

# Les collectivités concédantes de la distribution publique d'électricité et la gestion des risques

**Les communes et groupements de communes, en leur qualité d'autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité, concourent directement à la limitation des risques que les aléas climatiques font peser sur leurs réseaux de distribution. Dans le contexte de l'ouverture à la concurrence de la fourniture d'énergie, il est important de donner à ces concessions locales, qui ont fait la preuve de leur grande réactivité, tous les moyens de garantir, de façon pérenne, la qualité des réseaux et la continuité du service public de distribution.**

**par Pascal Sokoloff**  
*Chef du service juridique de la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR)*

**D**eux ans après les graves intempéries de décembre 1999 et les interruptions de fourniture qu'elles ont engendrées, au moment où les collectivités organisatrices de la distribution publique d'énergie électrique (communes et groupements de com-

munes) sont appelées à prendre leur part de la sécurisation de leurs réseaux pour éviter que de semblables défaillances ne se renouvellent, il n'est pas inutile de rappeler que le principe de continuité est précisément l'un des plus anciens éléments de caractérisation de la notion de service public. Dès 1909, le Conseil d'Etat (Conseil d'Etat, 7 août 1909, Winkell) identifiait, dans la continuité, un des attributs essentiels des personnes publiques telles que l'Etat ou les collectivités locales. Très rapidement, les distributions publiques locales d'énergie en ont constitué l'une des illustrations les plus emblématiques : dans son célèbre arrêt « Gaz de Bordeaux » du 30 mars 1916, le Conseil d'Etat reconnaissait, au nom de la continuité du service public (il s'agissait en l'espèce de la distribution de gaz de ville), l'obligation pour un concessionnaire de poursuivre l'exploitation du service malgré la forte évolutivité des circonstances économiques, et celle de la collectivité organisatrice de l'indemniser des charges nouvelles ainsi induites. Plus récemment, la haute juridiction a qualifié le principe de continuité du service public de principe général du droit (Conseil d'Etat, assemblée, 7 juillet 1950, Dehaene) ou de « principe fondamental » (Conseil d'Etat, 13 juin 1980, Mme Bonjean). Le Conseil constitutionnel n'a pas hésité, de son côté, à voir dans la continuité du service public un principe de valeur constitutionnelle (Conseil constitutionnel, 25 juillet 1979, n° 79-105). Certes, en pratique, la mise en œuvre de ce principe s'est avérée susceptible de modalités et d'interprétations très variables, notamment parce qu'il a fallu le mettre en cohérence avec un autre

principe reconnu au niveau constitutionnel, celui du droit de grève. Pour autant, l'obligation première, faite aux services publics, de fonctionner continuellement a traversé le vingtième siècle sans faiblir, avant de connaître, donc, dans le domaine des services publics locaux de distribution d'électricité, un spectaculaire regain d'actualité dans le contexte de risques climatiques illustré par les tempêtes de 1999.

Les désordres qu'elles ont occasionnés ont certes servi, à cet égard, de caisse de résonance, mais il paraît probable qu'en l'absence même d'événements aussi exceptionnels, la question de la prise en considération, par le service public de l'électricité, de la continuité de l'approvisionnement en énergie n'aurait pas manqué de prendre une place de premier plan dans le débat public qui s'est ouvert sur l'évolution des systèmes énergétiques.

Les mutations fondamentales qui affectent le système électrique sous l'influence de l'édification du marché intérieur européen et de l'expansion consécutive du champ du droit de la concurrence ne pouvaient manquer, en effet, d'appeler à une réflexion forte sur les enjeux de la sécurité d'approvisionnement et les moyens de la garantir. L'apparition, en Californie, de ruptures d'approvisionnement liées, non à des conjonctures climatiques, mais bien aux aléas de la conduite du changement économique, technique et juridique (1), atteste de la nécessité de réfléchir à la gestion de ces risques de

(1) Voir à ce sujet : « La crise californienne. Du bon usage de la dérégulation du marché de l'électricité » par Raphaël Hadas-Label, dans les Annales des Mines, Réalités Industrielles, février 2001 « Innovation, réseaux, territoires ».

discontinuité d'un point de vue global, intégrant l'ensemble des facteurs de fragilité, c'est-à-dire non seulement les facteurs physiques, mais aussi ceux du fait de l'homme et des imperfections de ses systèmes sociaux. Ces considérations ont donc inspiré, dans une certaine mesure, la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, et demeurent très présentes dans les réflexions en cours sur les modifications à apporter à la directive européenne de décembre 1996.

Pour appréhender la gestion de ces risques - que nous aborderons essentiellement sous l'angle du risque de discontinuité dans l'approvisionnement en énergie de l'utilisateur final - au niveau des collectivités concédantes de la distribution publique d'énergie électrique, il n'est pas inutile de rappeler tout d'abord que, dans l'esprit du cadre juridique et institutionnel ici applicable, la collectivité organisatrice dispose d'un pouvoir d'orientation générale et de compétences de maîtrise d'ouvrage qui lui permettent de prendre sa part à la sécurisation de la distribution, même si la concession de service public se définit fondamentalement par le fait que le délégataire y supporte précisément, en principe, la charge des risques d'exploitation.

A cet égard, un bilan des actions de la décennie écoulée nous permettra d'établir qu'en effet, les collectivités concédantes ont directement et concrètement concouru, par leur action, à une réduction du degré de vulnérabilité des réseaux électriques.

Enfin, le débat actuellement en cours sur les modalités d'approfondissement de l'ouverture à la concurrence dans le domaine électrique invite naturellement les collectivités concédantes à réfléchir aux modalités de mise en cohérence de l'obligation de continuité avec les nouvelles flexibilités du système.

## Le cadre juridique

Les collectivités concédantes concourent à la prévention des risques, le délégataire de service public les prend en charge.

Le cadre juridique dans lequel est assurée la distribution publique d'énergie électrique est en relation directe avec la question de la gestion des risques, dans la mesure où le critère des modalités de gestion des risques est précisément au cœur de la discrimination entre les délégations de service public, telles que celles qui s'appliquent dans le domaine de la distribution d'électricité, et les marchés publics de service. La délégation de service public, définie par la jurisprudence et par la loi (article L 1411-1 du Code général des collectivités territoriales, issu de l'article 3 de la loi n° 2000-1168 portant mesures urgentes de réformes à caractère économique et financier du 11 décembre 2001) comme le contrat dans lequel la rémunération du cocontractant est substantiellement assurée par le droit d'exploiter l'ouvrage ou le service « à ses risques et périls », induit par nature que le délégataire fasse son affaire de la gestion de ces risques et des coûts qu'elle peut engendrer (dont il doit tenir compte dans son calcul économique). Toutefois, la collectivité concédante, organisatrice du service public et garante, en dernier ressort, du bon fonctionnement de celui-ci, ne peut demeurer étrangère à la façon dont les risques sont limités, anticipés, et gérés lorsqu'ils se réalisent.

Rappelons ici que, conformément à l'article 36 de la loi de nationalisation du 8 avril 1946, ainsi qu'à l'article L 2224-31 (issu de la loi du 10 février 2000, précitée) du Code général des collectivités territoriales, les collectivités organisatrices de la distribution publique d'électricité que sont, à titre principal, les communes et leurs établissements publics de coopération (essentiellement des syndicats de communes de taille fréquemment voisine de celle du département), et marginalement les départements (seuls deux départements sont concernés : le Loiret et la Sarthe), voire l'Etat (héritage de la reconstruction intervenue après la première guerre mondiale) sont appelées, dans la plupart des cas, à déléguer la gestion du service public de distribu-

### Le Conseil d'Etat a qualifié le principe de continuité du service public de principe général du droit ou de « principe fondamental »

tion à EDF (les régies et les autres distributeurs non nationalisés en 1946 n'assurant actuellement que moins de 5 % de la distribution). Ces contrats de délégation sont qualifiés de « concessions » par la loi, mais il faut prendre ici ce terme dans son acception large et considérer qu'il s'agit en réalité de contrats mixtes puisque la maîtrise d'ouvrage - dont la répartition entre les cocontractants constitue ordinairement le critère de discrimination entre les deux

formes de délégation que sont la concession (au sens strict) et l'affermage - est ici exercée le plus souvent concurremment par l'autorité « concédante » et son « concessionnaire », ainsi que le prévoient la loi de 1946 et les cahiers des charges de concession. La grande majorité des concessions de distribution sont aujourd'hui régies par des contrats conformes au modèle négocié entre EDF et la FNCCR au début des années quatre-vingt-dix et rendu public par une instruction interministérielle du 27 juillet 1993. La collectivité organisatrice se voit reconnaître, sur la base de ces contrats, deux grands types d'attributions : d'une part, elle surveille l'exécution du service public, à la fois dans sa composante « acheminement » (gestion du réseau) et dans sa composante « fourniture » (commercialisation), ce qui suppose qu'elle fixe les principaux objectifs de service public assignés au concessionnaire, et qu'elle en contrôle ensuite la bonne exécution ; d'autre part, elle assure la maîtrise d'ouvrage de travaux gouvernés par une logique d'intérêt général et d'aménagement du territoire, qui comprennent le plus souvent, schématiquement, la réalisation des extensions et des renforcements de réseaux dans la partie rurale du territoire, et les travaux d'enfouissement de lignes aériennes sur l'ensemble du territoire de la concession.

Symétriquement, le concessionnaire assure l'exécution du service public, mais aussi la partie de la maîtrise d'ouvrage non prise en charge par l'autorité délégante (il s'agit en pratique de la réalisation des extensions et des renforce-

ments dans la partie urbaine du territoire), ainsi que, en principe, le renouvellement de l'ensemble des ouvrages concédés.

Cette architecture générale des rapports contractuels concédant/concessionnaire induit, en ce qui concerne le principe de continuité du service public, deux questions du point de vue de la collectivité concédante :

- quelles sont ses possibilités d'action afin de réduire un risque de discontinuité qui affectera l'utilisateur dont elle a les intérêts en charge ; en d'autres termes, comment peut-elle concrètement concourir à la limitation, voire à la prévention des risques ?

- est-il concevable que la collectivité organisatrice se voie reconnaître une obligation en la matière, c'est-à-dire que le risque de discontinuité de l'approvisionnement des usagers en électricité se transforme pour elle en un risque juridique de responsabilité ?

## Les collectivités concédantes et la prévention des risques

Ainsi que le prévoit le modèle de cahier des charges, la collectivité concédante peut concourir à la limitation des risques tout d'abord en passant contrat avec son concessionnaire sur des objectifs de qualité. L'annexe 1 du modèle de cahier des charges de 1993 a notamment vocation à constituer un espace d'adaptation locale dans lequel peuvent être convenus des objectifs à partir de critères afférents aux coupures (limitation du nombre d'utilisateurs ayant subi des coupures d'une certaine durée, plafonnement de la durée moyenne des coupures observées au cours d'une année...) ainsi qu'aux variations de tension. Les dysfonctionnements visés dans ce type de dispositif visent des anomalies d'ampleur certes limitée au regard des incidents majeurs qu'ont constitué les coupures d'alimentation consécutives aux tempêtes, mais la dépendance de l'électronique et de l'informatique - désormais omniprésentes chez les usagers professionnels et domestiques - à la continuité de l'alimentation électrique est suffisamment forte pour que le risque

technico-économique associé à ces problèmes soit macro-économiquement significatif, et qu'il convienne donc d'en faire une préoccupation essentielle du service public de l'électricité.

Une fois contractualisés, ces objectifs ont vocation à faire l'objet d'un suivi rigoureux. La collectivité concédante est en effet investie d'une obligation de contrôle prévue simultanément par la loi (loi du 15 juin 1906, article L 2224-31 du Code général des collectivités territoriales issu de l'article 17 de la loi du 10 février 2000) et par le modèle de cahier des charges de concession (article 32). Le pouvoir de régulation de la collectivité concédante dans ce domaine pâtit toutefois, dans le cadre de la réglementation actuelle, de l'absence d'instrument d'action autre que l'information et la sensibilisation des élus et des usagers sur les insuffisances constatées. Les pénalités ne sont en effet actuellement expressément prévues qu'en ce qui concerne le retard dans la production, par le concessionnaire, de documents dont la transmission est visée par le contrat.

Les missions de maîtrise d'ouvrage exercées par les collectivités concédantes sont une autre occasion, pour celles-ci, de concourir directement à la réduction de la

probabilité d'incidents sur le réseau. Du point de vue de la prévention du risque lié aux intempéries, les techniques constructives utilisées apparaissent évidemment comme un paramètre essentiel puisqu'elles conditionnent la résistance mécanique des ouvrages. L'utilisation, pour les extensions et les renforcements, de câbles torsadés isolés, et, mieux encore, la réalisation en souterrain de ces nouveaux ouvrages, sont en effet de nature à réduire directement la vulnérabilité physique des réseaux aux risques associés aux aléas climatiques que l'effet de serre laisse aujourd'hui augurer (vents violents).

Ainsi que cela a été signalé ci-dessus, l'article 8 du modèle de cahier des charges prévoit au demeurant la possibilité, pour la collectivité concédante, d'aller plus loin encore dans cette

démarche, en complétant la sécurisation « préventive » sur les ouvrages nouveaux par cette sécurisation « curative » (associée également à des objectifs d'ordre esthétique) que constitue la dépose des lignes aériennes et leur remplacement par des ouvrages en souterrain. Le modèle de cahier des charges prévoit, à ce titre, un cofinancement, par le concessionnaire, à hauteur de 40 % du coût hors taxes des travaux entrepris sous la maîtrise d'ouvrage de la collectivité concédante, dans la limite d'une enveloppe annuelle à contractualiser.

Si ces diverses opérations de renforcement et d'enfouissement de réseaux sous maîtrise d'ouvrage du concédant constituent en quelque sorte des renouvellements anticipés du réseau, le concessionnaire n'est évidemment pas dispensé de procéder lui-même, conformément au modèle de cahier des charges, au renouvellement des autres ouvrages arrivés au terme de leur durée de vie normale. Ces renouvellements doivent respecter les règles constructives applicables à la date à laquelle ils sont réalisés. Il semble notamment normal que les lignes aériennes en fils nus de faible section,

réalisées pour la plupart d'entre elles il y a plus d'un demi-siècle, soient désormais systématiquement remplacées par des ouvrages résistants, en câble torsadé isolé ou en souterrain. Il incombe à la collectivité concédante de s'assurer de la mise en œuvre, par le concessionnaire, d'un plan de renouvellement satisfaisant de ce point de vue.

## La responsabilité juridique subsidiaire de la collectivité concédante

Si ces diverses attributions permettent à la collectivité concédante de concourir effectivement à la réduction des risques d'interruption de fourniture, la question se pose de la responsabilité juridique qu'encourrait effectivement le concédant en cas de carence de sa part dans ce domaine.

Ainsi que cela a été rappelé en introduction, le contexte même de délégation de service public est porteur d'effets, puisqu'il fait présumer que la responsabilité juridique de l'autorité organisatrice du chef des discontinuités de fourniture sera *a priori* tenue et subsidiaire. Le délégataire de service public (le concessionnaire) fait en effet juridiquement écran entre la collectivité délégante et les usagers.

La jurisprudence administrative limite par voie de conséquence la recevabilité des recours en responsabilité dirigés par les usagers du service public délégué contre la collectivité publique elle-même. Toutefois, le juge a admis, de façon assez constante, l'engagement de la responsabilité d'une autorité concédante défailtante dans sa mission de contrôle de la bonne exécution du service public (Conseil d'Etat, 5 novembre 1937, Caire ; Conseil d'Etat, 9 juillet 1975, Félix-Faure). De même, la responsabilité de la collectivité est recherchée dans le cas – il est vrai actuellement peu probable en matière de distribution d'électricité – d'insolvabilité du délégataire qui serait reconnu responsable de premier niveau (Conseil d'Etat, 11 décembre 2000, Mme Agofroy et autres).

Par ailleurs, le juge administratif ayant récemment admis la recevabilité d'un recours en annulation dirigé contre les dispositions réglementaires d'un contrat de délégation de service public par un usager ayant la qualité de tiers par rapport au contrat (Conseil d'Etat, 10 juillet 1996, M. Cayzeel), il est concevable que, par analogie, la responsabilité d'une collectivité contractante puisse être retenue sur la base des dommages qui seraient causés à un tiers (notamment un usager) du fait de dispositions réglementaires illégales d'un contrat de concession ; tel pourrait être le cas si une relation directe pouvait être établie entre des dispositions illégales du règlement de service, qui définit les droits et les obligations du concessionnaire et de l'usager (annexe 4 du cahier des charges) et un préjudice subi par un usager en application de ces dispositions.

En ce qui concerne la responsabilité de la collectivité concédante à raison de ses activités de maître d'ouvrage

public, si le régime juridique des dommages de travaux publics est susceptible de s'appliquer vis-à-vis des tiers n'agissant pas en tant qu'usagers du service public délégué (par exemple, un passant victime d'un dommage causé par un ouvrage électrique implanté sur le domaine public par la collectivité maître d'ouvrage), qui ont la possibilité d'intenter un recours

contre tout participant à l'acte de construire (la répartition défini-

tive de la charge indemnitaire se réglant ensuite éventuellement entre coresponsables par actions récursoires), l'usager qui serait victime d'un dommage imputé à un ouvrage construit par la collectivité mais exploité par son concessionnaire ne dispose de recours qu'à l'encontre de ce dernier. Le droit des services publics industriels et commerciaux fait en effet prévaloir la relation contractuelle entre l'opérateur et l'usager sur tout fondement extra-contractuel (Tribunal des conflits, 17 octobre 1966, Dame veuve Canasse ; Conseil d'Etat, 25 février 1983, Mme de Stéphano). De plus, l'exploitation par le concessionnaire des ouvrages construits sous la maîtrise d'ouvrage du concédant fait l'objet d'une procédure de remise permettant à l'opérateur de faire valoir, le cas échéant, des réserves. L'acceptation d'exploiter l'ouvrage remis emporte *a contrario* substitution pure et simple du concessionnaire dans la responsabilité encourue vis-à-vis des usagers du fait des ouvrages de distribution.

En résumé, la responsabilité juridique de la collectivité concédante, vis-à-vis des usagers du service, du fait de la discontinuité de fourniture s'avère résiduelle. La gestion de ce risque présente donc un enjeu limité, et peut relever, de façon simple et classique, de contrats d'assurance adaptés.

## Bilan d'une décennie de concessions modernisées

Si les évolutions constatées entre 1992 et 2002 ne peuvent être réduites à la seule conséquence de la mise en place

des nouveaux modèles de cahiers des charges, une corrélation forte, suggérant un lien de causalité, peut être néanmoins établie sur ce point. Le bilan de ces dix années, du point de vue des actions de sécurisation inspirées par les collectivités concédantes, peut être schématiquement illustré par la mise en regard des critères liés à

### Dans la concession de service public, le délégataire supporte, en principe, la charge des risques d'exploitation

l'évolution de la qualité de la fourniture (coupures), et de ceux qui concernent l'évolution des caractéristiques

physiques des réseaux (ventilation du linéaire de réseaux de distribution entre fils nus, câbles aériens torsadés et isolés, lignes souterraines).

Au cours de la période de référence, la durée moyenne de coupure imputable à des incidents sur les réseaux de distribution a diminué de 43 %. (voir le tableau I ci-après).

La part des réseaux de distribution en souterrain a augmenté de 47 % entre 1992 et 1999, alors que celle des réseaux aériens diminuait de 7,2 %. Cette évolution semble devoir être mise en relation avec l'amélioration de la qualité de l'électricité distribuée, signalée ci-dessus. Toutefois, si la part des réseaux « protégés » (isolés ou souterrain) atteignait ainsi 76 % du linéaire BT en 1999 (contre 70 % en 1995), il apparaît néanmoins que la part des lignes aériennes (souvent très anciennes) en fils nus sur cette partie des réseaux demeure encore importante (24 %), signe d'un taux de renouvellement insuffisant de la part du concessionnaire (voir le tableau II).

Les tempêtes de décembre 1999 ont permis, à la fin de la période, de mettre en relief tout à la fois les acquis et les insuffisances du service public de la distribution publique d'énergie électrique. Rappelons que, l'impact des ruptures d'approvisionnement en électricité a alors atteint un pic de près de 3,5 millions de foyers sur le secteur desservi par EDF. La continuité de fourniture n'a été rétablie sur l'ensemble de ce territoire que le 9 janvier 2001, soit deux semaines après le début des tempêtes.

Bien que le rétablissement de l'alimentation électrique soit une mission du

TABLEAU I  
Evolution de la qualité de la fourniture : durée moyenne annuelle d'interruption du service basse tension, par point de livraison, selon le fait générateur, sur la zone EDF

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Incidents BT + HTA	1h 18'	1h 31'	1h 07'	1h 25'	1h 06'	1h 10'	0h 53'	0h 42'	0h 54'	0h 44'
Travaux BT + HTA	0h 30'	0h 19'	0h 15'	0h 11'	0h 08'	0h 07'	0h 07'	0h 06'	0h 04'	0h 06'
Transport	0h 04'	0h 02'	0h 04'	0h 04'	0h 03'	0h 04'	0h 03'	0h 04'	0h 03'	0h 02'

concessionnaire, les collectivités concédantes ont pris alors une part active aux opérations en assurant fréquemment l'interface entre les services exploitants et les élus locaux et leurs administrés, sous forme d'accueil téléphonique ou de repérages sur le terrain. Une coordination a également été mise en place dans la gestion des marchés publics de travaux électriques, de façon à ce que les moyens des entreprises titulaires soient dédiés en priorité au traitement des cas urgents.

Dans le courant de l'année 2000, le Fonds d'amortissement des charges d'électrification (Facé), qui mutualise les ressources disponibles pour le financement des travaux de réseaux électriques, a mis en place une tranche spéciale de 200 millions de francs de travaux destinée à assurer le cofinancement des travaux de renforcement dont les collectivités concédantes ont décidé la réalisation anticipée sur les sections de réseaux à reconstruire suite aux tempêtes. D'une manière générale, les collectivités concédantes ont tiré des dysfonctionnements induits par ces épisodes climatiques les conclusions suivantes :

- les réseaux souterrains ayant fait la preuve de leur parfaite résistance, il est impératif d'accentuer l'effort entrepris depuis une dizaine d'années sous l'impulsion des collectivités concédantes ;
- d'une manière générale, une corrélation forte a pu être observée entre les défaillances du réseau en basse tension et l'importance

relative du linéaire en fils nus de faible section. La mise en œuvre à court terme, par

le concessionnaire, d'un plan de renouvellement volontariste appliquant les règles de l'art actuelles – c'est-à-dire recourant à la technique du souterrain ou, à défaut, aux câbles aériens torsadés isolés – est indispensable ;

**Les collectivités concédantes ont directement concouru à une réduction du degré de vulnérabilité des réseaux électriques**

- l'organisation du gestionnaire du réseau de distribution doit garantir l'affectation de moyens humains et matériels suffisants pour assurer efficacement l'exploitation et le développement de ce réseau, ainsi que le prévoit la loi.

Enfin, bien que cela ne relève pas directement de leur champ de compétence, les collectivités concédantes n'ont pas manqué d'observer que les nombreuses défaillances des lignes de transport, génératrices de graves interruptions de fourniture au niveau des clients finals de la distribution, ont résulté d'investissements qualitativement insuffisants au cours des années précédentes, notamment du point de vue de la résistance mécanique des supports (pylônes).

L'ensemble de ces constatations n'est pas sans influencer le débat sur les conséquences de l'ouverture à la concurrence du système électrique pour la continuité de fourniture et la sécurité d'approvisionnement.

## L'ouverture à la concurrence et la continuité d'approvisionnement

La loi du 10 février 2000, transposant en droit français la directive européenne de décembre 1996 sur le marché intérieur de l'électricité, a ouvert la possibilité aux clients les plus gros consommateurs d'électricité, dits éligibles, de choisir leur fournisseur d'énergie électrique. Ce faisant, la directive et la loi ont dû clarifier les

deux métiers de base du service public de l'électricité que sont d'une part la « fourniture », c'est-à-dire la production d'électricité et sa commercialisation, et d'autre part l'acheminement sur un réseau de l'énergie ainsi produite et

vendue. La fourniture (production et commercialisation) s'ouvre progressivement à la concurrence ; le réseau, fonctionnant selon une logique de monopole naturel (les économies d'échelle font qu'un seul opérateur satisfaisant à l'ensemble de la demande sur un territoire bénéficie d'un coût global de « production » inférieur à la somme des coûts de production de plusieurs opérateurs de plus petite taille), devrait continuer à relever de monopoles géographiques (un seul réseau physique sur un territoire donné).

Il résulte de ces évolutions que les contours du service public de distribution se modifient. La fourniture aux clients éligibles, ouverte à la concurrence, ne relève plus en effet, depuis la loi de février 2000, du service public, à l'exception toutefois notable de la fourniture de secours (destinée à pallier la défaillance du fournisseur dans l'injection d'énergie électrique en amont du réseau) et de la fourniture « supplétive », c'est-à-dire la palliation, non des défaillances physiques des installations de production, mais de la défaillance économique du marché ne permettant pas de trouver de fournisseur.

Ainsi, demeure logiquement dans le périmètre du service public local de distribution la mission traditionnelle de préservation de la continuité d'alimentation. L'objet des contrats de concession de la distribution (en moyenne et basse tension) d'énergie électrique devra décliner cette mission tout à la fois sous la forme de continuité d'exploitation du réseau et de continuité de fourniture. De ce point de vue, tout ce qui a été évoqué ci-dessus sur les attributions des collectivités concédantes, en termes tout à la fois de « régulation », c'est-à-dire de contractualisation d'objectifs et de contrôle du degré d'atteinte des objectifs ainsi fixés, et de maîtrise d'ouvrage de travaux sur les réseaux, devrait donc perdurer dans un système électrique ouvert à la concurrence.



TABLEAU II  
Evolution des caractéristiques physiques des réseaux de distribution

(milliers de Km)	Aérien	Souterrain	Total	Part souterrain
Fin 1992	976,0	254,4	1230,4	20,7 %
Fin 1999	905,3	374,6	1279,9	29,3 %
Totalité (BT + MT) des réseaux de distribution (métropole)				

(milliers de Km)	Aérien isolé	Aérien non isolé	Souterrain	Total BT
A fin 1995	310 47 %	197 30 %	153 23 %	660 100 %
A fin 1999	325 49 %	162 2 %	184 27 %	671 100 %
Partie BT des réseaux de distribution (métropole)				

rence en ce qui concerne la fourniture. Le réseau demeurera, en particulier, l'élément central conditionnant la qualité d'alimentation du point de vue de la limitation des coupures.

Il apparaît donc souhaitable que l'efficacité du système concessif soit encore améliorée pour donner toute garantie de réussite dans ce domaine. Dans cette perspective, il a été signalé ci-dessus la contrainte que constitue l'absence de sanction effective en cas de dysfonctionnement.

### Pour un dispositif de pénalités dénué d'effets pervers

Une piste de réflexion serait de mettre en place un dispositif de pénalités, à condition qu'il s'agisse d'un dispositif « vertueux », dénué d'effets pervers. Tel n'est pas le cas du système sommairement ébauché dans le décret du 26 juillet 2001 relatif aux tarifs de vente de l'électricité aux clients non éligibles,

dont l'article 5 prévoit qu'un abattement forfaitaire soit pratiqué sur le montant annuel dû par un client ayant subi une interruption de fourniture imputable à une défaillance des réseaux publics de transport ou de distribution. Ce dispositif est en effet contestable de deux points de vue.

D'une part, le montant plus que symbolique des abattements prévus (2 % de la part fixe par période de six heures, soit, pour un abonnement de 6 kVA, environ un euro par coupure de six heures...) expose le gestionnaire – bien qu'il ne fasse qu'appliquer un texte réglementaire – à la critique de vouloir communiquer à bon compte sur la préservation des droits du client plutôt que de consentir à des investissements, plus coûteux mais seuls efficaces, du point de vue de l'objectif de continuité. Le risque existe aussi qu'il soit estimé que ce dispositif contournerait les dispositions de la loi

**L'échelon local du service public est sans doute le plus réactif par rapport aux problèmes de continuité d'approvisionnement**

du 19 mai 1998 relative à la responsabilité du fait des produits défectueux, qui met à la charge de tout producteur ou fournisseur d'un produit défectueux la réparation des dommages causés par le défaut à l'utilisateur de ce produit, même en l'absence de toute faute de la personne ainsi incriminée. Cette loi récente précisant expressément que l'électricité doit être considérée comme un produit, il est probable que l'on n'en a pas encore fait fructifier, dans ce domaine, toutes ses virtualités du point de vue des droits des usagers.

D'autre part, un tel système ne serait véritablement vertueux, au regard de la qualité du service public, que si les pénalités versées étaient grevées d'une obligation d'emploi visant à corriger les dysfonctionnements constatés, notamment sous la forme d'investissements réalisés sur le réseau par la collectivité organisatrice du service public ou, tout

au moins, sous son contrôle étroit.

L'échelon local du service public, du fait de sa proximité avec les préoccupations réelles des

usagers, est sans doute le plus réactif par rapport aux problèmes de continuité d'approvisionnement. Il en résulte que la compétence d'autorités organisatrices de la distribution d'énergie électrique reconnue par la loi aux communes et à leurs groupements, constituera pour les usagers la meilleure garantie de sécurité dans le nouveau système électrique qui prend forme aujourd'hui. ●