre à mars inclus Hiver : de novembre à mars inclus Été : avril à octobre inclus Heures creuses : 8h par jour et dimanche toute la journée.
Bleu Option Tempo	Jours bleus, blancs et rouges, Heures creuses et heures pleines	Jours bleus : 300 jours sur l'année (les moins chers) Jours blancs : 43 jours Jours rouges : 22 jours (les plus chers)

La version TLU (au-delà de 6000 heures par an) des tarifs correspond exactement à ces coûts de développement. Elle comprend une prime fixe (F/kW) et un prix de l'énergie (cF/kWh). La prime fixe est égale au terme fixe du coût de développement et le prix de l'énergie est égal au terme proportionnel du coût de développement. EDF facture une fourniture permanente sur la base de cette version.

La version TLU traduit non seulement le coût de développement de long terme en terme d'investissement de production mais également le coût de l'énergie par période dans l'année.

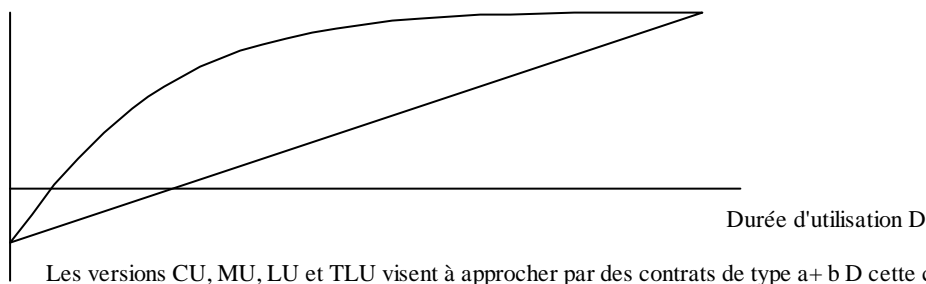
D'autres versions tarifaires existent en fonction de la durée de consommation sur l'année (cf encadré) :

Encadré : Tarification incitative : construction des versions Longue Utilisation, Moyenne Utilisation et Courte Utilisation

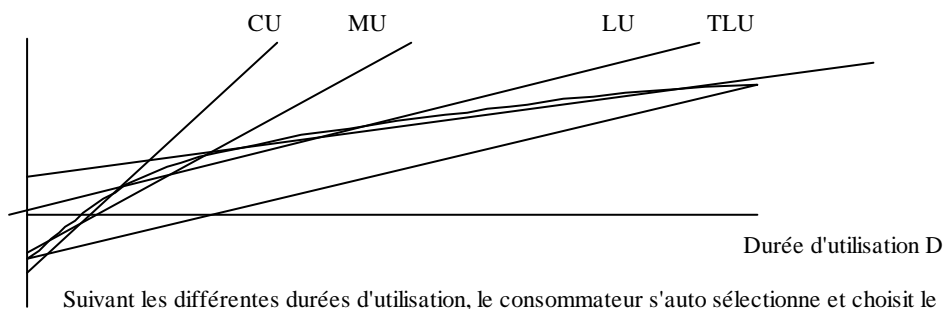
La version LU	de 4000 à 6000 heures par an
La version MU	de 2000 à 4000 heures par an
La version CU	moins de 2000 heures par an

Ces différentes versions sont construites de manière à donner les bonnes incitations tarifaires afin d'optimiser la consommation des clients selon les durées de consommations. Les consommateurs qui appellent 1 kW électrique sur une courte période le font généralement en période de pointe et font fonctionner des moyens plus coûteux.

Coût marginal de fourniture d'1 kW



Coût marginal de fourniture d'1 kW



LES AMENAGEMENTS RECENTS DE LA STRUCTURE TARIFAIRE

Les prix de l'électricité ont baissé de 8,1 % en moyenne, en francs constants, entre 1993 et 1996, pour un engagement qui portait sur 5 %, mais, en revanche, les décalages existant entre certains tarifs et les coûts réels de production n'ont pas été réduits comme prévu. La baisse tarifaire modulée fixée dans le contrat d'entreprise conclu en avril 1997 devrait cependant réduire sensiblement ces distorsions.

Le contrat d'entreprise 1997-2000 a prévu une baisse des tarifs de l'électricité particulièrement importante, qui atteindra 13,3 % en francs constants sur quatre ans (- 6 % en 1997, - 3,5 % en 1999, - 2,25% en 1999 et -2,25% en 2000). Trois baisses ont d'ores et déjà été réalisées en avril 1997, en mai 1998 et en mai 1999.

Ces évolutions sont différenciées compte tenu des différents types de consommation. Pour la grande majorité des clients, les baisses sont sensibles : ainsi, le client domestique a vu le prix moyen de ses consommations décroître de 3,2 % en francs courants en avril 1997, de 1,9 % en mai 1998 et de 2 % environ en mai 1999.

L'étude coût de références donne également des indications sur l'évolution de la structure des tarifs. En effet, les évolutions constatées sur le coût des modes de production peuvent justifier une adaptation de la structure tarifaire. Il s'agit pour l'essentiel de prendre en compte les progrès constatés sur les moyens de production en semi-base (cycles combinés au gaz) et en pointe (turbines à combustion). Cette mise à jour conduit à une baisse relative des prix d'hiver par rapport aux prix d'été. A cette réforme de la structure tarifaire se superposera une diminution importante du niveau moyen des tarifs de l'électricité au cours des prochaines années.

La réforme de la structure tarifaire horo-saisonnière a été amorcée dans le cadre du "contrat d'entreprise" qui a été signé entre l'Etat et EDF le 8 avril 1997. En 1997, pour les tarifs à usages industriels par exemple, l'écart de prix entre les périodes les plus chères et les moins chères a été réduit d'environ 30% ; près de la moitié des ajustements nécessaires s'est trouvé alors effectuée.

ANNEXE 9

LES RELATIONS ENTRE EDF ET LES ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTION

Sur les zones de distribution qui ne sont pas concédées à EDF (EDF GDF SERVICES), opèrent les entreprises locales de distribution (ou distributeurs non-nationalisés) qui doivent acheter leur courant à EDF afin de le revendre à leurs clients. Les entreprises locales de distribution peuvent s'approvisionner auprès d'EDF ou exploiter des centrales de production pour l'alimentation de leurs clients.

Alors qu'il n'existe pas de modalité de cession de l'électricité par EDF aux centres de distribution d'EDF GDF SERVICES, des conditions de vente de l'électricité par EDF aux entreprises de distribution existent dans le cadre d'accords généraux conclus en 1960-1966 pour la tarification à la tension et qui ont été suivis d'un accord signé en avril 1995 par l'ANROC, la FNCCR et EDF sur leur adaptation à la nouvelle tarification à la puissance (tarifs actuels A5, A8, B et C).

Alors que le projet de LMDSPE prévoit des tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés, les conditions de vente actuelles suivent pour l'essentiel les modalités de tarif Vert. Les contrats de vente présentent toutefois différents aménagements qui concernent :

- la qualité du courant ;
- la puissance limite ;
- le réglage des protections ;
- la modification des puissances souscrites ;
- la possibilité d'une ristourne dans le cas où le distributeur s'approvisionnerait à sa tension de livraison ;
- changement tarifaire ;
- le paiement et l'exécution du contrat ;
- des rabais de durée et des rabais transitoires ;
- le regroupement tarifaire des points de livraisons.

Les conditions de vente de l'électricité aux distributeurs non-nationalisés se veulent en général plus avantageuses et tiennent compte des exigences de qualité plus sévères. Ainsi, il est indiqué dans l'accord d'avril 1995 que "EDF s'attachera à ce que les Entreprises [de distribution NDLR] disposent d'une information complète sur les tarifs et les conditions de facturation les plus avantageuses pratiquées par l'Etablissement."

On notera qu'EDF GDF SERVICES n'est pas soumis aux mêmes dispositions. Il serait sans doute souhaitable que les relations entre le producteur EDF et EDF GDF SERVICES soient clairement formalisées et comparables à celles entretenues entre EDF et les entreprises locales de distribution.

Deux aménagements méritent une attention particulière :

- a) *la possibilité d'une ristourne dans le cas où le distributeur s'approvisionnerait à sa tension de livraison*

La ristourne est prévue à l'article 23 (ci-dessous) du cahier des charges de la concession à EDF du réseau d'alimentation général.

La ristourne est prévue à l'article 23 du cahier des charges de la concession à EDF du réseau d'alimentation général.

ARTICLE 23

Energie répartie à la même tension que celle à laquelle est achetée

Lorsqu'un service ou une entreprise de distribution exploite un réseau de même tension que le réseau auquel il achète l'énergie, il bénéficie d'une compensation de la part du concessionnaire, en contrepartie :

- pour le service ou l'entreprise, des coûts qu'il supporte du fait de l'établissement et de l'exploitation d'un réseau à la tension de livraison ;
- pour le concessionnaire, des coûts de réseaux évités du fait qu'il n'exploite pas les réseaux en cause.

Les formules de calculs des compensations sont fixées par arrêté du Ministre chargé de l'électricité confirmant les termes d'accords conventionnels négociés entre le concessionnaire et les organismes représentatifs des services et entreprises de distribution.

La révision du calcul de ces compensations pourra être demandée par le concessionnaire ou par les organismes représentatifs des services et entreprises de distribution, dès lors que l'évolution des conditions techniques ou économiques le justifiera.

En cas de désaccord sur l'application du présent article, il sera statué par le Ministre chargé de l'électricité sur la base des accords antérieurs conclus entre le concessionnaire et les organismes représentatifs des services et entreprises de distribution.

Les deux formules de ristourne qui s'appliquent sont les formules t et M :

1) La formule t

La ristourne t s'écrit :

$$t (\%) = 1/2 D + 1/50 L$$

D (km) = moyenne pondérée des plus courtes distances comptées sur le réseau entre le point de livraison et chaque poste MT/BT de distribution publique ou de livraison aux clients, pondérées par les puissances installées dans ces postes.

L (km) = longueur totale du réseau entre le point de livraison et les postes.

La ristourne t s'applique au montant de la prime fixe, aux fournitures de pointes, aux heures pleine d'hiver et à l'énergie réactive alors que la ristourne t/5 s'applique au montant des fournitures d'été, d'heures creuses et à l'énergie réactive.

2) La formule M

La ristourne M s'écrit :

$$M = 70 (Fe - Fs) / Fe \times (D + 0,04 L) / (D + d + 0,04 L)$$

d (km) = distance entre le point de livraison d'EDF et le poste HT/MT qui dessert ce point de livraison

Fe = montant total de la fourniture annuelle au point de livraison au tarif MT

Fs = montant de cette fourniture avant transformation soit en HT 60-90 kV si la puissance souscrite est inférieure à 15 MW ou si la tension d'alimentation du poste est égale à 60 kV ou 90 kV soit en THT 150 kV si la puissance souscrite est comprise entre 15 MW et 50 MW ou si la tension d'alimentation du poste est égale à 150 kV ou 220 kV.

3) En définitive, la ristourne R qui s'applique est égale à $\text{Max}(\text{Min}(5\%, t), M)$.

La ristourne peut être utile dans le cas où l'on traiterait fictivement un distributeur comme un consommateur éligible et où la tarification unitaire au titre d'un réseau de distribution correspondrait à la différence entre le tarif unitaire complet d'acheminement jusqu'aux consommateurs finaux et le tarif

unitaire d'acheminement jusqu'au réseau de distribution. Dans le cas particulier d'une livraison au même niveau de tension et sans rabais particulier sur la quantité achetée, le distributeur risque de ne pas pouvoir couvrir ses coûts de distribution.

Plusieurs solutions doivent être envisagées :

- accorder une ristourne sur les volumes achetés ;
- accorder une ristourne sur la tarification du soutirage par le distributeur progressive en fonction des volumes achetés ;
- accorder une ristourne fixe sur la tarification du soutirage par le distributeur ;
- régler cette question par le Fonds de péréquation de l'électricité.

La vente d'électricité d'EDF aux entreprises locales de distribution peut se faire selon deux modalités : soit par un tarif de cession englobant la production et l'acheminement sur le réseau, soit par deux tarifs séparés, l'un reflétant le coût de production et l'autre, le tarif de transport. La seconde approche permettrait de rendre compte plus fidèlement de la séparation entre le Producteur EDF et le GRT. Le distributeur devrait ainsi payer un coût de soutirage au GRT pour le service de transport de l'électricité.

La logique actuelle de la ristourne (pour le service ou l'entreprise, des coûts qu'il supporte du fait de l'établissement et de l'exploitation d'un réseau à la tension de livraison ; pour le concessionnaire, des coûts de réseaux évités du fait qu'il n'exploite pas les réseaux en cause, cf. encadré) commanderait de mettre en œuvre le mécanisme de la ristourne par le biais de la tarification du soutirage du GRT (L).

Une logique commerciale commanderait plutôt d'accorder des rabais pour des volumes importants. Ces rabais ne peuvent toutefois pas être complètement réglementés, les distributeurs pouvant s'approvisionner auprès d'autres producteurs qu'EDF pour alimenter des clients éligibles sur leur territoire. Une cohérence d'approche entre les deux marchés serait sans doute souhaitable. La logique commerciale a toutefois ses limites dans la mesure où EDF est le seul fournisseur possible des entreprises locales de distribution qui doivent alimenter des clients non-éligibles.

b) le regroupement tarifaire des points de livraisons

Un distributeur a la possibilité de regrouper ses points de livraison à condition de rémunérer les charges des lignes et postes qui permettent ces regroupements par le biais d'un péage, fonction de la puissance appelée et de la distance des points de livraisons. Le point de regroupement est alors considéré comme étant le point de livraison. Ce regroupement permet d'une part de bénéficier des ristournes et d'autre part de souscrire à des puissances supérieures.

Cette possibilité ne change pas le mode de transport physique de l'électricité vendu. Il s'agit donc plutôt d'une remise sur le volume de vente qui s'inscrit dans une logique commerciale. Cette remise devrait être rémunérée par le Producteur EDF plutôt que par le GRT si on considère que les revenus du GRT doivent rester inchangés suite à ces regroupements si la frontière entre le réseau du distributeur et du GRT ne change pas et si l'acheminement de l'électricité n'est pas modifié.

LE FONDS DE PEREQUATION DE L'ELECTRICITE

L'article 33 de la loi du 8 avril 1946 prévoyait la création d'un fonds de péréquation commun à l'électricité et au gaz. Par la suite, le décret du 18 septembre 1956 a modifié cet article 33 et créé un fonds spécifique à l'électricité : le fonds de péréquation de l'électricité (FPE).

Un arrêté du Ministre du commerce et de l'industrie du 27 novembre 1958 fixe la composition du Conseil et les attributions du fonds.

- Composition : présidé par un conseiller d'Etat, 6 représentants des régies, SICAE et collectivités concédantes, 5 représentants d'EDF et 4 représentants des administrations d'Etat (intérieur, agriculture, industrie, budget).
- Attributions et fonctionnement : le fonds, géré par EDF, est destiné à compenser les éventuelles charges supplémentaires ou déficits d'exploitation des distributeurs non nationalisés (DNN ou entreprises locales de distribution), induits par les conditions tarifaires d'achat de l'électricité à EDF.

Il est alimenté par des prélèvements sur les recettes des organismes de distribution d'électricité bénéficiaires et reverse aux organismes déficitaires des dotations de péréquation, en application d'une formule établie par arrêté interministériel annuel. Ces prélèvements et dotations se traduisent aujourd'hui par des mouvements nets de fonds d' environ 22 MF.

Dans le cadre législatif actuel le FPE sert à compenser les effets de la structure des réseaux des DNN.

Les prix de vente de l'électricité à tous les clients sont péréqués sur l'ensemble du territoire. Or certains DNN présentent des particularités qui tiennent à leurs réseaux et à leurs clientèles : il s'agit notamment des distributeurs situés en zones rurales qui doivent desservir un habitat dispersé, avec des lignes de longueur importante comportant un faible nombre de clients. Les conditions d'exercice de l'activité de ces DNN peuvent donc conduire à des coûts de distribution effectifs plus élevés que ceux d'EDF, qui servent de base à la définition des tarifs.

Suivant le projet de loi, le FPE aura un double rôle :

1° La compensation des effets de la structure des réseaux et de la clientèle des DNN

L'approvisionnement des consommateurs non éligibles situés dans les zones desservies par les DNN, ainsi que l'utilisation des réseaux de distribution par les consommateurs éligibles et les producteurs situés dans ces mêmes zones, seront garantis à des prix péréqués par rapport aux zones desservies par EDF.

Si l'on excepte le cas de l'éligibilité partielle, la marge d'exploitation d'un DNN sera complètement déterminée par les tarifs d'achat de l'électricité à EDF (qui sont péréqués au plan national et représentent strictement les coûts de mise à disposition de la fourniture), les tarifs de vente aux clients non éligibles (péréqués au plan national) et les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution (également péréqués par grande zone géographique éventuellement au plan national).

Or certains DNN sont confrontés à des conditions d'exercice de leur activité qui peuvent conduire à des coûts de distribution effectifs plus élevés que ceux qui serviront de base à la définition des tarifs aux clients non éligibles et des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution.

C'est notamment le cas des distributeurs situés en zone rurale, qui doivent desservir un habitat dispersé, avec des lignes à basse tension de longueur importante et comportant un faible nombre de clients.

C'est également le cas de certains DNN qui ont dans leur ressort quelques clients éligibles qui représentent une part notable de leur consommation. Dans l'hypothèse où ces clients éligibles choisiraient de s'approvisionner auprès d'un autre fournisseur, le DNN ne percevra plus que le "demi-timbre-poste" du tarif d'utilisation des réseaux. Il est possible que ce "demi-timbre-poste", ne suffise pas dans certains cas à couvrir les coûts du DNN.

Pour ces DNN, la partie des recettes aux tarifs qui est censée couvrir la prestation de distribution ne couvrira donc pas en réalité les coûts de distribution correspondants.

C'est pourquoi le II de l'article 5 du projet de loi prévoit une mutualisation des surcoûts correspondants entre les organismes de distribution par le FPE.

A titre d'illustration, l'arrêté du 9 juin 1998 fixe les transferts pour EDF et chaque distributeur le montant T tel que

$$T = 4,43309 * (53 L + 7,8 Ar) - 0,43489 * (0,036 R + 21,2 C + 0,01 D)$$

T est le "solde des termes de dotation et de prélèvement". Si $T > 0$, le distributeur contribue au FPE, si $T < 0$, le distributeur est créancier du FPE.

L = "consistance pondérée du réseau" = somme des longueurs en km du réseau et du nombre de postes de transformation (pondération 1 pour les postes de transformation sur poteaux et 2,75 pour les postes en cabine et postes unitaires d'immeubles)

Ar = "ruralité pondérée des abonnements" (nombre d'abonnements pondérés)

R = "recettes pondérées aux tarifs bleu et jaune" (F)

C = "consommation pondérées aux anciens tarifs" (kWh)

D = "recettes au tarif vert" (kF)

Cette formule quelque peu ésotérique mériterait d'être recalibrée par une étude économétrique approfondie.

2° La participation au dispositif d'aides à l'accès à l'électricité des personnes en situation de précarité

Dans le cadre du dispositif institué par l'article 43-6 de la loi du 1er décembre 1988 relative au revenu minimum d'insertion, modifiée en dernier lieu par la loi du 29 juillet 1998 relative à la lutte contre les exclusions, EDF et les DNN pourront être amenés à participer à un dispositif d'aide à la personne, donnant lieu à un coût spécifique.

Ces coûts feront également l'objet d'une "mutualisation" entre les organismes de distribution par le biais du FPE.

La régulation du FPE

La question de la régulation du FPE est importante. En effet, le FPE doit permettre de concilier l'incitation à l'efficacité des distributeurs tout en organisant des transferts entre distributeurs excédentaires et déficitaires.

Il convient de compenser les distributeurs qui ont intrinsèquement des coûts élevés plutôt que ceux qui sont inefficaces (niveau d'effort insuffisant ou mauvaise gestion).

La littérature sur la régulation de plusieurs agents par un unique "principal" peut apporter des réponses : comparaison et utilisation des corrélations entre distributeurs, "yardstick competition", études économétriques détaillées avec plusieurs variables indépendantes bien choisies (densité du

réseau, densité de la population, taux d'urbanisation, taux d'enterrement des lignes, âge des ouvrages etc..).

En effet, il n'est pas évident a priori que des formules simples et linéaires de péréquation suffisent à garantir les bonnes incitations sur les distributeurs comme cela est pratiqué aujourd'hui.