



Avis n° 02-A-05 du 18 avril 2002
relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics
de transport et de distribution d'électricité

Le Conseil de la concurrence (section III A),

Vu la lettre enregistrée le 20 février 2002 sous le n° 02/0029A, par laquelle le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie a saisi le Conseil de la concurrence, sur le fondement de l'article L. 410-2 du code de commerce, d'une demande d'avis portant sur un projet de décret fixant les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ;

Vu le livre IV du code de commerce et le décret n° 86-1309 du 29 décembre 1986 modifié pris pour l'application de l'ordonnance n° 86-1243 du 1^{er} décembre 1986 ;

Vu la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité ;

Vu le décret n° 2001-365 du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ;

Vu l'avis du Conseil de la concurrence n° 00-A-21 du 6 septembre 2000 ;

Vu la délibération de la Commission de régulation de l'électricité du 10 janvier 2002 ;

La rapporteure, le rapporteur général et le commissaire du Gouvernement entendus, les représentants de la direction générale de l'énergie et des matières premières, de la Commission de régulation de l'électricité, de l'Association nationale des régies de services publics (ANROC), de EDF et EDF-RTE, de la SNCF et de l'Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN), entendus conformément aux dispositions de l'article L. 463-7 du code de commerce, lors de la séance du 9 avril 2002,

Est d'avis de répondre à la demande présentée dans le sens des observations qui suivent :

I. - Le cadre juridique du projet de décret

A. - LE PRINCIPE D'ACCÈS AUX RÉSEAUX PUBLICS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

La loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité a partiellement ouvert, en France, le marché de la production d'électricité à la concurrence, en autorisant les gros consommateurs d'électricité, consommant plus de 16 gigawattheures en vertu du décret n° 2000-456 du 29 mai 2000, à choisir leur fournisseur d'électricité. Les réseaux de transport et de distribution demeurent des monopoles publics dont les conditions techniques et économiques d'accès jouent donc un rôle déterminant pour l'entrée sur le marché de concurrents de l'opérateur historique et l'effectivité de la concurrence. En vertu de l'article 23 de la loi, 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 (c'est-à-dire la fourniture d'électricité aux clients non éligibles, fourniture de secours) ;
- assurer l'exécution des contrats prévus à l'article 22 (c'est-à-dire les contrats d'achat d'électricité conclus entre les clients éligibles et les producteurs ou fournisseurs de leur choix) ;
- permettre l'approvisionnement par un producteur de ses établissements, de ses filiales et de sa société mère, dans les limites de sa propre production ;
- assurer l'exécution des contrats d'exportation d'électricité conclus par un producteur ou un fournisseur autorisé installés sur le territoire national.

Des contrats sont conclus à cet effet entre les gestionnaires des réseaux et les utilisateurs de ces réseaux, ou des protocoles dans le cas où les gestionnaires et les utilisateurs ne sont pas des personnes morales distinctes ; ils sont transmis à la Commission de régulation de l'électricité (CRE).

En vertu du I de l'article 4 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, les tarifs d'utilisation des réseaux sont réglementés par les pouvoirs publics : *"Les dispositions du deuxième alinéa de l'article 1^{er} de l'ordonnance n° 86-1243 du 1^{er} 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 de secours mentionnés 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"*.

B. - LES TARIFS APPLIQUÉS AUX COÛTS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ

Jusqu'à l'entrée en vigueur de la loi du 10 février 2000, les coûts de transport et de distribution n'étaient pas individualisés dans les tarifs de fourniture d'électricité d'EDF. De février 2000 à aujourd'hui, EDF a mis en place un barème provisoire d'utilisation des réseaux à destination des clients éligibles.

C. - LE DÉCRET N° 2001-365 DU 26 AVRIL 2001 RELATIF AUX TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

Les grands principes de la tarification des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ont été fixés par le décret n° 2001-365 du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de

transport et de distribution d'électricité (paru au *JO* du 28 avril 2001), les premiers tarifs devant être fixés dans un deuxième décret. Le décret-cadre pose le principe d'un tarif binôme, comportant une composante fonction de la puissance souscrite et une composante fonction de l'énergie injectée ou prélevée (article 4), calculé à partir de l'ensemble des coûts des réseaux tels qu'ils résultent de l'analyse des coûts techniques et de la comptabilité générale des opérateurs (article 2). L'article 8 dispose que "*les premiers tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont fixés par décret en Conseil d'État, sur proposition de la Commission de régulation de l'électricité et après avis du Conseil de la concurrence*".

S'agissant de la déclinaison concrète des principes tarifaires, la Commission de régulation de l'électricité (CRE) a soumis à consultation publique les principes qu'elle envisageait d'appliquer, du 18 mai au 25 juin 2000. Le projet de décret tarifaire, soumis aujourd'hui au Conseil de la concurrence, a été élaboré par le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie à partir de la proposition tarifaire de la CRE, contenue dans sa délibération du 10 janvier 2002.

II. - Le principe d'une réglementation

Aux termes du premier alinéa de l'article L. 410-2 du code de commerce, "*Sauf dans les cas où la loi en dispose autrement, les prix des biens, produits et services relevant antérieurement au 1^{er} janvier 1987 de l'ordonnance n° 45-1483 du 30 juin 1945 sont librement déterminés par le jeu de la concurrence. Toutefois, dans les secteurs ou les zones où la concurrence par les prix est limitée en raison soit de situations de monopole ou de difficultés durables d'approvisionnement, soit de dispositions législatives ou réglementaires, un décret en Conseil d'État peut réglementer les prix après consultation du Conseil de la concurrence. (...)*".

Le Conseil constate qu'ainsi qu'il l'a souligné dans son avis n° 00-A-21 du 6 septembre 2000, les réseaux de transport et de distribution de l'électricité demeurent, sous l'empire de la nouvelle loi, dans une situation de monopole que la construction de lignes directes ne permettra de contrebalancer qu'à la marge. La concurrence par les prix est limitée par cette situation de monopole, au sens de l'article précité.

III. - Description du projet

1. CONSTATATIONS GÉNÉRALES

Le projet de décret reprend en annexe le contenu de la délibération de la CRE du 10 janvier 2002, à l'exception d'un paragraphe relatif aux tarifs intégrés dits "*en temps réel*" d'EDF. Le Conseil considère que si ce paragraphe a été supprimé à juste titre du projet de décret, le sort de ces tarifs méritant d'être traité ultérieurement, dans le cadre de la préparation du projet de décret relatif aux tarifs intégrés, il convient, pour des raisons qui seront évoquées ultérieurement, que ce décret soit adopté le plus rapidement possible.

2. LA STRUCTURE DU TARIF

Le principe tarifaire retenu

La Commission de régulation de l'électricité propose une tarification indépendante de la distance et des relations contractuelles régissant les fournitures. Il s'agit d'une tarification par point de connexion, de type "*timbre-poste*", c'est-à-dire une méthode de tarification au coût comptable moyen, qui suppose qu'une prestation de transport nécessite de faire appel au réseau dans son ensemble, avec tous les services qu'il peut apporter, sans distinguer les infrastructures qui sont effectivement utilisées pour fournir cette prestation. Le tarif du transport sera donc uniforme sur l'ensemble du réseau et indépendant de la distance, d'où l'appellation de "*timbre-poste*".

La tarification est fonction des flux transitant à chaque niveau de tension et tient compte de la durée d'utilisation.

Les flux

On peut calculer le coût unitaire moyen de transit d'1 kWh sur chaque niveau de tension (400 kV, 225 kV, 63 kV, 20 kV, 400 V), puis, par catégorie de clients, le flux qui doit transiter à chaque niveau de tension, compte tenu des pertes en ligne, pour autoriser le soutirage de 1 kWh au niveau de la tension de raccordement de ce client (le client qui veut soutirer 1 kWh en 225 doit par exemple faire transiter 1,01 kWh sur le 225 kV, 0,77 sur les transformateurs 400 kV/225 kV et 0,78 kWh sur le 400 kV).

L'empilement de ces coûts permet d'établir des tarifs de structure binôme, avec une part fixe, relative à la puissance souscrite retenue (fonction des coûts d'infrastructures et de maintenance du réseau) et une part variable, proportionnelle à l'énergie consommée.

La durée d'utilisation

Cette structure tarifaire binôme n'est cependant pas suffisante pour prendre en compte l'ampleur des durées d'utilisation, car le dimensionnement des lignes peut dépendre des durées d'utilisation ; il est en outre possible de "*foisonner*" les besoins de puissance de plusieurs utilisateurs ayant une faible durée d'utilisation, car ils n'utilisent pas tous simultanément la ligne pour la puissance maximale qu'ils ont souscrite et de choisir une ligne de moindre capacité et donc moins coûteuse. En fonction de la durée moyenne d'utilisation des différents utilisateurs, il est possible de calculer la réduction de capacité des lignes par rapport à la somme des puissances souscrites, qui permet d'alimenter les utilisateurs, en garantissant un taux de défaillance inférieur à une valeur déterminée ; c'est ce qui permet de définir plusieurs versions tarifaires de forme binôme en fonction de la durée moyenne d'utilisation de la puissance souscrite.

La courbe qui représente le montant facturé en fonction de l'énergie consommée prend une forme concave, ce qui traduit le fait que les clients qui n'utilisent leur capacité que pendant de brèves périodes paient proportionnellement plus que ceux qui l'utilisent de façon plus constante.

La tarification du réseau de transport proprement dit ne tient pas compte des périodes d'utilisation ; le tarif n'est donc pas "*saisonnalisé*", contrairement à la part réseau contenue dans les tarifs intégrés d'EDF. EDF a, en effet, retenu, jusqu'à aujourd'hui, l'hypothèse que les réseaux étaient dimensionnés pour pouvoir passer les heures les plus chargées de l'année. Il en résulte, dans ses tarifs intégrés, une forte concentration des coûts de réseaux sur les heures de pointe et les heures pleines d'hiver. La CRE a considéré au contraire, pour établir le tarif d'acheminement, que toutes les heures de l'année avaient un poids équivalent dans la formation des coûts, estimant ne pas détenir d'informations décisives pour moduler les tarifs d'accès aux réseaux selon les périodes horo-saisonnnières, la seule influence saisonnière incontestable étant, selon elle, liée aux prix d'achat des fournitures d'énergie compensant les pertes techniques en réseau, plus importantes en hiver (effet Joule, pertes de transformation), mais d'amplitude négligeable. La CRE explique qu'un certain nombre d'éléments militent dans le sens d'une moindre prise en compte de la "*saisonnalité*" : en hiver, les lignes aériennes peuvent transporter 20 % en plus de capacités, sans risques de surcoûts liés à la "*surchauffe*" des lignes ; les travaux de maintenance et les interventions sur les lignes ont lieu surtout en été et donc les coûts de transport peuvent être plus élevés sur ces périodes que le simple effet "*période creuse*" pourrait le donner à penser.

Pour les basses tensions, la formule retenue est une formule linéaire, comportant une prime fixe de gestion et d'acheminement (correspondant aux coûts fixes de réseau liés à la réservation d'une certaine capacité de puissance) et une part variable, fonction linéaire de l'énergie consommée.

Les formules tarifaires alternatives

Comme il vient d'être exposé, la tarification d'utilisation des réseaux proposée par la CRE n'est pas identique à la part réseau des tarifs intégrés, le tarif d'accès n'étant pas saisonnalisé, alors qu'aujourd'hui la part réseaux dans les tarifs est fortement concentrée sur les heures les plus chargées de l'année. L'effet immédiat de la nouvelle formule tarifaire serait donc considérable sur certains clients. Des simulations effectuées à l'automne 2001 avaient montré que le nouveau principe tarifaire, non "*saisonnalisé*", avait un fort impact sur les factures intégrées de certains clients raccordés en basse tension (BT, soit les clients raccordés à des niveaux de tension inférieurs à 400 V) ou en HTA (clients raccordés à des niveaux de tension compris entre 400 V et 20 kV) : 600 000 ménages, 70 000 artisans et professions libérales, 65 000 agriculteurs et 15 à 20 000 clients des secteurs de l'industrie et des services subissaient des hausses de prix supérieures à 20 % ; 130 000 clients avaient une facture, au titre de l'acheminement de l'électricité, qui dépassait, à elle seule, leur facture intégrée, c'est-à-dire une facture censée couvrir les coûts d'acheminement et les coûts de fourniture, les clients particulièrement touchés étant ceux qui utilisaient les réseaux pendant une courte période, concentrée sur l'été, c'est-à-dire, notamment, les clients des secteurs de l'agroalimentaire, de l'élevage (certains agriculteurs irrigants voyaient leurs factures augmenter de 50 %), du tourisme d'été, de la distribution et de la construction. Il avait été alors envisagé de pratiquer un écrêtement sur les factures en hausse, dont le coût avait été évalué par EDF, à tarifs intégrés inchangés, à 2,2 milliards de francs. Sous le régime de l'ancien monopole, cette situation aurait été réglée par des compensations entre entités production et distribution ; avec l'ouverture à la concurrence, chaque activité doit supporter ses propres pertes, les subventions croisées étant interdites par la loi du 10 février 2000.

La solution retenue dans le projet de décret, à la suite de la proposition de la CRE du 10 janvier 2002,

consiste à proposer des versions alternatives, comportant des "*différenciations temporelles*", aux clients les plus touchés par la formule concave, à savoir les clients raccordés en HTA et en BT : pour les clients raccordés en HTA, il s'agit d'arbitrer entre la formule concave et une formule linéaire "*saisonnalisée*" ; les clients raccordés en BT peuvent choisir entre deux formules linéaires longue et courte utilisation sans différenciation temporelle et deux formules avec différenciation temporelle (heures pleines/heures creuses).

La prise en compte des coûts de transit

En vertu du 6° de l'article 2 du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001, les coûts de réseaux comprennent en particulier "*les charges liées aux dispositions adoptées dans le cadre de l'Union européenne pour répartir les coûts liés aux transits d'électricité entre les États-membres*". Le projet de décret met à la charge des producteurs HTB2 et HTB3 installés sur le territoire français, un tarif de 0,18 euros par MWh, destiné à financer la quote-part due par le RTE au fonds "*European transmission system operators*" (ETSO), à savoir l'association des GRT européens, pour les "*transits purs*" d'électricité ; les transits purs correspondent à l'utilisation des réseaux nationaux par des opérateurs qui injectent de l'électricité depuis un pays tiers au bénéfice d'un consommateur situé dans un autre pays tiers ; le courant traverse ces réseaux nationaux sans y être injecté ou soutiré et ces transits génèrent des pertes, congestions ou autres perturbations pour les gestionnaires de réseaux de transport. La France est contributeur net au fonds ETSO destiné à compenser les charges entre gestionnaires de réseaux de transport, au niveau européen ; sa contribution est de 83 millions d'euros, sur un total de 200 millions d'euros.

3. LES IMPUTATIONS

Les assujettis

Le projet de décret applique le tarif aux clients éligibles et aux gestionnaires de réseaux publics de distribution qui règlent un tarif "*au soutirage*".

Le partage du tarif entre producteurs et consommateurs

Le décret-cadre du 26 avril 2001 prévoit, en son article 3, que les tarifs d'utilisation des réseaux permettent de répartir les coûts de façon non discriminatoire entre les consommateurs et les producteurs. La CRE a choisi, dans un premier temps, de ne pas imposer de tarifs d'injection aux producteurs au titre du recouvrement des coûts des réseaux. Le coût est donc supporté par les consommateurs qui s'acquittent d'un tarif de soutirage.

4. LES EXCEPTIONS PRÉVUES PAR LE DISPOSITIF TARIFAIRE

Les tarifs prévus dans le projet de décret couvrent les coûts de transport et de distribution ; s'agissant des tarifs de transport, ils s'appliquent aussi bien aux clients éligibles qu'aux GRD (DNN et distributions d'EDF) : l'égalité de traitement des GRD et des clients éligibles est garantie par le II de l'article 5 du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001, qui prévoit que les tarifs de l'article 4 s'appliquent au calcul des

versements correspondant à l'utilisation du réseau public de transport, par les gestionnaires de réseaux de distribution (DNN et distributions d'EDF).

Le II de l'article 5 du décret autorise toutefois, à cause des particularités présentées par les réseaux publics de distribution, deux exceptions limitativement énumérées : "*(...). Les tarifs mentionnés à l'article 4 s'appliquent au calcul de ces versements (part des recettes que les GRD versent au RTE pour le transport), sous réserve de la prise en compte de l'existence de plusieurs points de raccordements desservant une même concession de distribution ou d'ouvrages exploités au même niveau de tension que les ouvrages du réseau public auxquels cette concession de distribution est raccordée*".

a) La multiplicité des points de raccordement (section 3 du projet de décret)

Le tarif proposé s'applique par point de connexion. Théoriquement, un utilisateur du réseau (distributions, DNN ou éligibles) qui a plusieurs points de connexion devrait souscrire un contrat d'accès séparé pour chacun de ces points, qui serait facturé séparément. Toutefois, il semble justifié d'éviter que le même utilisateur ne paye plusieurs fois la part fixe des investissements du réseau amont et de tenir compte du fait que les demandes de soutirage n'ont pas lieu simultanément en chacun de ces points ("*foisonnement*" des demandes de soutirage entre les points de connexion). Pour tenir compte de ce gain pour la collectivité, l'utilisateur bénéficie du regroupement tarifaire de ses points de raccordement en un point unique, où sa demande regroupe la puissance synchrone des courbes de charge de chacun des points, moyennant le paiement d'une redevance de regroupement, fonction de la longueur des ouvrages des réseaux publics entre chaque point de raccordement et le point de raccordement permettant le regroupement. Au-delà de quelques kilomètres, l'intérêt à pratiquer ces regroupements disparaît, car la CRE a voulu limiter leur application aux cas où ils peuvent être justifiés par un foisonnement réel. De façon générale, ils sont limités au périmètre d'une même concession de distribution pour les gestionnaires de réseaux publics de distribution et à celui d'un même site éligible pour les clients éligibles.

b) Les autres exceptions prévues (section 4)

Il est prévu qu'un gestionnaire de réseau de distribution peut demander à bénéficier de la tarification applicable au domaine de tension amont (moins cher), mais qu'il doit rembourser au gestionnaire du réseau amont les coûts liés au poste-source. L'alinéa 2 autorise la combinaison de cette faculté avec le regroupement tarifaire des points de raccordement. L'alinéa 3 dispose qu'en cas d'exploitation par un GRD, d'ouvrages au même niveau de tension que les ouvrages du gestionnaire amont, il reçoit, de ce gestionnaire amont, une compensation financière (ancien article 23 du RAG).

IV. – Analyse concurrentielle

A. – LES PRINCIPES DE L'ANALYSE CONCURRENTIELLE

Les réseaux de transport et de distribution de l'électricité, compte tenu de la difficulté économique et technique de duplication de leur lignes par d'autres opérateurs, même si celle-ci est juridiquement possible, peuvent être qualifiés de monopoles. Ce monopole gère une infrastructure essentielle, c'est-à-dire

une infrastructure indispensable à l'activité d'entreprises actives sur d'autre marché (les producteurs et les consommateurs d'électricité) et non duplicable à des conditions économiques raisonnables.

Il résulte de ces considérations que les tarifs d'accès au réseau peuvent poser plusieurs problèmes concurrentiels, que son contrôle par l'autorité publique doivent chercher à empêcher :

- Un tarif globalement trop élevé peut créer au profit du monopole une rente qui s'analyse en un transfert de richesse des utilisateurs du réseau vers le gestionnaire de ce réseau ; surtout, ce tarif trop élevé pourrait n'être que la traduction d'une offre insuffisante et entraîner une perte de surplus collectif. C'est ce danger qui doit être évité par l'orientation globale des tarifs vers les coûts.
- Un deuxième danger est constitué par des tarifs qui seraient discriminatoires, c'est-à-dire qui aboutiraient à ce que certains clients paient sensiblement plus que les coûts qu'ils font supporter au réseau alors que d'autres paient sensiblement moins. Une telle situation s'analyse comme une série de transferts entre utilisateur du réseau qui peut avoir divers effets sur le fonctionnement des marchés : effets de seuil entre entreprises concurrentes sur des marchés et traitées différemment, équivalence de subventions accordées à des entreprises sous-performantes ou, au contraire, gêne occasionnée à des entreprises économiquement efficaces. La solution idéale à ce deuxième danger serait donc que le prix d'accès au réseau payé par chaque utilisateur soit égal au coût qu'il fait supporter au réseau.
- Le troisième danger à éviter tient à ce que, parmi les utilisateurs des réseaux, se trouvent des producteurs et des distributeurs appartenant à la même entreprise que le réseau de transport. Le risque couru est alors que les coûts de production EDF soient reportés sur le réseau et répercutés sur l'ensemble de ses utilisateurs, y compris ceux qui n'achètent pas d'électricité à EDF.
- Enfin, un problème spécifique provient de ce qu'EDF production dessert à la fois des clients captifs et des clients qui ont le choix de leur production. Les tarifs du réseau ne doivent pas servir à conduire indirectement les clients captifs à subventionner les tarifs proposés par EDF production aux clients non captifs.

C'est sur la base de cette grille d'analyse que le Conseil examinera le projet de décret qui lui est soumis.

B. – L'APPLICATION AU PROJET SOUMIS AU CONSEIL

1. – La structure du tarif

Le principe du timbre-poste

Le Conseil de la concurrence, dans un avis n° 98-A-05 du 28 avril 1998, avait préconisé l'adoption d'un tarif du type "*timbre-poste*". Le rapport Champsaur avait conclu dans le même sens. Ce système apparaissait, en effet, à la fois plus fondé techniquement et plus favorable à la concurrence que les systèmes de tarification dit "*à la distance*". La distance entre points de soutirage et d'injection ne reflète pas la distance réelle suivie par le flux d'électricité injectée sur les réseaux, selon la loi de Kirchhoff, en vertu de laquelle le courant se répartit dans le réseau en empruntant le chemin de moindre résistance. Il avait été considéré, en ce qui concerne le développement de la concurrence, que le choix d'une méthode de

tarification à la distance pénaliserait les importations et préserverait le monopole de l'opérateur historique au détriment de ses concurrents européens. L'Allemagne a été le seul pays à se doter d'une tarification à la distance, jusqu'à ce que la Commission européenne lui enjoigne d'adopter un autre mode de tarification.

Le principe qui inspire la tarification au "*timbre poste*" est le principe en vertu duquel tout consommateur qui utilise le réseau paie l'intégralité des coûts des réseaux "*amont*" à son branchement, quel que soit le niveau de raccordement du producteur qui l'alimente ; il conduit donc à une péréquation des coûts des réseaux d'acheminement de l'électricité. Ce mode de tarification favorise au moins dans un premier temps l'ouverture à la concurrence, puisqu'il est censé couvrir les coûts complets des réseaux et qu'il s'agit d'une tarification simple, beaucoup plus aisée à mettre en œuvre, dans la première phase de l'ouverture du marché, qu'une tarification qui reposerait sur le coût supporté par le réseau du fait de chaque utilisation individualisée. Une telle tarification, dite tarification nodale, se révèle beaucoup plus difficile à mettre en place, même si la CRE ne l'exclut pas pour l'avenir. La tarification nodale permettrait en effet de remédier aux principaux inconvénients de la tarification au "*timbre-poste*", qui tiennent à son absence de prise en compte des contraintes de réseau et du coût des renforcements nécessaires pour lever ces contraintes.

Le choix de la méthode forfaitaire du timbre poste constitue un compromis entre deux coûts :

- Le coût qu'il faudrait supporter pour mesurer les "*coûts réels*" imposés au réseau par chaque utilisateur et faire fonctionner un système tarifaire qui répercutent à chacun les "*coûts réels*" qu'il a engendrés ;
- Le coût des inefficacités résultant des transferts engendrés par la forfaitisation qui, inévitablement, conduit un certain nombre d'utilisateur à payer plus ou moins que les coûts réels qu'il a engendrés ;

Il en résulte que des cas particuliers peuvent se produire où les transferts croisés entre utilisateurs peuvent prendre une ampleur suffisamment grande pour mettre en défaut le réalisme du compromis.

Le Conseil estime que la possibilité de dérogations exceptionnelles à la tarification forfaitaire ne devrait pas être exclue. Les dérogations devaient ne concerner que des cas où il serait prouvé que l'écart entre le coût réel imposé au réseau et le coût forfaitisé dépasse une certaine valeur absolue. Le niveau de cette valeur serait calculé de façon à ce qu'il soit raisonnablement certain que le bénéfice économique tiré de cette dérogation ne serait pas inférieur au surcoût résultant de la difficulté de mesurer le coût réel.

Le passage au régime dérogatoire devrait alors être obligatoire, quel que soit le signe de dépassement.

L'application d'une tarification au timbre-poste peut, en outre, remettre en cause les conditions favorables octroyées, sous l'empire du monopole, aux opérateurs qui se sont raccordés aux réseaux à proximité des centres de production, pour économiser les coûts de réseaux. L'application du nouveau tarif engendre alors une augmentation des tarifs qui, à elle seule, ne justifie pas un traitement dérogatoire si les conditions qui ont été définies plus haut ne sont pas satisfaites. Il est envisageable, dans un tel cas, qu'une tarification particulière permette de ménager une période de transition, à condition que cette période soit limitée dans le temps et qu'une cible soit fixée dès l'origine.

La structure binôme des tarifs

La structure binôme des tarifs conduit à distinguer une charge fixe et une charge variable. Le principe n'en est guère contestable. Les véritables problèmes proviennent de la mise en œuvre, d'une part, et de la pluralité des moyens permettant d'atteindre le même objectif, qui consiste à faire supporter le coût des investissements supplémentaires par ceux qui en sont à l'origine, et notamment ceux qui causent le principal déterminant de ces investissements : les congestions en période de pointe. Ces moyens comportent en effet, outre la part fixe, la concavité du tarif, une éventuelle saisonnalité, la prise en compte du foisonnement et les pénalités applicables en cas de dépassement de la capacité souscrite.

Le Conseil a déjà souligné, dans un avis n° 97-A-09 du 26 mars 1997 et dans un avis n° 00-A-21 du 6 septembre 2000, qu'une composante des tarifs fonction de la puissance pouvait décourager les entrées sur le marché et constituer pour les nouveaux opérateurs une barrière à l'entrée, si elle était fixée à un niveau excessif et représentait une part importante du tarif total. Par ailleurs, une part puissance importante peut pénaliser les productions ou consommations occasionnelles et favoriser les productions ou consommations en bande, c'est-à-dire uniformes toute l'année.

La différence de traitement des clients HTA et BT

Au regard de la jurisprudence communautaire ou nationale des autorités de concurrence, toute différence de traitement tarifaire entre clients de la part d'une entreprise en position dominante doit être dûment justifiée par des raisons objectives, à peine de constituer une discrimination anticoncurrentielle (arrêt de la CJCE du 19 mars 1991 (C-202/88 : France contre Commission) ; décision de la Commission des communautés européennes du 10 février 1999 (1999/198/CE - IV/35.767 - IImailulaitos/Luftfartverket).

L'existence de la formule alternative "*saisonnalisée*", pour le HTA et la BT, traduit une évolution dans le raisonnement ayant présidé à l'élaboration du projet initial de tarif non saisonnalisé, car elle induit la reconnaissance, par la CRE, d'une certaine pertinence des modulations temporelles : selon la CRE, la "*saisonnalisation*" des tarifs a plus de pertinence pour la distribution que pour le transport : les lignes sont enterrées et ne bénéficient pas du refroidissement des lignes haute tension en hiver ; le réseau est arborescent et l'effet de foisonnement joue beaucoup plus, par suite du raccordement en HTA de 29 clients en moyenne sur le même poste, contre 4 ou 5 en HTB. La CRE n'indique pas dans sa délibération s'il s'agit d'une prise en compte provisoire destinée à lisser les évolutions des tarifs intégrés, afin que les tarifs de réseau n'évoluent pas plus vite que ce qu'il est admissible de répercuter aux clients non-éligibles, en direction d'une cible qui serait constituée par la seule courbe concave, ou d'une saisonnalisation de la distribution destinée à perdurer.

En conclusion, et en renvoyant sur ce point aux analyses théoriques qui ont été présentées au point "*Le tarif timbre poste*", le Conseil invite le gouvernement à ne maintenir une différence de prise en compte de la saisonnalisation que si, soit les différences technologiques entre les réseaux de transports et de distribution le justifient pleinement, soit il s'agit d'une transition claire et affichée comme telle.

D'une manière générale, l'existence d'une pluralité de tarifs impliquerait que soit examiné tarif par tarif

puis, pour chaque tarif vis à vis des autres, l'équilibre entre charges fixes et charges variables.

2. Le niveau du tarif

Le Conseil de la concurrence a défini les grands principes tarifaires à appliquer aux redevances d'accès à une infrastructure essentielle dans une décision du 3 septembre 1996, Heli inter assistance (n° 96-D-51), confirmée par la cour d'appel de Paris, le 9 septembre 1997. Le Conseil a sanctionné dans cette affaire l'abus de l'exploitant d'un hélicoptère qui avait établi un prix d'accès injustifié à ses infrastructures, non proportionné à la nature et à l'importance des services demandés, non transparent et non orienté vers les coûts encourus relevant de critères objectifs. En vertu de l'article 2 du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001, *"les tarifs d'utilisation des réseaux publics sont calculés à partir de l'ensemble des coûts de ces réseaux, tels qu'ils résultent de l'analyse des coûts techniques, de la comptabilité générale des opérateurs, y compris les comptes séparés des activités de transport et de distribution établis en application de l'article 25 de la loi du 10 février 2000 susvisé"*.

L'orientation vers les coûts

Le Conseil souligne que le premier exercice de tarification de l'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'EDF ne peut être que délicat ; il s'agit d'activités sous monopole, pour lesquelles le régulateur ne dispose pas de prix de marché ; au sein de l'entreprise intégrée, la dissociation fonctionnelle et comptable du transport et de la distribution est un exercice nouveau. Enfin, l'impact concret sur les utilisateurs d'un nouveau tarif ne peut être anticipé qu'avec des marges d'erreur. La démarche de tous les régulateurs en matière de tarifs est par conséquent une démarche d'adaptation et de souplesse. La CRE semble donc avoir délibérément renoncé à afficher ses hypothèses de calcul (hypothèses d'assiette de coûts pour chaque entité comptable ou d'éventuelle cible tarifaire).

La délibération de la CRE du 10 janvier 2002 ne contient aucun élément sur les hypothèses de "calage" des tarifs, contrairement à la délibération du 31 mai 2001. Les hypothèses retenues en 2001 étaient les suivantes : les charges à recouvrer ont été calculées à partir des données comptables brutes issues des comptes 2000, actualisées sur la base de taux d'inflation de 2 % annuels et d'accroissement des volumes transités de 2 % et l'assiette tarifaire à partir des charges prévisionnelles des activités dissociées Transport et Distribution, en cohérence avec les principes de dissociation comptable fixés par la loi et précisés par la CRE dans sa délibération du 15 février 2001. S'agissant des charges d'acheminement des entreprises locales de distribution (ou ELD), elles ont été forfaitairement évaluées à 6 % des charges des centres de distribution d'EDF. Le montant des charges recouvrables par la tarification retenu par la CRE s'élève à environ 24 milliards de francs pour le RTE (dont 22,8 milliards au titre du tarif et 1,2 milliard au titre de la redevance de location des postes-source et à 52,25 milliards pour la distribution (dont 49,3 milliards pour les centres de distribution d'EDF et 2,95 milliards pour les ELD). La CRE a, semble-t-il, retenu une rémunération du capital de 6,5 % pour les deux entités transport et distribution.

Le Conseil observe qu'une mauvaise rémunération des gestionnaires de réseaux pourrait être de nature à entraver les investissements des réseaux et donc à freiner le développement de la concurrence. S'agissant de monopoles investis par le II de l'article 2 de la loi du 10 février 2000 des missions de service public de

développement et d'exploitation des réseaux, afin de permettre la desserte rationnelle du territoire national, l'interconnexion avec les pays voisins et le raccordement et l'accès des utilisateurs dans des conditions non discriminatoires à leurs infrastructures, les gestionnaires de réseaux pourraient être empêchés d'accomplir ces missions par la non couverture de leurs charges et être amenés à refuser l'accès aux réseaux dans des conditions qui inciteraient à les soupçonner d'abus de position dominante.

Un certain nombre d'opérateurs entendus par le rapporteur et par le Conseil insistent sur la possible non couverture des charges par les tarifs. Les écarts entre les recettes attendues et les coûts tiennent, selon eux, à :

- la non imputation ou la mauvaise imputation de certaines charges dans la dissociation comptable : la DEGS (direction d'EDF qui gère le réseau des centres de distribution d'EDF) souligne ainsi que n'a pas été anticipé dans ses coûts l'impact de la loi SRI (le montant concerné avoisinerait les 2 milliards) ; les DNN soulignent que leurs charges, évaluées forfaitairement par la CRE sur la base des chiffres de la DEGS, selon des clés données par elle, ne reflètent pas la réalité, 20 % de celles-ci n'étant pas couvertes par les tarifs ;
- l'existence d'un certain nombre de postes dont l'évaluation est difficile, comme les dispositions de l'article 5 II du décret du 26 avril 2001, et notamment l'impact, sur les recettes du RTE, du regroupement tarifaire des points de raccordement des distributions ou de l'autorisation, pour les sites comportant à la fois de la production en cogénération bénéficiaire de l'obligation d'achat par EDF et des consommations de clients finals, de mutualiser les flux injectés et soutirés (qui se traduiraient selon les prévisions du RTE par des manques à gagner de l'ordre de 500 à 800 millions de francs).

Le Conseil constate qu'en l'absence de modification des coefficients du barème de base, le montant des recettes assurées sur la base de la seule courbe concave ne peut encore être garanti avec des formules tarifaires alternatives : les consommateurs HTA ou BT y ayant intérêt vont optimiser leurs tarifs, en choisissant la formule tarifaire la plus avantageuse pour eux, ce qui va automatiquement se traduire, pour chaque niveau tarifaire, par des baisses de recettes pour les opérateurs de réseaux. La CRE expose que la perte de recettes liée à l'adoption des tarifs horosaisonnalisés est de l'ordre de 75 millions d'euros (soit 3,7 % des recettes attendues du tarif HTA), que les coefficients ont été recalculés pour compenser cette perte, mais que les données de consommation ayant augmenté par rapport aux hypothèses de 2001, ces coefficients du tarif HTA sont finalement demeurés pratiquement inchangés. Le Conseil ne peut porter d'appréciation sur ces éléments, n'ayant pas reçu communication du détail des calculs pour les tarifs HTA et BT.

L'évaluation de l'impact des tarifs sur les recettes attendues dépend du modèle de calcul des optimisations tarifaires retenu ; or la base de données clientèle d'EDF ne permet pas de simuler les recettes à attendre du barème, client par client, mais uniquement par classe tarifaire. La simulation effectuée par la régie de Metz, sur l'ensemble de ses clients et client par client, soit 150 000 clients constituant un échantillon représentatif des clients des distributions, met en évidence une baisse des recettes pour la distribution, par rapport à la formule concave et laisse supposer que les hypothèses retenues par la CRE pour calculer les optimisations seraient peut-être trop optimistes : la baisse calculée par la régie est de l'ordre de 2 à 2,5 %

pour les tarifs verts, et de 2 % pour les tarifs bleus.

Globalement, cependant, le Conseil ne peut que s'en remettre au savoir-faire de la CRE sur le point de savoir si le niveau tarifaire retenu conduira à des recettes qui n'engendreront pas pour les gestionnaires des différents réseaux de rente traduisant une absence d'orientation vers les coûts. Par ailleurs, la séparation comptable entre le RTE et EDF production garantit qu'à supposer même que le niveau des recettes se révèle ex post sensiblement supérieur aux coûts, EDF production ne bénéficiera pas de subventions croisées directes de nature à la permettre de perturber le marché concurrentiel sur lequel elle est active.

Ces conclusions générales rassurantes s'accompagnent cependant d'un certain nombre d'interrogations qui portent, d'une part, sur le détail des différents éléments du tarif et, d'autre part, sur le risque de subventions croisées indirectes résultant de l'existence de "*trappes tarifaires*" ou d'effets de ciseau.

Le niveau des différents éléments du tarif

Ainsi qu'il a été dit plus haut, l'absence de transferts croisés entre utilisateurs des réseaux suppose qu'un certain nombre de conditions chiffrées soient satisfaites. Dans la plupart des cas, le Conseil n'est pas en mesure de se prononcer, faute de disposer d'études adéquates.

En premier lieu, il est normal, au stade de l'élaboration du premier tarif, que des questions très difficiles n'aient pas été examinées en détail. Il s'agit, notamment, de l'évaluation comparée, même approximative, des inefficacités induites par le caractère relativement forfaitaire du tarif et du coût de la mesure des frais réels supportés par le réseau au moins pour les plus gros utilisateurs.

Mais, en second lieu, il est plus gênant de ne pas disposer de précisions sur ce que pourraient être les coûts des pointes, l'explicitation des objectifs d'étalement de la consommation et d'analyse de l'efficacité comparée des instruments utilisés pour désinciter aux consommations de pointe : saisonnalité, concavité du tarif et pénalités. On peut ajouter à ces instruments la prise en compte du foisonnement dans la mesure où l'affichage d'un correctif propre aux utilisateurs qui procèdent à des regroupements peut les inciter à maximiser leur foisonnement. Il n'est, dès lors, pas possible de se prononcer sur l'existence de distorsions significatives entre utilisateurs du réseau qui ne seraient pas justifiées par les coûts réellement supportés par ce dernier et qui seraient susceptibles d'engendrer des inefficacités sur les divers marchés sur lesquels les entreprises consommatrices d'électricité sont actives.

Un certain nombre de cas particuliers seront en outre examinés ultérieurement.

La persistance de trappes tarifaires

Les clients pour lesquels la part réseaux résultant de la version optimisée du nouveau barème constituerait une partie importante des tarifs intégrés et qui seront prochainement éligibles ne seront pas incités à quitter EDF, car cette part d'acheminement ajoutée au prix de la fourniture d'électricité sur le marché serait supérieure au barème intégré d'EDF actuel. Cela pourrait constituer un frein à l'ouverture à la concurrence. Dès 2003, le seuil d'éligibilité descend à 9 gigawatts ; à l'horizon 2004, les professionnels

pourront librement choisir leur fournisseur d'électricité, soit 70 % de la consommation. Un nombre significatif de clients pourraient ainsi, du fait de ces "*trappes tarifaires*", n'avoir aucun intérêt à faire jouer la concurrence entre producteurs.

Cet effet sera cependant limité par la refonte prochaine des tarifs intégrés. De plus, les simulations effectuées par la CRE, sur la base des données clients d'EDF, montrent que l'impact du tarif d'utilisation des réseaux sur les factures intégrées, une fois les optimisations effectuées, est beaucoup moins important que l'impact mesuré en 2001 sur la base de la seule formule concave. Si l'on considère que les clients prochainement éligibles seront les abonnés au tarif vert A, on constate que ceux d'entre eux qui connaissent encore des hausses importantes de facture sont peu nombreux : en Vert A8 Base, EJP MU et EJP TLU : environ 1 500 personnes sont concernées, soit moins de 1 % de clients d'EDF et 6,7 % des clients verts (consommant approximativement 7,9 TWh sur 109 TWh des clients verts).

De façon générale, les tarifs en temps réel sont frappés de plein fouet par les nouveaux tarifs ; leur pérennité est menacée, qu'il s'agisse des tarifs bleu EJP ou Tempo (850 000 clients en bleu EJP et 400 000 en bleu Tempo, soit en terme de puissance consommée, moins de 12,5 tWh sur 154 TWh du bleu) ou des jaune et vert (20 000 clients). Jusqu'alors, les tarifs intégrés d'EDF concentraient 70 % des coûts de réseaux sur les heures de pointe (les 400 heures du poste EJP).

S'agissant des clients éligibles, les prix intégrés de certains contrats Émeraude de clients HTB (vert B et C, actuellement éligibles) qui ont investi pour consommer en période creuse, sont plus intéressants que la sommation du coût du transport issu du nouveau tarif et du prix de marché de la fourniture d'électricité. Il semble que le nombre d'entreprises concernées par ce phénomène soit cependant limité, selon l'UNIDEN.

L'effet "*trappe à tarif*" semble donc limité ; dans l'attente de la réforme des tarifs intégrés, le surcoût devrait peser sur EDF production. Il convient de souligner à ce sujet que le besoin d'effacement à la pointe du producteur EDF va s'accroître dans les années à venir, les moyens de production de pointe étant appelés à manquer d'ici 2005-2010 ; l'impact de la disparition de certains tarifs à effacement chez les éligibles a été mis en évidence, lors des derniers froids de l'hiver 2001, au cours duquel EDF n'a pu faire face à la demande intérieure qu'en important de l'électricité à des prix extrêmement élevés, de l'ordre de 1 000 euros/MgW.

Le Conseil ne peut que recommander que les "*tarifs intégrés*" d'EDF soient réétudiés le plus rapidement possible et que, si des tarifs transitoires se révèlent nécessaires pour éviter des "*sauts tarifaires*" trop brutaux, ces tarifs soient nettement limités dans le temps, la cible à atteindre étant clairement fixée.

Les effets de ciseau

Certaines concessions de distribution pourraient être en difficulté si leur clientèle est essentiellement constituée de clients raccordés en HTA ou en BT ; le tarif intégré aux clients captifs étant plafonné, ces concessions ne pourraient pas couvrir leurs charges, qui devraient alors être compensées par le Fonds de péréquation de l'électricité, dont on peut se demander s'il rentre dans sa vocation de compenser ce genre de déficit. En vertu du II de l'article 5 de la loi du 10 février 2000, "*tout ou partie des coûts supportés par*

les organismes de distribution et qui, en raison des particularités des réseaux publics de distribution qu'ils exploitent ou de leur clientèle, ne sont pas couverts par la part relative à l'utilisation de ces réseaux dans les tarifs de vente aux clients non éligibles et par les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution" sont compensés par le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE). Ce fonds n'est donc pas chargé de remédier à des erreurs de "calage" des tarifs mais aux particularités techniques des réseaux, qu'il conviendrait alors de bien mettre en évidence.

Le Conseil remarque que l'exécution d'un contrat de fourniture d'électricité entre deux pays différents implique l'intervention de plusieurs gestionnaires de réseaux de transport (GRT), au titre des flux de transit et de bouclage et qu'il est indispensable que les coûts impliqués par ces flux transfrontaliers soient compensés par un système de versement entre les GRT. Dans l'hypothèse contraire, les pays centraux où ces flux sont concentrés ne seraient pas indemnisés des coûts supportés par les flux transfrontaliers et une telle conséquence serait préjudiciable au renforcement des réseaux d'interconnexion, condition nécessaire à l'émergence d'une concurrence sur la fourniture d'électricité en Europe.

Le Conseil souligne qu'il est aussi indispensable que les charges dues par chaque GRT au fonds ETSO soient distinguées des charges de réseau dues à leur fonctionnement interne. Il serait en effet inéquitable de répercuter sur les utilisateurs nationaux des coûts résultant d'une utilisation des réseaux par des tiers. Le choix du projet de décret de soumettre les producteurs à un tarif d'injection de 0,18 euros/Mgwh, est logique ; les producteurs concernés sont en effet EDF, la SNET (production de 2 TWh), Énergie du Rhône (filiale de la CNR et d'Electrabel ; production de 1,5 TWh) et les grosses cogénérations. L'électricité vendue par ces derniers opérateurs sur la bourse de l'électricité peut être exportée et ils contribuent donc bien aussi, avec EDF, aux exportations françaises. Le Conseil note que si seuls les producteurs branchés sur la très haute tension sont assujettis, les petites cogénérations étant exonérées, cette différence de traitement semble justifiée par la participation des premiers à l'essentiel des exportations françaises et à la prise en compte, pour les cogénérations, de leur faible utilisation du réseau, car elles alimentent généralement des clients situés à proximité.

S'agissant de transaction entre GRT, la répartition entre producteurs et consommateurs n'est pas indifférente, ainsi qu'il sera vu pour les charges internes du GRT national. Un tarif d'injection national qui frapperait les exportations vers un pays qui ferait payer ses consommateurs donnerait lieu à une double tarification, alors que le flux inverse serait exonéré. Une harmonisation européenne est donc particulièrement souhaitable.

La hausse des tarifs par rapport au barème provisoire

L'UNIDEN expose que les tarifs d'utilisation des réseaux en valeur absolue semblent plus élevés que les tarifs provisoires mis en place par EDF en 1999, notamment pour les niveaux de tension HTA et HTB ; les clients éligibles vont donc payer une facture de transport de l'électricité plus élevée, d'autant qu'ils se verront également répercuter la contribution aux charges du service public de la production d'électricité de 2 centimes de francs par KWh, qui peut représenter jusqu'à 10 % d'augmentation de facture. Il faut cependant noter que le barème provisoire, établi à partir des coûts du RTE de 1998, n'avait pas été calculé pour assurer l'équilibre comptable de celui-ci, mais pour garantir, dès l'ouverture du marché, en février

1999, un accès rapide et facile aux réseaux ; il n'a pas été réévalué par la suite et n'a couvert, en 2001, les charges du RTE, qu'à la suite de rentrées exceptionnelles de recettes (dépassements de puissance de l'hiver 2001 ; facturation des exportations...). L'augmentation des tarifs de transport par rapport au barème provisoire n'est donc pas significative en soi, si ce barème était sous-évalué par rapport aux coûts. A supposer même que ces tarifs soient calés à un niveau artificiellement élevé afin de couvrir les déficits de l'activité distribution, il s'agirait de subventions croisées entre deux activités de monopole (le transport et la distribution). Il n'est pas davantage démontré, ni même allégué, que le niveau des tarifs de transport soit susceptible de pénaliser les importations et d'avantager EDF dans la fourniture d'électricité aux éligibles ; il semble, par ailleurs, que la concurrence ait suscité, au profit des consommateurs éligibles français, des baisses du prix de la fourniture d'électricité, ce qui tempère, en leur faveur, le constat du renchérissement des prestations de transport.

3. L'imputabilité des tarifs

Le Conseil observe qu'un tarif à l'injection rendrait plus difficiles les subventions croisées qu'un tarif au soutirage ; en effet, dans l'hypothèse d'un tarif payé au soutirage, l'opérateur historique peut en cas de défaillance de contrôle du régulateur faire payer une baisse de ses prix de fourniture par une surfacturation des coûts d'acheminement, ce qui l'avantage sur le marché national et sur les marchés étrangers.

Le Conseil souligne que le type de répartition choisie n'est pas indifférent sur le plan de la concurrence. En effet, l'absence de tarif d'injection pour les producteurs avantage les exportations de l'opérateur historique, qui bénéficie, pour l'acheminement de ses 70 TWh exportés, d'une utilisation gratuite des réseaux de transport nationaux, les charges afférentes à cette utilisation étant mutualisées dans le tarif de soutirage payé par les consommateurs français. Par ailleurs, l'usage de partage producteurs/clients différents d'un pays à l'autre peut avoir une influence sur la compétitivité de certaines transactions. La plupart des pays limitrophes ayant choisi d'exonérer les producteurs, il semble difficile à court terme, en l'absence d'une harmonisation européenne sur la part des coûts de réseaux recouverts par les tarifs d'injection, de prévoir en France, des taux d'injection trop élevés qui désavantageraient le producteur EDF ; toutefois, il serait souhaitable de prévoir, dans des délais aussi brefs que possible, un partage du paiement des tarifs entre les producteurs et les consommateurs (le rapport Champsaur prévoyait une répartition 1/3, 2/3), à condition qu'une harmonisation européenne soit mise en place.

Le Conseil souligne que la concurrence ne pouvant se développer, à court terme, en France, que soit grâce aux importations soit par le biais des capacités mises aux enchères par EDF, il convient de s'assurer que le système de tarification mis en place ne pénalise pas les importations, ou qu'à l'inverse, il ne subventionne pas les exportations au point que toutes les capacités mises aux enchères seraient utilisées à l'exportation ; dans la plupart des pays limitrophes de la France, les producteurs ne paient pas de tarifs d'injection ; leurs exportations en France ne sont donc taxées qu'en France, au soutirage ; il convient de signaler cependant le cas particulier de l'Allemagne qui soumet ses exportations à une taxe ; les importations en France, en provenance d'Allemagne sont donc taxées deux fois, une fois à l'exportation sur le territoire allemand, une autre fois sur le territoire français (tarif de soutirage). Les clients éligibles qui achètent de l'électricité en provenance d'Allemagne paient donc cette taxe (répercutée sur eux) et ce tarif de soutirage.

Le projet de décret pourrait placer de ce fait mais aussi à cause des règles applicables en matière de transit, le RTE en position de faire payer aux consommateurs français un transport d'électricité dont ils ne bénéficient pas. Le Conseil rappelle que, dans un arrêt du 10 décembre 1991 (Port de Gênes), la Cour de justice des communautés européennes a jugé qu'une entreprise à laquelle sont conférés des droits exclusifs commet un abus de position dominante lorsqu'elle exige le paiement de services non demandés, et qu'un État membre crée une situation contraire à l'article 82 du traité lorsqu'il adopte une réglementation qui prévoit cet état de fait.

Plus généralement, la logique de la tarification "*timbre poste*" est celle d'une mutualisation des coûts de transport, par catégorie de tarif, quelle que soit la réalité du transport lui-même. Une telle logique suppose que le périmètre du réseau et celui de la mutualisation soient identiques. Appliquer des mutualisations nationales à un réseau qui, physiquement, est européen, ne peut que provoquer des problèmes. A terme, il paraît relativement évident que cette contradiction doit disparaître par la mise en place d'une tarification commune à l'ensemble du réseau. A court terme, au moins conviendrait-il que la contradiction entre le caractère européen du réseau et le niveau national de la mutualisation soit reconnue et traitée dans ses conséquences sur la base de compromis réalistes. Ces compromis pourraient comprendre deux voies : l'adoption de règles européennes communes, même si elles demeurent appliquées nationalement et une estimation, même approximative, des distorsions engendrées par la dysharmonie géographique entre la mutualisation et le réseau débouchant sur des paiements de réseau à réseau.

4. Les cas particuliers et leurs leçons

La SNCF

Pour assurer la traction de ses trains, la SNCF achète de l'énergie à EDF. Elle est à ce titre le cinquième client d'EDF production (consommation de 8 Twh) et le premier client de RTE. Alimentée par 535 sous-stations faisant l'objet de 107 regroupements, la SNCF, client éligible, a bénéficié du tarif provisoire d'acheminement de l'électricité en 1999. L'application du nouveau barème se traduit, avec ou sans péage de regroupement, par une augmentation substantielle de sa facture : d'une facture de 735 millions de francs au titre de 2001 (tarif MADE), sa facture passe à 850 millions de francs sans regroupement et à 935 millions de francs avec regroupement. Ce deuxième chiffre est paradoxal : un client disposant de plusieurs branchements et qui foisonne ses consommations est censé faire peser un coût moindre sur le réseau. Sa situation en fait un client à part : elle ne consomme pas, en effet, simultanément en tous les points de raccordement de son réseau, mais la consommation en chacun de ces points croît lorsque les charges roulantes (locomotives) passent devant eux. Donc, en chacun de ses points de livraison, elle a une durée d'utilisation très courte ; elle paie donc relativement plus que les gros industriels qui ont une durée d'utilisation de l'ordre de 5 ou 6 000 heures.

La SNCF expose que le calcul du péage de regroupement la désavantage ; le choix d'une tarification à la puissance la désavantage déjà, car ses sous-stations sont proches du réseau du RTE et elle devrait logiquement moins contribuer aux pertes en ligne ; la réintroduction de la notion de distance pour le calcul des péages la désavantage encore : d'après ses calculs, la redevance de regroupement présenterait un intérêt lorsque le chemin électrique est inférieur à : 3 kms pour les lignes 63 à 90 kV (or, la distance entre

deux stations de la SNCF varie entre 8 et 15 kms) ; 8 à 16 kms pour le réseau 225 KV (or cette distance est, pour la SNCF, comprise entre 30 et 90 kms) ; 3 kms pour le réseau HTA (cette distance étant, pour la SNCF, comprise entre 8 et 15). Au final, le prix moyen de l'acheminement payé par la SNCF s'élève à 10 centimes par KWh, alors qu'il ressort à 4 centimes pour les éligibles.

Le Conseil estime que les difficultés exposées par la SNCF illustrent la problématique plus générale des cas particuliers.

Ou bien, il n'y a pas de raison de traiter la SNCF de façon spécifique, c'est-à-dire qu'elle doit être soumise à une tarification de type timbre poste intégrant une correction de foisonnement. Dans ce cas, la règle générale qui doit lui être appliquée est que la distance parcourue par le courant ne doit pas être prise en compte ; est alors inopérant l'argument, avancé en séance par le RTE selon lequel la configuration du réseau ferré a imposé la construction de lignes spécifiques plus ou moins dédiées. De même, si la SNCF n'est pas un cas particulier, il semble qu'il ne convient pas, paradoxalement, de lui appliquer les règles de foisonnement de droit commun. En effet, ces dernières ont été calculées pour des consommateurs fixes, la distance entre les points de raccordement étant précisément calculée afin de s'assurer de la réalité du foisonnement. Or un train qui se déplace est, en lui-même, une cause de foisonnement puisqu'il ne soutire du courant qu'au niveau des points de raccordement auprès desquels il passe. Traiter la SNCF comme un utilisateur "*normal*" imposerait donc paradoxalement de prévoir pour elle une règle de foisonnement *ad hoc*.

Ou bien, au contraire, notamment à cause des investissements spécifiques que le réseau doit consentir à cause de la configuration géographique du réseau ferré, il convient, dans la ligne de ce qui a été exposé plus haut sur l'opportunité de prévoir des dérogations, de réserver à la SNCF un traitement spécifique. Il s'agirait alors nécessairement de la faire échapper à la logique mutualisante de la tarification "*timbre poste*", par une recherche au moins approximative des coûts spécifiques supportés par le réseau pour alimenter la SNCF.

En ne prévoyant ni l'une ni l'autre de ces voies, le tarif soumis au Conseil est donc peut-être susceptible (sous réserve d'une expertise plus précise à laquelle le Conseil n'avait pas les moyens de se livrer) de faire supporter à la SNCF des coûts excessifs.

L'écèlement du dépassement de puissance des GRD

Une exception à la tarification des dépassements de puissance est prévue à l'alinéa 4, en faveur des GRD.

Cette disposition prévoyant, en faveur des GRD, un écèlement des pénalités dues pour dépassement de puissance en période de froid très rigoureux, semble introduire, en leur faveur, une discrimination par rapport aux clients éligibles, qui ne bénéficient pas d'un tel écèlement. Il semble qu'elle tire son origine de la circonstance que les GRD paient, en cas de grand froid, des dépassements de puissance au RTE (une baisse de température de 1 degré implique une consommation supplémentaire de 1 300 MgW), qu'ils ne peuvent repercuter sur leurs clients captifs, hormis sur la part variable de l'abonnement. Un dispositif identique existerait déjà en faveur des ELD (contrats de concession).

Le Conseil note que le décret-cadre du 26 avril 2001 a implicitement reconnu que l'utilisation du réseau de transport par les GRD présentait des spécificités justifiant un traitement particulier : les GRD ne figurent pas dans l'énumération des utilisateurs du réseau de l'article 3 et le mécanisme de reversement qui s'applique à eux est décrit dans un article distinct. Cette spécificité justifie sans un doute un traitement particulier pour les dépassements de puissance ; le Conseil estime toutefois que cette disposition est trop imprécise, en l'absence de définition de la notion de "*froid très rigoureux*" ; elle ne dit pas qui est chargé de la mettre en œuvre (on peut penser qu'il s'agit du RTE) et laisse place à l'interprétation quant à ses conditions d'application. EDF-RTE pourrait être soupçonné de commettre un abus de position dominante en avantageant indûment les GRD par rapport aux clients éligibles. Cette disposition mériterait donc d'être précisée, afin d'éviter qu'il en soit fait une application anticoncurrentielle.

D'une manière plus générale, l'étude de ces cas particuliers illustre une difficulté qui tient au caractère doublement artificiel du tarif par rapport à une tarification idéale au "*coût réel*" : d'une part, la tarification "*timbre poste*" est, en elle-même, de nature forfaitaire ; d'autre part, le tarif prévoit de nombreux correctifs de caractère catégoriel, c'est-à-dire qui ne sont pas évalués utilisateur par utilisateur (écrêtement, foisonnement, concavité, saisonnalité différenciée selon les types de réseau, tarifs alternatifs). Pertinents pour certains cas particuliers qui ont permis de les calculer, ils peuvent, appliqués à d'autres utilisateurs, engendrer de fortes distorsions. La combinaison des multiples correctifs et du principe forfaitaire du "*timbre poste*" risque de devenir de plus en plus complexe à gérer s'il faut qu'elle soit elle-même amendée pour tenir compte des effets pervers qu'elle engendre : cette constatation est une incitation de plus à faire progresser la réflexion sur la tarification nodale.

V. – Questions diverses

1. CHAMP D'APPLICATION

Le tarif d'utilisation des réseaux proposé ne s'appliquera directement, dans un premier temps, qu'aux clients éligibles. Les clients non éligibles continuent, en effet, à être soumis aux tarifs intégrés de vente, actuellement en vigueur, qui couvrent les coûts de fourniture et de réseaux.

Un décret réglementant les tarifs intégrés doit intervenir vers la fin de l'année, à la suite des conclusions de la mission confiée le 14 mai 2001, par le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et le secrétaire d'État à l'industrie, au chef de service de l'Inspection générale des finances et au vice-président du Conseil général des mines, sur les tarifs de vente aux consommateurs captifs. En vertu de l'article 2 du décret n° 2001-678 du 26 juillet 2001 relatif aux tarifs de vente de l'électricité aux clients non éligibles, "*les tarifs de vente de l'électricité aux clients non éligibles sont fixés par décret en Conseil d'État, après avis de la Commission de régulation de l'électricité et du Conseil de la concurrence*". C'est ce décret qui incorporera les tarifs d'utilisation des réseaux dans les tarifs intégrés de vente. Jusqu'à son entrée en vigueur, le tarif d'acheminement de l'électricité ne sera pas appliqué directement et immédiatement aux consommateurs non éligibles.

Le Conseil souligne, cependant, que, pour ces derniers, le tarif d'utilisation des réseaux revêt une

importance immédiate : le I de l'article 5 du décret prévoit en effet que *"les tarifs d'utilisation des réseaux publics servent à l'établissement de la facture, qui est adressée à l'utilisateur par le gestionnaire du réseau public auquel il est raccordé"* et que le montant correspondant aux coûts d'utilisation des réseaux publics sera identifié sur les factures des clients non éligibles, au plus tard à compter du 1^{er} juillet 2002, et, dès l'entrée en vigueur du décret, sur les factures des clients éligibles qui n'ont pas mis en oeuvre leur droit à l'éligibilité ; cet affichage a un double impact :

- la sommation des tarifs d'acheminement payés directement par les éligibles qui ont fait valoir leur éligibilité et de la part correspondant aux tarifs d'acheminement figurant sur les factures intégrées représente l'ensemble des recettes des entités transport et distribution et sert de base au calcul des *"reversements"* entre ces entités ; leur périmètre comptable est donc défini par ces recettes ;
- l'affichage sert un objectif de transparence tarifaire et de pédagogie, non seulement pour permettre à tous les clients d'apprécier la part *"réseaux"* dans leurs factures intégrées, mais aussi pour permettre aux futurs éligibles, ou éligibles n'ayant pas encore exercé leur éligibilité, d'exercer cette faculté dans les meilleures conditions.

Le Conseil rappelle, à cet égard, qu'il est important d'afficher, dans un premier temps, un tarif simple et transparent, afin de permettre aux investisseurs éventuels de forger leurs anticipations, seule une observation fine du marché et des comportements des opérateurs permettant ensuite d'affiner le mode de tarification. Le Conseil a déjà estimé, dans les avis n° 98-A-21 du 1^{er} décembre 1998 et n° 97-A-09 du 26 mars 1997, que *"le barème des redevances, s'il intègre des critères de modulation, (doit) indiquer avec précision les objectifs poursuivis par chacun des éléments de la modulation, ainsi que ses conditions d'amplitude, afin que ces critères ne soient pas susceptibles de conduire à des discriminations entre opérateurs ayant une efficacité identique et que la multiplication des paramètres de variation des redevances ne conduise pas à une tarification complexe génératrice d'une insuffisance de transparence"*.

Il n'entre pas dans la compétence du Conseil de la concurrence de prévoir les mesures nécessaires à la mise en oeuvre concrète du tarif, ni la forme que ces mesures devraient revêtir ; toutefois, il semble que les déclinaisons pratiques du tarif ne doivent pas être laissées à la seule appréciation de l'opérateur historique ; à défaut, celui-ci serait systématiquement soupçonné d'utiliser, à son profit, les marges de manœuvre provenant des imprécisions ou des lacunes de la réglementation ; en outre, les DNN pourraient être pénalisés par un tel dispositif unilatéral, nécessairement opaque.

2. DÉLAIS D'APPLICATION DU TARIF

EDF demande que la date d'entrée en vigueur du décret soit reportée d'environ quatre mois. L'établissement public souligne qu'en l'état, le décret s'appliquera dès sa publication au *Journal officiel*. Chaque éligible devra donc, dès cette date, sur la base du décret, se voir proposer un contrat d'accès aux réseaux de distribution (CARD) ou de transport par les gestionnaires de réseaux. L'élaboration des contrats proposés par les GRD à leurs clients éligibles raccordés en HTA (1 300 clients pour les distributions d'EDF), pour lesquels trois versions tarifaires alternatives sont proposées, nécessite non seulement une réévaluation de la situation individuelle de chacun, mais aussi un calcul d'optimisation. Cette élaboration ne pourra être réalisée immédiatement ; à la réception de ce document, les clients

pourraient utilement disposer d'un délai de réflexion.

CONCLUSION

Le Conseil formule un avis favorable :

- au principe d'un contrôle tarifaire du prix d'utilisation des réseaux publics de transport de l'électricité sur le fondement de l'article L. 410-2 du code de commerce ;
- à l'adoption d'un mode de tarification dit "*au timbre-poste*" et à structure binôme, sous réserve que les transferts de charges entre utilisateurs résultant de l'adoption de cette technique forfaitaire n'entraînent pas, dans certains cas particuliers, des inconvénients dépassant l'avantage résultant de la simplicité de cette technique ;

Le Conseil relève le caractère discutable du choix qui consiste à faire payer par les consommateurs français le coût du transport d'une électricité qu'ils ne consommeront pas.

Le Conseil souligne, par ailleurs, que le choix de faire supporter la charge des tarifs d'utilisation des réseaux aux consommateurs (au soutirage) pourrait poser un problème de concurrence, la situation actuelle aboutissant à faire supporter, par les utilisateurs du réseau, les charges d'exportation du monopole historique, et insiste sur la nécessaire harmonisation européenne des règles tarifaires relatives à l'utilisation du réseau.

S'agissant du niveau général du tarif, le Conseil n'a pas d'observation particulière à formuler, sauf à attirer l'attention du gouvernement sur les risques inhérents à la non couverture des charges des gestionnaires de réseaux (EDF RTE ; EDF Distribution et DNN) qui serait de nature à entraver leurs investissements, à dégrader les services rendus, voire à rendre impossible l'exercice de leurs missions de service public et, ainsi, à freiner l'émergence de la concurrence ; le prix de l'acheminement de l'électricité, activité de monopole régulé, ne semble pas, en tant que tel, de nature, à favoriser des subventions croisées au profit du marché de la production ouvert à la concurrence ; c'est plutôt l'impression inverse qui se dégage du dossier, à savoir d'une pénurie de recettes à répartir entre deux activités régulées, la distribution et la production à destination de la clientèle captive.

S'agissant du niveau des différents éléments du tarif et de la répartition des charges entre les différents types de tarif, le Conseil estime ne pas disposer des moyens de porter un jugement sur les risques de transferts de charge entre utilisateurs que les choix opérés engendrent ni sur le point de savoir si le coût de l'inefficacité de ces transferts est ou non inférieur au bénéfice attendu du dispositif en termes de simplicité et de désincitation à la consommation de pointe. Le Conseil ne peut que recommander que des études soient menées sur ces différents points afin d'améliorer si nécessaire les prochains tarifs.

Le Conseil constate que :

- des "*trappes tarifaires*", de nature à freiner le passage des futurs éligibles à la concurrence, vont exister ; elles semblent avoir un impact limité, en pourcentage de la consommation intérieure

d'électricité, mais elles devront disparaître sous l'effet du réaménagement des tarifs d'EDF dont il faut souhaiter qu'il intervienne rapidement ;

- les cas des "*charges roulantes*", concernant la SNCF et la RATP, ou de l'écêtement de puissance des GRD nécessitent des études techniques plus approfondies, semblent parfois révéler des incohérences dans l'application des règles et devraient conduire, d'une manière générale, à une réflexion sur les cas particuliers.

Délibéré, sur le rapport de Mme Luc, par Mme Hagelsteen, Présidente, présidant la séance, M. Nasse, Mme Pasturel, vice-présidents et M. Bidaud, membre.

Le rapporteur général,

Patrick Hubert

La présidente

Marie-Dominique Hagelsteen