

1

Les concessions de distribution d'électricité : une organisation à simplifier, des investissements à financer

PRESENTATION

La distribution d'électricité recouvre son acheminement en moyenne et basse tensions, depuis les postes source situés à la sortie du réseau de haute tension jusqu'aux compteurs des usagers.

Cette distribution s'opère, en France, selon un régime de concessions, dérogatoire par rapport au droit commun des concessions locales de service public.

Deux grandes spécificités différencient les concessions de distribution d'électricité des autres concessions locales de service public :

- un concessionnaire imposé par la loi sur l'essentiel du territoire, Électricité Réseau Distribution France (ERDF), filiale à 100 % du groupe Électricité de France (EDF), créée en 2008. L'entreprise partage l'essentiel de ses employés avec son homologue pour le gaz, Gaz Réseau Distribution France, dans le cadre d'un « service commun ». Au total, les effectifs d'ERDF s'élèvent à un peu moins de 36 000 agents ;

- un tarif de distribution de l'électricité fixé nationalement : le TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité) qui comprend une part pour le réseau de transport d'électricité (RTE) et une part pour le réseau de distribution (ERDF). Il est unique sur tout le territoire, à la différence des autres tarifs de services publics locaux (eau potable par exemple).

Le tarif de transport et de distribution de l'électricité est fondé sur un principe de péréquation tarifaire qui garantit à tous les usagers un prix d'accès au réseau identique quel que soit le coût d'acheminement de l'électricité. Cette péréquation est une caractéristique fondamentale du système de distribution d'électricité : de facto, les grandes concessions

urbaines financent les concessions rurales où l'habitat est plus dispersé, le réseau plus fragile et la rentabilité moindre.

Une enquête commune de la Cour des comptes et des chambres régionales des comptes a permis de contrôler le principal concessionnaire, ERDF, et 38 autorités concédantes, celles-ci étant des communes ou des groupements de communes (syndicats intercommunaux ou départementaux d'électrification).

Il en ressort, tout d'abord, que ce système complexe est aujourd'hui fragilisé : son cadre juridique n'a pas été modifié, mais l'incertitude qui pèse sur le maintien à terme du monopole légal d'ERDF complique les relations entre le concessionnaire et une partie des autorités concédantes.

Par ailleurs, le contexte est évolutif sur le plan technique : le développement d'une production d'électricité décentralisée et intermittente liée aux énergies renouvelables a des conséquences sur la gestion du réseau de distribution. De plus, les besoins d'investissements sur le réseau de distribution augmenteront dans les années à venir pour maintenir le niveau de qualité de l'électricité (temps de coupure moyen en hausse entre 2000 et 2010) et moderniser le réseau (raccordement des énergies renouvelables et mise en place d'un compteur communicant).

Pour répondre à ces besoins, les moyens existants devront d'abord être optimisés, notamment la coordination des investissements d'ERDF (environ 3 Md€ en 2011) et des autorités concédantes (environ 1 Md€). Des financements supplémentaires devront ensuite être trouvés pour faire face aux besoins du réseau de distribution d'électricité.

I - Une organisation complexe

A - La distribution : une des quatre grandes activités de l'industrie électrique

L'industrie électrique s'organise en quatre grands secteurs d'activité :

- **la production d'électricité**, ouverte à la concurrence mais encore assurée majoritairement par le groupe EDF ;
- **le transport** de l'électricité produite sur le réseau à très haute tension (THT à 400 000 volts). Contrairement à la production, le transport de l'électricité demeure une activité monopolistique confiée par l'État à Réseau de transport d'électricité (RTE),

filiale d'EDF. Cette activité s'exerce sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) ;

- **la distribution** : une fois l'électricité acheminée jusqu'à proximité des centres de consommation, sa tension est abaissée afin de la rendre utilisable par les consommateurs sur le réseau en basse et moyenne tension. Le réseau de distribution s'étend des postes sources jusqu'aux compteurs des usagers. L'exploitation du réseau de distribution est un service public en situation de monopole légal : la plupart des autorités concédantes ont confié le développement et l'exploitation de leur réseau à Électricité réseau distribution France (ERDF), filiale d'EDF, en application de la loi. Pour un client particulier relevant du tarif réglementé, l'acheminement représente 33,2 % de la facture d'électricité, taxes comprises. Cette part acheminement est répartie entre le réseau de distribution (74 % du produit) et le réseau de transport (26 % du produit) ;
- **la fourniture** d'électricité, c'est-à-dire la vente au consommateur final, a été ouverte progressivement à la concurrence depuis 2000. Aujourd'hui tous les consommateurs disposent de la faculté de choisir leur fournisseur d'électricité.

B - Un cadre juridique différent du droit commun des délégations de service public

1 - Une compétence d'organisation du service de distribution confiée aux communes

Le réseau de distribution d'électricité s'est développé progressivement, dès la fin du 19^{ème} siècle, sous la responsabilité des communes auxquelles la loi du 5 avril 1884 a confié la compétence d'organiser le service public de distribution d'électricité. La loi du 15 juin 1906 les a reconnues propriétaires des réseaux en moyenne tension (HTA) et basse tension (BT).

La loi de nationalisation du 8 avril 1946 a transféré la propriété des entreprises privées concessionnaires du service public d'électricité à l'État qui a confié la gestion du service à un opérateur unique, EDF.

Cette loi a toutefois laissé subsister les régies et les entreprises locales de distribution (ELD) créées sous la forme de sociétés d'économie mixte ou de sociétés coopératives par les communes qui n'avaient pas eu recours à des entreprises privées pour la construction et l'exploitation de leur réseau d'électricité. L'activité de ces entreprises locales est

marginale puisqu'elle ne concernait, en 2010, que 170 concessions de distribution environ pour 5 % des utilisateurs.

ERDF exploitait fin 2011 un réseau de distribution de 1 285 000 km, composé de 613 123 km de lignes moyenne tension (souterraines à 42,6 %) et de 691 965 km de lignes basse tension (souterraines à 40 %), et desservait 35 millions de clients.

2 - Un service public obligatoirement délégué à ERDF ou à une entreprise locale de distribution (ELD)

Le service public de la distribution d'électricité est géré, sur la quasi-totalité du territoire national, sous le régime juridique de la concession.

Une concession de service public est un contrat par lequel une personne publique (l'autorité concédante) confie à un tiers public ou privé (le concessionnaire) la gestion opérationnelle d'un service public pour une durée déterminée. En droit français, le concessionnaire prend en charge l'ensemble des investissements. Il exploite ce service à ses frais et risques, dans le respect d'un cahier des charges, et se rémunère directement ou indirectement auprès des usagers⁶⁶.

L'article 17 de la loi du 10 février 2000 modifiée a confirmé EDF et les entreprises locales de distribution (ELD) comme « gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité ». Les distributeurs exercent chacun leur activité dans des zones de desserte exclusive. Ils y sont responsables de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau public de distribution d'électricité.

La loi du 7 décembre 2006 a prévu la séparation juridique des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz se trouvant au sein d'entreprises intégrées⁶⁷ et desservant plus de 100 000 clients. Cette séparation juridique s'est traduite, pour EDF, par la création d'une filiale. La filialisation du gestionnaire de la distribution d'électricité est effectivement intervenue le 1^{er} janvier 2008, avec la création d'ERDF, société anonyme, filiale à 100 % du groupe EDF.

Le maintien du monopole légal d'ERDF, dans sa zone de desserte, sur la distribution de l'électricité a été voulu en raison des avantages qu'il présente : une exploitation unifiée du réseau assurant une optimisation

⁶⁶ En droit communautaire, la définition de la concession est un peu différente ; en particulier, les investissements ne sont pas obligatoirement réalisés par le concessionnaire.

⁶⁷ Ce sont les entreprises dont l'activité porte sur la production, la fourniture et l'acheminement de l'électricité comme le groupe EDF.

des coûts et, surtout, une péréquation tarifaire permettant à tous les consommateurs de bénéficier du même tarif d'acheminement sur l'ensemble du territoire.

Excepté le cas où elle exploite elle-même, en régie, son réseau de distribution d'électricité, la collectivité est tenue d'en confier l'exploitation à ERDF ou à une entreprise locale de développement (ELD) dans le cadre d'une concession. Aux termes de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT), les collectivités territoriales ou leurs établissements de coopération négocient et concluent, en tant qu'autorités concédantes de la distribution publique d'électricité, les contrats de concession, et exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par les cahiers des charges de ces concessions.

Les différents modèles européens

En Europe, des modèles très différents coexistent : l'Allemagne compte par exemple plus de 900 distributeurs d'électricité, dont 90 % alimentent moins de 100 000 clients. À côté des régies communales (*Stadtwerke*) qui alimentent 50 % des clients, le marché est réparti entre quelques opérateurs (dont RWE, EON, EnBW et Vattenfall). L'écart de tarifs entre distributeurs peut atteindre 40 %.

En Suède, le réseau local est composé de 194 concessions géographiques gérées par 172 opérateurs différents. Ce système est également caractérisé par l'absence de péréquation tarifaire : chaque opérateur fixe le tarif d'acheminement, qui s'échelonne du simple au double⁶⁸.

Le Royaume-Uni s'inscrit pour sa part dans une logique de monopoles régionaux, avec 14 opérateurs de distribution appartenant à six groupes qui ont chacun leur zone de desserte exclusive. Le tarif de distribution, régulé nationalement, est également variable entre ces opérateurs en fonction de leurs charges et de leurs performances.

⁶⁸ Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale, *Rapport d'information n° 3307 : « la sécurité et le financement des réseaux de distribution d'électricité »*, 5 avril 2011.

3 - Des autorités concédantes nombreuses et hétérogènes en dépit d'une incitation à leur regroupement

Les autorités organisatrices de la distribution de l'électricité sont soit des communes, soit des établissements de coopération intercommunale.

L'article 33 de la loi du 7 décembre 2006 incite au regroupement des autorités organisatrices au sein d'un syndicat unique, pour l'ensemble du territoire départemental ou de plusieurs départements contigus, ou à la constitution de groupements de collectivités territoriales dont la population est au moins égale à un million d'habitants.

Cette disposition, qui devait aboutir à terme à une réduction importante du nombre de concessions, n'a été que partiellement mise en œuvre : il reste 736 concessions⁶⁹ dont 537 communales et 199 intercommunales. La départementalisation est en progrès sensible mais reste inachevée, puisque seuls 55 départements disposent à ce jour d'un syndicat unique.

Les raisons de la réticence des communes et syndicats à se regrouper dans une structure unique au sein du département sont diverses : les communes urbaines considèrent que les enjeux de la distribution de l'électricité sur leur territoire sont différents de ceux des zones rurales ; les communes et syndicats ruraux souhaitent conserver la maîtrise d'ouvrage des travaux qu'ils réalisent ainsi que les recettes qu'ils peuvent percevoir dans le cadre du régime d'électrification rurale.

Dans le département du Nord, les réunions de concertation organisées par le préfet avec l'ensemble des autorités concédantes, dans la perspective de la création d'un syndicat unique, ont révélé la réticence des acteurs concernés par le regroupement.

Le département du Rhône comprenait quatre autorités concédantes : deux communes et deux syndicats intercommunaux. Le Syndicat SIGERLY regroupe 56 communes, essentiellement urbaines, et le SYDER en comprend 235, essentiellement rurales. La ville de Lyon souhaite conserver son autonomie, estimant que le caractère urbain de sa concession ne pourrait être pris en compte de façon totalement satisfaisante à l'échelle départementale.

En définitive, le très grand nombre d'autorités concédantes crée une situation difficile : face à un concessionnaire en situation de monopole légal, l'existence de 736 autorités concédantes, et donc

⁶⁹ En mars 2010, ERDF gérait encore 1 025 concessions. La forte diminution observée est liée au regroupement de 90 % des communes du département de l'Aude.

d'autant d'interlocuteurs et de cas particuliers à traiter, paraît excessive. Cet éparpillement place les autorités concédantes dans une situation de faiblesse vis-à-vis du concessionnaire, même si cette situation est, en partie, compensée par l'existence d'une fédération qui joue le rôle d'interlocuteur vis-à-vis d'ERDF au niveau national, la fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR).

La fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR)

Association créée en 1934, la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies regroupe environ 500 collectivités territoriales, établissements publics de coopération intercommunale et régies, spécialisés dans les services publics locaux de distribution d'électricité, de gaz, d'eau et d'assainissement. Son rôle consiste à relayer, auprès des pouvoirs publics, le point de vue de ses adhérents et à négocier avec les concessionnaires les adaptations à apporter au cadre contractuel. Ainsi, après avoir travaillé en 1992 avec EDF à la rédaction d'un nouveau modèle de contrat de concession, approuvé par arrêté ministériel, elle a conclu avec cette entreprise et, depuis 2008, avec ERDF différents protocoles d'accord. Cependant, les accords passés nationalement entre ERDF et la FNCCR sur des points précis, comme la valorisation des ouvrages remis par le concédant ou les indicateurs de qualité, n'apportent pas une solution d'ensemble aux problèmes rencontrés dans l'exécution des concessions de distribution publique d'électricité même s'ils contribuent à limiter les désaccords.

Dès le début des années 2000, la fédération a défendu une politique ambitieuse d'investissements sur le réseau, afin de préserver la qualité de l'électricité. En octobre 2011, la FNCCR a publié un livre blanc « *Quel mode de gestion pour les services publics locaux de l'électricité ?* », préconisant un renforcement des attributions des autorités concédantes. Elle propose notamment de donner la faculté aux autorités concédantes de remplacer ERDF par une régie ou un autre opérateur public, en cas de défaillance grave du concessionnaire.

Par ailleurs, l'existence de 736 autorités concédantes conduit à multiplier les frais de structure, dont le coût repose en partie sur le consommateur final d'électricité (redevances). Leur regroupement au niveau départemental devrait donc être accéléré pour gagner en efficacité.

4 - Une répartition des travaux entre concessionnaire et autorités concédantes liée au classement des communes en régime urbain ou rural

Toutes les communes sont classées, par le préfet du département, en régime urbain ou en régime rural.

Appartiennent, en principe, au régime rural, les communes de moins de 2 000 habitants qui ne font pas partie d'une agglomération de plus de 5 000 habitants. Toutefois, une circulaire du 22 avril 1971 autorise les préfets à maintenir en régime rural des communes qui devraient relever du régime urbain, et inversement. Dans ce cadre, 14 départements ont opté globalement pour le régime urbain, s'ajoutant ainsi aux quatre départements d'Île-de-France qui ne comportent aucune commune rurale.

Le classement dans l'un ou l'autre régime a des conséquences en termes de répartition des compétences entre concessionnaire et concédant pour le financement et la réalisation des travaux sur le réseau de distribution.

Les rôles respectifs du concessionnaire et des autorités concédantes en matière de travaux

Les travaux sur le réseau de distribution comprennent notamment le branchement d'un utilisateur au réseau, l'extension d'une ligne basse ou moyenne tension, le renforcement d'une ligne pour accroître la puissance injectée et soutirée, les travaux de maintenance (remplacement de câbles, de poteaux) ou encore l'enfouissement du réseau.

En régime urbain, les cahiers des charges des concessions prévoient que le concessionnaire assure la maîtrise d'ouvrage de la plupart des travaux liés au réseau de distribution, qu'il s'agisse du développement de celui-ci (extension de lignes notamment), de son renforcement ou de sa maintenance. La compétence des autorités concédantes est généralement limitée à la réalisation des travaux d'intégration dans l'environnement (enfouissement, amélioration esthétique).

Dans le cadre du régime rural, les autorités concédantes assurent la maîtrise d'ouvrage des travaux de développement des réseaux en basse tension, c'est-à-dire des travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement, de sécurisation et d'amélioration esthétique, tandis que le concessionnaire assume l'exploitation et la maintenance du réseau basse tension et prend en charge les travaux à réaliser sur le réseau moyenne tension.

Enfin, la loi de finances du 11 décembre 1936 a posé un principe de solidarité entre les communes urbaines et rurales en créant le Fonds d'amortissement des charges de l'électrification (FACÉ). Jusqu'à la loi de finances rectificative du 29 décembre 2011, le FACÉ était géré dans un compte spécial ouvert dans les écritures d'EDF qui en assurait la gestion. La loi de finances rectificative de 2011 a transformé le FACÉ en compte d'affectation spéciale.

Cette maîtrise d'ouvrage des autorités concédantes, atypique au regard des autres concessions, est un héritage historique qui n'a jamais été remis en cause depuis les débuts de l'électrification rurale au vingtième siècle. Elle peut être considérée comme une contrepartie de ce que des éléments essentiels des concessions échappent à la compétence des autorités concédantes, en particulier la fixation du prix et le choix du concessionnaire.

5 - Des éléments essentiels des concessions échappant à la compétence des autorités concédantes

Le monopole légal confié à ERDF dans sa zone de desserte a pour conséquence de faire échapper les concessions de distribution d'électricité au régime de droit commun des délégations de service public. En application de l'article L. 1411-12 du code général des collectivités territoriales, les dispositions codifiées de la loi du 29 janvier 1993, dite loi Sapin, ne sont pas applicables à ces concessions. Ainsi, l'obligation de mise en concurrence ne s'applique pas.

Ces dérogations ont pour effet de priver les collectivités d'une partie importante de leurs compétences classiques d'organisation de la concession.

Deux exemples illustrent l'encadrement juridique contraignant dans lequel s'inscrivent les contrats de concession : la tarification et l'information du concédant par le concessionnaire.

a) Un tarif unique déterminé au niveau national (TURPE)

Dans le régime de droit commun des délégations de service public, chaque contrat de concession détermine le tarif applicable aux usagers par le concessionnaire. Il en est ainsi, par exemple, des concessions de distribution d'eau potable conclues par les communes, où le prix à payer par l'utilisateur est variable d'une concession à l'autre et dépend des caractéristiques locales et de l'état des réseaux.

Les concessions de distribution d'électricité échappent à ce régime de droit commun en ce qui concerne les tarifs.

Ces tarifs sont fixés par la commission de régulation de l'énergie (CRE) et applicables sur tout le territoire national. Le tarif de transport et de distribution de l'électricité, unique sur tout le territoire national, est fondé sur un principe de péréquation tarifaire qui garantit à tous les usagers un prix d'accès au réseau identique, indépendamment de la distance parcourue par l'électricité entre le lieu de production et le lieu de consommation. Ces coûts sont pris en compte dans le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE).

Le principe de la tarification unique sur l'ensemble du territoire a pour conséquence que toutes les concessions ne se trouvent pas dans des situations financières objectivement comparables : les déséquilibres résultent de l'hétérogénéité des recettes et des charges de chaque concession (géographie, densité de la population), alors qu'elles bénéficient du même tarif de distribution.

Pour neutraliser cet effet, ERDF a mis en place des « contributions d'équilibre ». Les comptes de chaque concession affichent donc un double résultat, le résultat réel et le résultat dit « normatif » de la concession comprenant cette contribution. Cette péréquation est une donnée essentielle : il s'ensuit que, les grandes concessions urbaines financent les territoires ruraux où l'habitat est plus dispersé, le réseau plus fragile et la rentabilité moindre.

**Tableau n° 1 : les cinq concessions de distribution les plus
« rentables »**

Concession	Résultats 2011 (M€)
Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour l'électricité et les réseaux de communication	149,82
Ville de Paris	140,74
Syndicat intercommunal pour le gaz et l'électricité en Île-de-France	54,60
Syndicat départemental du Val-d'Oise	38,08
Syndicat d'énergie des Yvelines	34,84

Source : ERDF

Le tableau ci-dessus illustre la prédominance des zones urbaines, notamment l'Île-de-France, dans les « excédents » dégagés par les concessions de distribution. À l'inverse, les concessions « déficitaires » sont généralement situées en zone rurale.

**Tableau n° 2 : les cinq concessions de distribution les plus
« déficitaires »**

Nom de la concession	Résultats 2011 en M€
Syndicat intercommunal d'électricité et de gaz du Puy-de-Dôme	- 14,03
Syndicat départemental d'énergie de la Dordogne	- 13,96
Fédération départementale d'électricité du Lot	- 11,16
Syndicat départemental d'énergie de l'Allier	- 10,89
Syndicat départemental d'énergie du Cantal	- 10,38

Source : ERDF

La contribution d'équilibre ne fait l'objet d'aucun prélèvement effectif sur la concession ni d'aucun versement. Elle correspond simplement à la répartition du résultat d'ERDF sur l'ensemble des concessions.

b) Une obligation limitée d'information du concédant

Un autre aspect du régime dérogatoire accordé aux concessions de distribution d'électricité concerne la nature des informations que doit produire le délégataire à l'autorité concédante.

Les obligations des concessionnaires de réseaux de distribution d'électricité sont définies par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales qui donne peu de précisions sur le contenu du rapport à fournir par le concessionnaire. Il indique seulement que celui-ci « communique chaque année, notamment, la valeur brute, la valeur nette comptable et la valeur de remplacement des ouvrages concédés ».

Par ailleurs, le conseil national de la comptabilité a considéré, dans un avis du 19 décembre 1984 sur la conformité du plan comptable d'EDF, qu'en raison de l'existence de tarifs fixés au plan national, le concessionnaire est dispensé de l'obligation d'établir un compte de résultats par concession.

L'analyse de nombreuses concessions a permis de vérifier qu'ERDF produit généralement l'ensemble des éléments requis.

C - Des fragilités juridiques

Depuis l'ouverture du marché de l'électricité, le cadre juridique applicable aux grands segments de ce marché (production, transport,

distribution et fourniture) n'a cessé d'évoluer. Ces évolutions ont pour l'instant largement épargné les concessions de distribution d'électricité et le modèle français n'a été remis en cause par aucune décision juridictionnelle ou disposition législative qui instituerait une mise en concurrence des concessions et la fin du monopole légal accordé à ERDF.

Toutefois, l'état de la jurisprudence communautaire conduit une partie des autorités concédantes à s'interroger sur la pérennité du monopole légal d'ERDF et les incite à engager diverses actions pour rééquilibrer en leur faveur leurs relations avec ERDF.

Cette prise de conscience intervient dans un contexte où des contrats de concession importants vont arriver très prochainement à échéance⁷⁰. Après Paris et Nancy en 2010 et 2011, des collectivités importantes, comme Lyon, devront prochainement procéder au renouvellement de leur concession.

Les autorités concédantes situent ainsi leur action dans la perspective d'une évolution possible du cadre juridique de la distribution de l'électricité. Par exemple, la ville de Paris a souhaité, à l'échéance de son contrat de concession avec ERDF, ne pas négocier un nouveau contrat ; elle a préféré conclure un avenant avec l'opérateur historique pour limiter la durée de son engagement (prolongation de sa concession pour une durée de 15 ans).

La fin du monopole légal accordé à ERDF obligerait à repenser l'économie générale du système de distribution de l'électricité fondé, aujourd'hui, sur un principe de solidarité et de péréquation, avec la fixation d'un tarif d'accès au réseau unique pour tous les usagers.

Par exemple, si le monopole devait prendre fin, les autorités concédantes devraient disposer d'une connaissance du patrimoine concédé précise et complète, pour être capables de la communiquer aux entreprises candidates à une reprise de la concession et pour solder leurs créances et leurs dettes envers leur concessionnaire à l'échéance de la concession.

Cette prise de conscience a aussi incité les autorités concédantes à exiger davantage d'informations de leur concessionnaire, notamment en ce qui concerne les données patrimoniales.

⁷⁰ La plupart des renouvellements de concession auront toutefois lieu à compter de 2020, avec un pic en 2024.

II - Une organisation potentiellement conflictuelle

A - Le développement de contentieux entre ERDF et une partie des autorités concédantes

Du fait de la durée initiale des conventions de concession (de 20 à 30 ans), et en l'absence de renégociation ou d'avenants significatifs, le cadre contractuel finit par devenir inadapté. Il en a résulté, au cours de la période récente, des différends entre concédant et concessionnaire, qui pâtiennent, dans certains cas, de désaccords sur la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux et la propriété des biens de la concession. Ces divergences sont aggravées par des carences en matière d'inventaire des biens et de comptabilisation des créances réciproques entre les parties.

1 - Le partage de la maîtrise d'ouvrage des travaux d'électrification

Dans les communes rurales, le concessionnaire intervient sur le réseau en moyenne tension (HTA) et le concédant effectue les travaux sur le réseau en basse tension (BT). Rédigés selon un modèle type, les cahiers des charges ont pris également en compte des spécificités locales, faisant figurer des interventions parallèles pour différents types de travaux.

Il s'ensuit une complexité certaine, par exemple dans le cas des concessions départementales du Val-d'Oise, de la Vendée et de Lot-et-Garonne, pour lesquelles les travaux de desserte basse et moyenne tension en zone d'aménagement à maîtrise d'ouvrage publique (lotissements) peuvent être accomplis indifféremment par ERDF ou le concédant.

Le département de la Vendée présente l'originalité d'avoir un syndicat concédant qui exerce au-delà du secteur rural la maîtrise d'ouvrage du raccordement des zones d'aménagement et des clients alimentés en moyenne tension, en vertu d'un accord conclu en 1994 avec ERDF. Ainsi, sur un montant global de travaux de 65 M€ par an au cours de la période 2005-2009, près de 70 % ont été réalisés sous la maîtrise d'ouvrage du concédant.

Les divergences d'interprétation portant sur la maîtrise d'ouvrage tiennent au fait que les travaux sur le réseau de distribution peuvent avoir plusieurs finalités. Par exemple, l'enfouissement des lignes peut répondre à une logique esthétique, mais également à un objectif en matière de sécurité.

Enfin, la détermination de la maîtrise d'ouvrage des équipements est un enjeu financier important. En effet, les autorités concédantes perçoivent de la part d'ERDF une redevance d'investissement R2, dont le montant dépend principalement du coût des chantiers dont elles ont assuré la maîtrise d'ouvrage. En outre, toute évolution du champ de la maîtrise d'ouvrage se répercute sur le niveau des droits de sortie et des créances réciproques entre concédant et concessionnaire à l'échéance de la concession. L'approche de cette échéance ne peut que cristalliser les différends en la matière.

2 - Des confusions accrues par une connaissance lacunaire du patrimoine de la concession

Les lacunes dans la connaissance du patrimoine des concessions de distribution publique d'électricité sont imputables à deux facteurs principaux : l'inexistence d'inventaires et une absence de suivi, par le concédant, des immobilisations réalisées par le concessionnaire.

Dans la plupart des cas, aucun inventaire contradictoire n'a été établi avec le concessionnaire.

À Lille, seul un avenant signé le 22 décembre 1997 a explicitement intégré à la concession passée en 1995 les ouvrages du réseau « 20 000 V – 5 500 V », sans néanmoins en fixer la valeur et la situation en matière d'amortissement.

Pour les immobilisations réalisées par le concessionnaire en application du contrat de concession, le concédant est tributaire des informations que celui-ci lui communique.

Dans le cas de la concession parisienne, plusieurs sites immobiliers concédés à ERDF par la ville de Paris étaient utilisés dans un but autre que la distribution d'électricité. Ainsi, 22 sites immobiliers, sans lien avec l'objet de la concession, avaient été diagnostiqués en 2008 comme devant être retirés de l'inventaire des biens concédés, ce qui a donné lieu à un protocole de restitution de 12 sites à la ville, signé le 18 juillet 2011. Par ailleurs, ERDF ayant procédé irrégulièrement à la cession d'un bien concédé, la rétrocession à la ville du produit correspondant de 731 755 €, demandée par la chambre régionale des comptes d'Ile-de-France, a été confirmée en 2010. Enfin, en 2011, trois immeubles à usage d'habitation ont été restitués, désaffectés ou en cours de désaffectation pour le service public de distribution d'électricité.

La fiabilisation des immobilisations constitue un enjeu central pour le distributeur et pour sa relation avec les autorités concédantes. L'attestation par les commissaires aux comptes de la sincérité des

comptes d'ERDF dans lesquels les immobilisations représentent près de 80 % de l'actif démontre la fiabilité globale de la base d'actifs au niveau national. Toutefois, les dispositifs de fiabilisation actuels ne permettent pas de garantir un recensement et une valorisation précise des actifs concédés à la maille d'une concession. Or, comme l'a rappelé le Conseil d'État dans son arrêt *Commune de Douai* du 21 décembre 2012, le concessionnaire est tenu de communiquer au concédant un inventaire précis des ouvrages de la concession. Une première étape pourrait être la définition concertée d'un seuil de valorisation permettant de concentrer les efforts sur les actifs les plus significatifs de chaque concession.

3 - Les problèmes de comptabilisation des créances réciproques entre les parties : l'exemple des provisions pour renouvellement

Les provisions pour renouvellement sont une spécificité comptable des entreprises concessionnaires : elles sont constituées pour des biens concédés dont le remplacement a vocation à être assuré par le concessionnaire.

ERDF n'étant pas propriétaire du réseau de distribution, les provisions pour renouvellement ont pour objet de s'assurer que le concessionnaire prend en compte le coût de remplacement du réseau. Dans ce contexte, le solde non utilisé des provisions pour renouvellement au terme de la concession doit revenir à l'autorité concédante pour lui permettre de remplacer les ouvrages.

Ces provisions sont constituées par concession et par ouvrage, sur leur durée de vie comptable, en prenant en compte la différence entre la valeur d'origine de l'ouvrage et sa valeur de remplacement à l'identique, estimée à partir de l'évolution des coûts et des techniques.

Dans les comptes d'ERDF, les provisions pour renouvellement représentent de l'ordre de 11 Md€ au passif. Sur ce total, les provisions les plus importantes s'élèvent à 455,6 M€ pour le Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour l'électricité et les réseaux de communication, 322,5 M€ pour la Ville de Paris, 228 M€ pour la Fédération départementale d'énergie du Pas-de-Calais, 226 M€ pour le Syndicat des communes d'Ile-de-France pour le gaz et l'électricité et 185,9 M€ pour la ville de Marseille.

Comme l'indique l'entreprise, « les provisions pour renouvellement au bilan d'ERDF de 11 Md€ ne constituent pas des disponibilités à la disposition d'ERDF pour investir sur les réseaux »⁷¹. L'encours annuel moyen de trésorerie et d'actifs financiers d'ERDF

⁷¹ ERDF, *ERDF an I*, 10 mars 2009.

oscille en effet entre 2 et 3 Md€. Par ailleurs, la politique de renouvellement d'ERDF ne tient en réalité pas compte de la constitution de ces provisions et de leur montant : un ouvrage est renouvelé dès lors qu'il est défectueux, et un ouvrage n'est pas renouvelé du seul fait qu'une provision a été constituée à cet effet s'il est en bon état.

Ainsi, la loi autorise la constitution de ces provisions dans la perspective d'un changement de concessionnaire ou d'une reprise en régie de ces concessions, changement que la loi du 10 février 2000 rend par ailleurs impossible.

Bien que ce ne soit pas possible dans le cadre juridique actuel, à l'occasion d'un renouvellement du contrat de concession, les provisions constitueraient bien une dette vis-à-vis du concédant si celui-ci venait à choisir un autre concessionnaire.

Selon ERDF, les clauses des contrats de concessions relatives à ces provisions s'inscrivent d'ailleurs dans le cadre du monopole législatif de la distribution. Aussi, selon l'entreprise, « il paraît probable qu'une décision de mise en concurrence s'accompagnerait de textes visant à déterminer les modalités d'indemnisation du concessionnaire sortant ».

B - L'existence de deux niveaux de régulation non coordonnés

L'une des caractéristiques fondamentales de la distribution d'électricité est l'existence, pour le concessionnaire, de deux niveaux de régulation, national et local. Or, ces deux niveaux de régulation agissent de façon autonome, ce qui peut nuire à la cohérence de la politique publique en matière de distribution d'électricité.

Au niveau national, la commission de régulation de l'énergie (CRE) s'assure du libre accès des utilisateurs au réseau de distribution, de l'absence de discrimination de la part des gestionnaires de réseaux entre les fournisseurs d'électricité et fixe le tarif d'utilisation du réseau de distribution. Ce tarif conditionne nécessairement les moyens dont dispose ERDF, même si, contrairement au cas du réseau de transport, la commission n'approuve pas le programme d'investissement d'ERDF. Les redevances versées par ERDF aux autorités concédantes ainsi que le fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACÉ) sont des charges intégrées au calcul du tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE) : plus elles augmentent et plus le TURPE augmente à terme.

En revanche, au niveau national, le dernier contrat de service public passé entre l'État et le groupe EDF couvrait la période 2005-2007,

et n'a fait l'objet d'aucun avenant depuis, malgré les évolutions législatives, notamment la filialisation de l'activité de distribution. Dès lors, le contrat de service public actuel a perdu beaucoup de sa crédibilité, tant pour fixer des objectifs que pour en apprécier la réalisation.

Au niveau local, il existe également un dialogue spécifique, ainsi qu'un contrôle des autorités concédantes sur leur concessionnaire. Cependant, ces pratiques connaissent des limites.

D'abord, l'organisation technique du réseau est indépendante de celle des concessions. Il s'ensuit des difficultés pour obtenir des informations précises à la maille de la concession en matière d'équipements, d'investissements, d'énergie distribuée, notamment.

Ensuite, le cadre juridique des concessions de distribution d'électricité restreint la marge de manœuvre des concédants.

Enfin, l'organisation même du réseau implique d'effectuer des choix entre concessions. En effet, avec des moyens fixés au niveau national, leur allocation par le concessionnaire est un jeu à somme nulle : tout ce qui est investi sur le réseau d'une concession ne le sera pas sur une autre. Dès lors que des arbitrages doivent être effectués par le concessionnaire, il est impossible de laisser chaque autorité concédante fixer au concessionnaire des objectifs contraignants en matière de qualité.

La conciliation des dimensions nationale et locale de la distribution d'électricité : le cas de la concession parisienne

Le cas de la concession parisienne est un bon exemple des difficultés à concilier régulation nationale et régulation locale du réseau de distribution.

Le traité de concession de distribution d'électricité du 30 juillet 1955 liant la ville de Paris à ERDF arrivait à échéance le 31 décembre 2009. Il a été prolongé par avenant pour une durée de 15 ans. Les investissements du concessionnaire font l'objet d'une annexe dédiée dans le traité de concession, qui prévoit que le concessionnaire assurera le financement des programmes d'investissement du schéma directeur par les moyens que la loi lui fournit, et notamment le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). La première période quadriennale comprend des engagements contractuels et chiffrés du concessionnaire sur les investissements à réaliser, par exemple :

- renouvellement de tableaux moyenne tension au rythme moyen minimum de 60 tableaux par an ;
- renouvellement du parc de transformateurs au rythme moyen minimum de 90 transformateurs par an à partir de l'année 2011 ;

- suppression des boîtes de raccordement triphasées à partir de 2012, au rythme de 250 par an en moyenne ;

- renouvellement moyen de 25 km de câbles basse tension par an.

Ces engagements constituent une avancée pour l'autorité concédante, mais soulèvent des questions de principe : à enveloppe d'investissements donnée au niveau national, une concession bénéficiant de ce type de clauses contractuelles pourrait voir ses investissements sécurisés, tandis que l'ajustement éventuel serait effectué aux dépens des concessions ne comprenant pas de tels engagements du concessionnaire. Si cette solution était retenue lors des prochains renouvellements de concessions, il pourrait en résulter une remise en cause des principes fondateurs de la distribution d'électricité, certaines autorités concédantes bénéficiant d'investissements garantis, et d'autres pas.

III - Un besoin croissant d'investissements

A - La qualité de l'électricité

1 - Une qualité en baisse relative

a) Une dégradation, récemment contenue

La qualité de l'électricité peut être appréhendée selon différents critères⁷² : du point de vue du client, elle se mesure à la fois par la fréquence des coupures et la durée totale de ces coupures ; du point de vue d'ERDF, elle se mesure en excluant les coupures imputables à RTE, mais également en excluant du calcul les coupures liées à des événements climatiques exceptionnels⁷³.

⁷² En plus du temps de coupure, la qualité de l'électricité mesure également la tenue de la tension et la qualité de service du gestionnaire de réseau. La qualité est appréhendée ici du point de vue de la continuité de l'alimentation.

⁷³ Dans l'exposé des motifs de sa proposition tarifaire du 26 février 2008, la commission de régulation de l'énergie (CRE) a assimilé les « circonstances exceptionnelles » prévues par le décret du 24 décembre 2007 aux « événements exceptionnels » exclus de la régulation incitative, en précisant que les phénomènes climatiques étaient reconnus comme exceptionnels lorsqu'ils étaient « caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité ».

La qualité de l'électricité s'est dégradée depuis 2000, quel que soit le critère de mesure pris en compte : hors événements climatiques exceptionnels, le temps de coupure moyen en France s'élevait à 86 minutes en 2009 et 85,2 minutes en 2010, avant de descendre à 71 minutes en 2011 ; il était de moins de 50 minutes en 2000. Ce critère, dit B HIX, est composé de la somme des coupures liées aux travaux et aux incidents, hors événements exceptionnels.

La récente dégradation de la qualité de l'électricité doit, toutefois, être relativisée à deux titres. D'une part, au regard des performances passées : le temps moyen de coupure était supérieur à six heures au début des années 80. D'autre part, la qualité de l'électricité en France se situe dans la moyenne des pays européens comparables. L'Allemagne bénéficie d'un temps de coupure moyen nettement inférieur à la France, qui peut s'expliquer par un taux d'enfouissement du réseau plus élevé et par le tarif d'acheminement facturé aux consommateurs : 59 €/MWh en Allemagne contre 48 €/MWh en France.

Globalement, la continuité de la desserte est meilleure dans les zones urbaines denses que dans les zones rurales.

En témoignent les écarts importants entre les départements les plus touchés par des coupures et les départements les moins touchés. En 2011, les départements les plus touchés par des coupures hors événements exceptionnels étaient le Morbihan (195 minutes), la Dordogne (180 minutes), le Maine-et-Loire (148 minutes), la Vendée (136 minutes) et le Finistère (129 minutes). A l'inverse, les départements les moins touchés par les coupures étaient presque tous franciliens : Paris (20 minutes), Seine-Saint-Denis (25 minutes), Hauts-de-Seine (27 minutes), Val-de-Marne (30 minutes), Côte d'Or (36 minutes).

Les zones urbaines ne sont, toutefois, pas épargnées par la dégradation de la qualité : dans la ville de Lyon, la durée moyenne annuelle de coupure par utilisateur des réseaux publics de distribution a augmenté de 37,5 % entre 2005 et 2009, alors qu'aucun événement exceptionnel n'est venu affecter pendant cette période le fonctionnement du réseau de distribution d'électricité dans la ville. A Marseille, le temps de coupure moyen est passé de 22 minutes en 2002 à 84 minutes en 2009, avant de redescendre à 54 minutes en 2010.

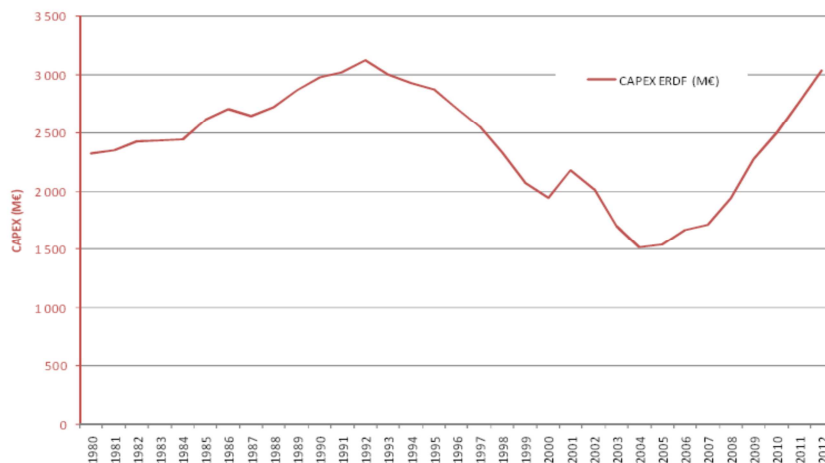
Enfin, d'autres critères peuvent être pris en compte, notamment le nombre de « clients mal alimentés », c'est-à-dire ceux dont la tension d'alimentation est inférieure au seuil minimal de tension admissible. En 2010, les paramètres de comptage ont été modifiés par ERDF, entraînant une diminution spectaculaire du nombre de cette catégorie de clients. Dans le Val d'Oise, leur nombre est ainsi passé de 8 995 à 1 775 en un an.

Malgré les demandes de nombreuses autorités concédantes, le principal concessionnaire a refusé de présenter le nombre de clients qui auraient dû être considérés en 2010 comme mal-alimentés en l'absence de modification des critères.

b) Les causes de cette dégradation

Historiquement, le niveau de qualité de l'électricité est corrélé à la courbe des investissements d'EDF, puis d'ERDF, dans le réseau de distribution. Or les investissements d'EDF consacrés au réseau de distribution ont fluctué. Après l'achèvement du programme électronucléaire, des sommes importantes ont été consacrées au réseau à partir des années 80. L'effort d'investissement a ensuite décliné à compter du milieu des années 1990 pour atteindre des niveaux assez faibles dans les années 2000, période correspondant au développement international du groupe EDF. Depuis 2005, les investissements sur le réseau de distribution sont à nouveau en hausse et ont retrouvé leur niveau du début des années 1990.

Graphique n° 1 - Evolution des investissements (CAPEX) d'EDF puis d'ERDF dans le réseau de distribution



Source : ERDF

La dégradation de la qualité de l'électricité peut également s'expliquer, en partie, par le vieillissement de certaines portions du réseau, fragilisées en cas d'événements climatiques. La pyramide des âges du réseau de distribution reflète les cycles d'investissement successifs et montre qu'une grande partie du réseau aérien en moyenne

tension a été construite dans les années 1970 et 1980, tandis que la technique de l'enfouissement est privilégiée depuis les années 1990.

Conséquence de l'effort d'investissement consenti dans les années 1980, 56 % des réseaux en moyenne tension et 87 % des réseaux en basse tension sont âgés de moins de 25 ans.

A court terme, le vieillissement du réseau n'est pas encore un problème. Pour autant, les perspectives de moyen et long terme sont moins favorables, et un effort d'investissement devra être consenti pour renouveler ce patrimoine.

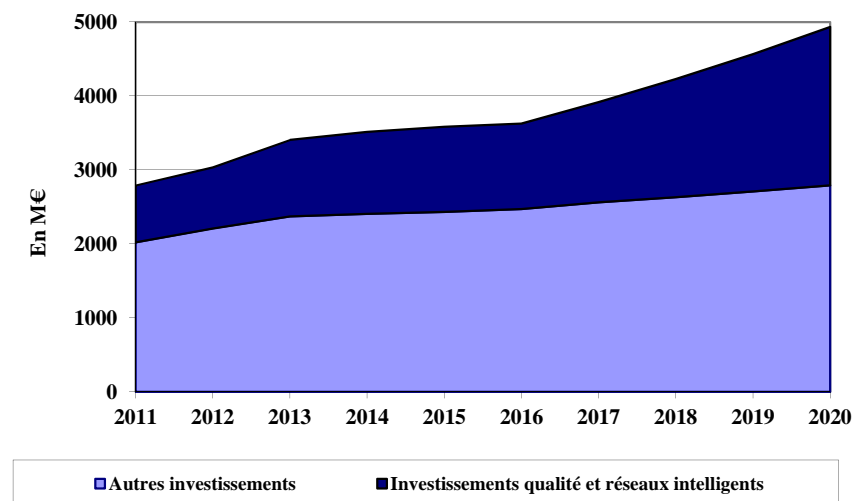
En 2010, la valeur de reconstruction à neuf du réseau de distribution d'électricité était estimé par ERDF à 140 Md€.

2 - L'existence d'un fort besoin d'investissements

Le renouvellement du réseau et sa sécurisation face aux aléas climatiques impliquent un surcroît d'investissements de la part d'ERDF au regard de l'effort actuellement consenti.

Les besoins financiers d'ici 2020 ne peuvent être quantifiés avec certitude. Pour autant, les prévisions d'ERDF font état d'un fort besoin d'investissements supplémentaires d'ici la fin de la décennie, qui s'explique principalement par l'effort en faveur de la qualité et des réseaux intelligents.

Graphique n° 2 - Trajectoire d'investissements évaluée par ERDF (hors compteurs Linky)



Source : ERDF et Cour des comptes

Selon cette hypothèse, les investissements consacrés à la qualité et aux réseaux intelligents augmenteraient d'environ 769 M€ en 2011 à 2 142 M€ en 2020, soit un quasi triplement. A la suite des tempêtes de 2009, la fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) avait estimé, pour sa part, les besoins à 10 Md€ sur les cinq prochaines années⁷⁴ pour sécuriser le réseau face aux tempêtes, sur la base d'une étude technique confiée à un consultant.

Simultanément, la mise en place d'un système de comptage « intelligent » est prévue. Le coût prévisionnel du déploiement généralisé des compteurs communicants Linky avait été évalué au printemps 2010 à 4,2 Md€ d'ici 2019, répartis entre l'achat des compteurs, leur pose et la construction d'une infrastructure de communication. L'échelle du projet est telle que toute variation des hypothèses peut se traduire par un surcoût (ou une économie) important.

⁷⁴ Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR), communiqué de presse du 18 mars 2009.

Le compteur communicant Linky

Le compteur communicant Linky est un compteur électrique de nouvelle génération, qui offrira de nouvelles fonctionnalités. En particulier, la relève sera effectuée automatiquement par le compteur, sans l'intervention d'un technicien, ce qui permettra d'adresser au consommateur une facture correspondant à sa consommation réelle et non plus estimée. De plus, certaines opérations pourront être effectuées à distance (changement de puissance ou mise en service par exemple).

Une expérimentation a été conduite par ERDF entre 2009 et 2011 sur 250 000 compteurs. D'ici 2020, 35 millions de compteurs devraient être remplacés.

Ainsi, en raison des besoins liés au renouvellement du réseau et au déploiement du dispositif Linky, le réseau de distribution va nécessiter une hausse des investissements à moyen et long terme.

B - Des investissements encore insuffisants et mal coordonnés

1 - Les investissements du concessionnaire : un effort réel à accentuer

Depuis la filialisation de l'activité de distribution, l'enveloppe globale consacrée par ERDF aux investissements (« CAPEX ») a augmenté, conformément au scénario envisagé par la commission de régulation de l'énergie (CRE) au moment de l'élaboration du tarif TURPE 3.

Tableau n° 3 : évolution des investissements d'ERDF

En M€	2008	2009	2010	2011	2012
Raccordement des utilisateurs et modification d'ouvrages	1 012	1 004	1 201	1 365	1 508
Programmes d'investissement sur les réseaux	827	1 031	1 044	1 165	1 224
<i>Dont investissement qualité d'ERDF</i>	<i>472</i>	<i>607</i>	<i>616</i>	<i>769</i>	<i>826</i>
Autres investissements (moyens d'exploitation, outils, etc.)	181	239	253	259	303
Total hors Linky	2 020	2 274	2 498	2 789	3 035

Source : ERDF, plan moyen terme (PMT) 2011-2013

De 2008 à 2012, les investissements ont augmenté de 50 %, mais cette hausse ne s'explique qu'en partie par des choix délibérés de l'entreprise. Le niveau global des investissements d'ERDF n'est, en effet, pas un bon indicateur pour mesurer l'effort consenti par l'entreprise en faveur de la qualité de la desserte, car certains investissements sont « imposés », comme les raccordements d'utilisateurs, et ne contribuent pas à renouveler ni à moderniser le réseau de distribution.

Le niveau des investissements d'ERDF spécifiquement consacrés à l'amélioration du réseau et à la qualité de l'électricité est resté inférieur à 500 M€ entre 2004 et 2008, avant d'augmenter sensiblement.

Au-delà du programme de renouvellement et de renforcement du réseau de distribution, ERDF consacre des moyens à l'entretien des réseaux (maintenance préventive – 271,4 M€ en 2011) et à leur dépannage (maintenance corrective – 300 M€ en 2011).

Si les dépenses de maintenance préventive ont augmenté de 28 % entre 2006 et 2009, les dépenses de maintenance corrective demeurent supérieures en montant et plus dynamiques avec une croissance de 116 % depuis 2002. Elles ont connu une accélération récente, qui témoigne de la fragilisation du réseau : les dépenses de maintenance corrective ne relèvent pas d'une stratégie d'amélioration de la qualité, mais d'une réaction *ex-post* à une défaillance.

En définitive, ERDF a sensiblement accru ses investissements sur le réseau de distribution, même si la part de ces investissements spécifiquement dédiée à la qualité de l'électricité reste minoritaire et

insuffisante au regard des efforts à consentir dans les années à venir pour remplacer et moderniser le réseau.

2 - Les investissements des autorités concédantes : une coordination insuffisante

a) Les carences du pilotage global des investissements

Les investissements annuels d'ERDF représentent environ 3 Md€, tandis que les autorités concédantes investissent un peu moins de 1 Md€ par an. Au total, les investissements liés au réseau de distribution d'électricité s'élèvent donc à environ 4 Md€ par an.

Or le pilotage de ces investissements est insuffisant pour améliorer la qualité de la desserte en électricité : ERDF et les autorités concédantes sont indépendants en matière de travaux sur le réseau de distribution, et la coordination des interventions dépend uniquement des bonnes relations établies localement.

L'absence de pilote unique et la multiplicité des maîtrises d'ouvrage dans les zones relevant du régime d'électrification rurale nuisent à la cohérence des actions menées, et peuvent conduire à privilégier des travaux moins prioritaires pour la sécurisation du réseau.

Ainsi, selon la CRE, 50 % des investissements sont consacrés aux réseaux en basse tension, alors que la majorité des incidents proviennent du réseau moyenne tension. Depuis dix ans, les réseaux moyenne tension ont provoqué 75 % des coupures hors événements exceptionnels. De même, le taux de dépose est environ trois fois plus élevé pour les fils nus du réseau basse tension que pour les fils nus du réseau moyenne tension, alors que l'amélioration de la qualité en zone rurale dépend prioritairement de l'amélioration des réseaux moyenne tension aériens vulnérables.

Par ailleurs, le rôle de maître d'ouvrage présente deux risques pour les autorités concédantes :

- parfois, le syndicat ne dispose pas de ressources suffisantes pour être maître d'ouvrage, et dans ce cas il risque d'intervenir avec un mauvais rapport coût/efficacité. Par exemple, dans l'Orne, 48 maîtres d'ouvrage, en incluant les communes urbaines, ont investi 18,2 M€ en travaux d'électrification, soit une moyenne de 0,379 M€ par maître d'ouvrage ne permettant pas d'économies d'échelle. La régularité des procédures d'achat peut également s'en trouver affectée : dans le cas du syndicat intercommunal d'électricité de Longny-au-Perche,

l'absence de véritables compétences en matière de marchés publics et de continuité dans le fonctionnement des services due à la taille extrêmement réduite du syndicat a ainsi abouti à l'annulation par le juge d'une procédure de passation d'un marché et, en définitive, au gel des travaux pendant un an et demi ;

- dans d'autre cas, l'autorité concédante accroît ses moyens pour assurer pleinement ses compétences, au prix d'une croissance structurelle des charges de fonctionnement. Par exemple, les dépenses de personnel du SIPPEREC ont progressé de 30 % entre 2005 et 2010 (passage de 38 à 48 salariés), concomitamment à la hausse de ses travaux d'investissement. Le SYDEV comptait, pour sa part, 63 agents en position d'activité en 2005, contre 85 en 2009, soit 22 postes de plus. L'existence d'un nombre important de personnels techniques constitue, par ailleurs, une incitation naturelle à intervenir fréquemment sur le réseau.

b) Le dispositif de concertation prévu par la loi NOME : une première amélioration

L'article 21 de la loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME), introduit au Sénat à l'initiative du président de la fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR), prévoit un mécanisme de concertation au niveau local en matière d'investissement dans les réseaux de distribution.

Le troisième alinéa du I de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales dispose désormais que : « chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz transmet à chacune des autorités concédantes précitées un compte rendu de la politique d'investissement et de développement des réseaux [...]. Sur la base de ce compte rendu, les autorités organisatrices établissent un bilan détaillé de la mise en œuvre du programme prévisionnel de tous les investissements envisagés sur le réseau de distribution. Ce programme prévisionnel, qui précise notamment le montant et la localisation des travaux, est élaboré à l'occasion d'une conférence départementale réunie sous l'égide du préfet et transmis à chacune des autorités concédantes ».

En septembre 2012, 13 conférences départementales s'étaient réunies et le dispositif devait être généralisé à la fin de l'année 2012. S'il est encore trop tôt pour porter une appréciation sur ces conférences, elles semblent apporter une première réponse au besoin de coordination et de

programmation locale des investissements du concessionnaire et des autorités concédantes.

IV - Réduire les dépenses avant d'augmenter les tarifs

Il existe deux possibilités pour financer les besoins du réseau de distribution d'électricité : rationaliser les dépenses ou augmenter les ressources.

A - La rationalisation prioritaire des dépenses des autorités concédantes et du distributeur

En matière de dépenses, la rationalisation peut porter sur plusieurs domaines : les financements accordés aux autorités concédantes, le dispositif de prise en charge des coûts de raccordement au réseau, ainsi que les dépenses de personnel et la politique de dividendes d'ERDF.

1 - La nécessaire régulation des financements accordés aux autorités concédantes

a) Les différentes contributions versées aux autorités concédantes

Les financements dont bénéficient les autorités concédantes au titre de la distribution d'électricité proviennent principalement du Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACÉ)⁷⁵ et des redevances liées au contrat de concession. Ces contributions sont versées par ERDF aux autorités concédantes, mais sont intégrées dans le calcul du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) : *in fine*, elles sont donc à la charge du consommateur final d'électricité.

Le FACÉ peut accorder des aides financières pour la réalisation des travaux d'électrification rurale dont la maîtrise d'ouvrage est assurée par les collectivités et les établissements de coopération. Il est alimenté par des contributions annuelles des distributeurs, assises sur le nombre de kilowattheures distribués à partir des ouvrages exploités en basse tension.

⁷⁵ L'article 7 de la loi de finances rectificative du 28 décembre 2011 a créé un compte d'affectation spéciale « financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale » (CAS FACÉ) reprenant l'ensemble des droits et obligations de l'ancien fonds d'amortissement des charges d'électrification.

Il peut également consentir des aides financières pour la réalisation d'opérations de maîtrise de la demande d'électricité ou de production d'électricité par des énergies renouvelables. Le taux de l'aide octroyée par le FACÉ est uniformément fixé à 65 % du montant TTC des travaux⁷⁶. Cumulée avec la récupération de la TVA, elle permet aux autorités concédantes en milieu rural de bénéficier d'une participation importante, de l'ordre de 81,39 % de la valeur des travaux en France métropolitaine, soit un taux très incitatif à la dépense pour les autorités concédantes dès lors que les travaux sont éligibles.

Par ailleurs, les autorités concédantes bénéficient également de trois redevances versées par le concessionnaire au titre du contrat de concession.

Les redevances versées aux autorités concédantes

L'article 4 et l'annexe 1 des modèles de cahier des charges élaborés par la fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) en concertation avec EDF (en 1992 et 2007) prévoient l'existence de trois redevances :

- la redevance de fonctionnement, dite « R1 », qui a pour objet de financer les dépenses annuelles de l'autorité concédante pour l'accomplissement de sa mission (contrôle de l'exécution de la concession, conseils aux usagers, coordination des travaux etc.). Son montant est calculé en fonction des caractéristiques de la concession (longueur des lignes par exemple). En 2011, 69 M€ ont été versés aux autorités concédantes par ERDF au titre de la redevance R1 ;

- la redevance d'investissement, dite « R2 », versée par le concessionnaire en contrepartie des investissements réalisés par le concédant sur des installations du réseau et/ou sur les installations d'éclairage public. La redevance est due lorsque le montant total HT des travaux réalisés au cours d'une année N est supérieur au produit de la taxe locale sur l'électricité perçue par la collectivité pour la même année ;

- la redevance d'intégration des ouvrages dans l'environnement, dite « article 8 ». Le concessionnaire participe à raison de 40 % du coût hors TVA au financement de travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante aux fins d'amélioration esthétique des ouvrages de la concession.

⁷⁶ Sauf dans les départements d'outre-mer et la Corse.

En pratique, ERDF ne dispose que d'une faible latitude sur le montant de ces redevances contractuelles. Par exemple, dès lors que des travaux sur le réseau sont conduits sous la maîtrise d'ouvrage des autorités concédantes, le mécanisme de la redevance R2 s'applique. De même, la redevance R1 est versée même en l'absence de contreparties effectives de la part de l'autorité concédante. Ainsi, à Lyon, l'absence de réel contrôle de l'autorité concédante sur le concessionnaire et, plus largement, d'implication de la ville de Lyon dans le fonctionnement de la distribution d'électricité, peut faire regarder la redevance R1 comme partiellement dénuée de contrepartie.

Enfin, les collectivités locales (communes, groupements de communes et départements) perçoivent également la taxe sur la consommation finale d'électricité, dont le produit s'élevait en 2011 à 1,7 Md€.

Cette taxe est une ressource non affectée et ne doit donc pas nécessairement concourir à financer le service public de la distribution d'électricité⁷⁷.

b) Les financements accordés au titre des investissements des autorités concédantes : des montants importants

Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) contribue à financer les investissements réalisés par les autorités concédantes sur le réseau, au moyen du fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE) et des redevances versées par ERDF au titre des investissements (« R2 ») ou au titre de l'amélioration esthétique des ouvrages (« article 8 »)⁷⁸.

⁷⁷ Sur le produit total de ces taxes, environ 400 M€ sont, toutefois, perçus par les autorités concédantes de la distribution d'électricité et sont donc majoritairement utilisés par celles-ci pour effectuer des travaux sur le réseau de distribution.

⁷⁸ En outre, les autorités concédantes bénéficient d'une redevance pour leur fonctionnement (R1 – 69 M€ en 2011).

**Tableau n° 4 : les financements apportés aux autorités
concedantes par ERDF au titre de leurs investissements**

En M€	2007	2008	2009	2010	2011
Contributions au FACÉ	322	323	326	305	334
Redevance investissements « R2 »*	171	192	236	235	190
Contributions à l'amélioration esthétique des ouvrages « art 8 »	59	57	62	62	57
Total	552	572	624	602	581
<i>Investissement qualité d'ERDF</i>	<i>461</i>	<i>472</i>	<i>607</i>	<i>616</i>	<i>769</i>

Source : ERDF

*dont part couverte par le tarif (PCT) à partir de 2010

Les montants versés sont loin d'être négligeables :

- entre 2007 et 2009, les investissements d'ERDF uniquement dédiés à la qualité ont été inférieurs aux montants versés aux autorités concedantes pour financer les autres investissements ;
- entre 2007 et 2009, le montant des remises gratuites d'ouvrages au concessionnaire s'est élevé en moyenne à 925 millions d'euros. Près des deux tiers des investissements des autorités concedantes sont donc financés par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité via ERDF ;
- enfin, la progression des contributions est dynamique. La redevance R2 a ainsi augmenté de 54 % entre 2004 et 2010, avant de diminuer en 2011. Les autorités concedantes justifient cette hausse par les insuffisances du concessionnaire en matière d'investissements.

c) La situation financière des autorités concedantes

En plus des redevances et du fonds d'amortissement des charges d'électrification, les autorités concedantes disposent de ressources propres comme, le cas échéant, tout ou partie de la taxe finale sur la consommation d'électricité.

Dans l'échantillon contrôlé par les juridictions financières, plusieurs autorités concédantes présentent une situation financière très favorable, pouvant conduire à s'interroger sur le niveau de financement actuel :

- le syndicat intercommunal d'électrification de Dorceau dans l'Orne a un fonds de roulement élevé et un encours de dette nul ;
- une situation similaire a été constatée pour le syndicat mixte d'énergies, d'équipements et de e-communication du Jura, où le niveau des excédents conduit à s'interroger sur une possible mobilisation excessive des recettes de fonctionnement, notamment la taxe finale sur la consommation d'électricité ;
- dans la Vienne, le syndicat intercommunal d'électricité et d'équipement du département est également caractérisé par une situation d'aisance financière, le niveau de la trésorerie représentant 245 jours de fonctionnement fin 2010 ;
- en Ile-et-Vilaine, la situation financière du syndicat départemental d'énergie est aussi très satisfaisante, avec un fonds de roulement élevé, l'absence d'endettement, un autofinancement net finançant en moyenne 48 % des investissements réalisés et une trésorerie importante.

d) La nécessaire régulation des investissements des autorités concédantes sur le réseau de distribution

Il n'existe pas de mécanisme de régulation des investissements des autorités concédantes. Ces investissements sont financés aux deux tiers par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, donc par le consommateur d'électricité. Or les financements ont augmenté de façon dynamique ces dernières années : les redevances et le Fonds d'amortissement des charges d'électrification (581 M€) représentent désormais un volume financier comparable aux investissements d'ERDF en faveur de la qualité (769 M€). Le pilotage de ces investissements est donc un enjeu stratégique.

Les alternatives au modèle actuel

Schématiquement, deux conceptions du réseau de distribution s'opposent :

- une optimisation de la dépense par un pilotage national des investissements, d'autant plus nécessaire que les réseaux électriques sont interconnectés et interdépendants. Cette optimisation est rendue particulièrement nécessaire dans un contexte de ressources financières rares ;

– l'accroissement de l'autonomie des collectivités locales, au motif qu'elles seraient à même de satisfaire les besoins purement locaux mais au risque d'une moindre optimisation de la dépense par rapport aux priorités nationales.

Pour le premier modèle, une option serait de mettre fin au partage de la maîtrise d'ouvrage en zone rurale, pour la confier exclusivement au concessionnaire. Dans les zones urbaines, c'est d'ores et déjà le cas et de nombreuses autorités concédantes considèrent qu'elles n'ont pas à intervenir directement sur le réseau de distribution d'électricité. Cette option impliquerait de modifier en profondeur le système actuel et se heurterait probablement aux réticences d'une grande partie des autorités concédantes. Sur le fond, cette solution aurait le mérite d'éviter les interventions redondantes sur le réseau et de pouvoir définir des priorités nationales.

Toutefois, il serait dans ce cas nécessaire d'inventer un mécanisme de « sécurisation » d'une partie des investissements en zone rurale. Au début des années 2000, les investissements du groupe EDF ont nettement diminué sur le réseau de distribution, entraînant une augmentation forte du temps de coupure. Le système des redevances et du fonds d'amortissement des charges d'électrification a permis dans cette période de maintenir un volume minimum d'investissement dans les zones rurales et sur le réseau basse tension.

Plusieurs options seraient envisageables, par exemple des exigences accrues en matière de qualité en zone rurale, un système de bonus / malus attribué à ERDF en fonction des résultats sur la qualité plus fort que l'actuel dispositif ou encore le fléchage d'une proportion fixe des investissements d'ERDF vers les zones rurales, sous le contrôle de la commission de régulation de l'énergie.

La deuxième conception du réseau de distribution reviendrait à accroître la décentralisation et l'autonomie des collectivités territoriales. Poussé jusqu'à son terme, ce modèle impliquerait d'aligner le régime atypique des concessions de distribution d'électricité sur le droit commun des concessions de service public, en particulier pour ce qui concerne la possibilité de mettre en concurrence les concessions et de mettre fin au tarif unique sur tout le territoire national. Les concessions rentables pourraient alors percevoir des excédents, aujourd'hui mutualisés au niveau national, ou baisser le tarif de distribution facturé aux usagers. A l'inverse, les concessions déficitaires devraient soit augmenter le tarif demandé aux usagers, soit compenser le manque à gagner avec leurs propres ressources. La solidarité territoriale que permet la péréquation tarifaire serait donc abandonnée.

Le choix de ce modèle soulèverait de nombreuses interrogations : il existe un risque élevé de moindre optimisation du réseau, conçu sur une logique technique indépendante des frontières actuelles des concessions, de multiplications des coûts de structure compte tenu du grand nombre d'autorités concédantes (736), et enfin de taille critique des opérateurs de distribution face à des événements climatiques exceptionnels. Il relèverait en tout état de cause d'un choix de politique publique.

En l'absence de choix entre ces deux modèles opposés, une meilleure régulation des investissements des autorités concédantes et des financements associés est nécessaire dans le cadre du système actuel de la distribution d'électricité. La commission de régulation de l'énergie (CRE) fixe à ERDF des objectifs en matière de qualité de la desserte d'électricité, assortis d'un système de bonus/malus. Pour autant, environ un quart des investissements réalisés sur le réseau de distribution sont réalisés sous la maîtrise d'ouvrage des autorités concédantes, sans que la commission ou le concessionnaire ne dispose de moyens pour les orienter. Si ERDF est considérée comme responsable de la qualité de l'électricité, le concessionnaire devrait disposer des moyens d'orienter l'ensemble des investissements qui concourent à améliorer cette qualité.

La concertation au plan local prévue par la loi NOME n'épuise pas la question du pilotage national des investissements sur le réseau de distribution.

Ainsi que l'a écrit la commission de régulation de l'énergie dans son rapport d'octobre 2010 sur la qualité de l'électricité, « l'ampleur du défi national de sécurisation des réseaux et le contexte actuel de dégradation de l'alimentation en électricité plaident pour une approche nationale de la question. Le pilotage des investissements au niveau national est, en outre, d'autant plus légitime que la tarification de l'acheminement est péréquée et repose, donc, sur des principes d'équité territoriale ».

Afin de réguler plus efficacement les investissements du concessionnaire et des autorités concédantes sur le réseau, différentes modalités pourraient être étudiées :

- la définition au niveau national de programmes prioritaires d'investissement, applicables au principal concessionnaire et aux autorités concédantes ;
- l'échange réciproque d'information sur les programmes d'investissement dans le cadre des conférences départementales prévues par la loi NOME ;

- le resserrement de la définition des travaux éligibles aux contributions financées par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (par exemple, fin de l'éligibilité des travaux sur les installations d'éclairage public à la redevance R2, revue des financements accordés aux travaux esthétiques comme le programme « environnement » du fonds d'amortissement des charges d'électrification ou la redevance « article 8 ») ;
- le plafonnement des redevances versées par le concessionnaire sur la base du TURPE (introduction d'une norme d'évolution annuelle maximale des redevances R1, R2 et article 8, en cohérence avec la trajectoire du TURPE) ;
- l'approbation du programme d'investissement d'ERDF par la commission de régulation de l'énergie, sur le modèle de RTE.

Il appartient aux pouvoirs publics de se prononcer sur le modèle de financement du réseau de distribution. Les investissements dans l'outil de production d'électricité seront très importants dans les années à venir, quelles que soient les options énergétiques choisies, et le réseau devra lui-même être renouvelé et modernisé dans le cadre des « réseaux intelligents ». Or les ressources supplémentaires seront rares : des optimisations doivent donc être réalisées, en complément de la recherche de financements supplémentaires.

2 - L'augmentation de la contribution facturée aux demandeurs des raccordements sur le réseau

Le dispositif actuel de prise en charge des raccordements au réseau de distribution revient à faire porter une partie du coût de ces raccordements à l'ensemble des consommateurs, par le truchement du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité : 40 % du coût des branchements et des extensions sont laissés à la charge d'ERDF, le reste étant payé par le demandeur du raccordement au réseau.

Les coûts de raccordement au réseau sont élevés : ERDF a dépensé 1 365 M€ en 2011 pour les raccordements d'utilisateurs et les modifications d'ouvrages, alors que l'entreprise (et donc le consommateur final par l'intermédiaire du TURPE) n'en prend que 40 % à sa charge.

Ces investissements « imposés » diminuent d'autant la marge de manœuvre de l'entreprise, alors même qu'ils reposent sur une logique économique contestable : la mutualisation sur l'ensemble des consommateurs d'une fraction des coûts de raccordement. Il faut,

toutefois, distinguer, au sein des opérations de raccordement, ce qui relève du branchement et de l'extension de ce qui relève du renforcement du réseau.

Le renforcement du réseau est nécessaire dès lors que les caractéristiques techniques d'une fraction du réseau ne correspondent plus à la puissance injectée ou soutirée, en raison du raccordement d'utilisateurs ou producteurs supplémentaires. L'ajout d'un utilisateur supplémentaire sur le réseau pouvant nécessiter des travaux importants de renforcement en raison d'un effet de seuil, il est pertinent que ce coût soit à la charge du distributeur. Ces dépenses ne sont donc pas systématiquement répercutées au producteur ou à l'utilisateur qui génère la contrainte de renforcement, car, dans la plupart des cas, les ouvrages renforcés n'entrent pas dans le périmètre de facturation du demandeur.

Ainsi, une plus grande part des coûts de branchement sur le réseau pourrait être laissée à la charge du demandeur, dans la mesure où c'est lui qui est à l'initiative du raccordement d'une habitation ou d'une installation de production qu'il fait construire. La mutualisation d'une partie des coûts de branchement et d'extension n'a pas de justification économique claire, alors qu'elle a un coût élevé, mais cela suppose une définition précise et un contrôle strict des dépenses qualifiées de « dépenses de raccordement ».

3 - Les dépenses de personnel d'ERDF : un coût à maîtriser

Les dépenses de personnel d'ERDF liées aux quelque 36 000 agents de l'entreprise publique constituent une part importante de ses charges et connaissent une évolution dynamique en termes réels : l'augmentation moyenne des salaires (effet prix) dépasse les gains réalisés par la réduction des effectifs (effet volume).

Ainsi, malgré la réduction des effectifs, les charges de personnel sont passées de 2 250 M€ en 2008 à 2 420 M€ en 2011, soit une augmentation d'environ 7,6 %.

De plus, comme la Cour des comptes l'a souligné à plusieurs reprises, certains avantages sociaux spécifiques au statut des industries électriques et gazières⁷⁹ représentent des montants importants : le tarif

⁷⁹ Cour des comptes, *Rapport public annuel 2013*, Tome I, Volume I-2, Chapitre IV, « Les rémunérations à EDF SA : une progression rapide, une accumulation d'avantages, peu de liens avec les performances ».

agent⁸⁰ représentait 129 M€ en 2010 pour les seuls personnels d'ERDF, majoritairement pris en charge par le consommateur final d'électricité via le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Les marges de manœuvre sont limitées dans ce domaine, qui relève de la négociation collective au sein de la branche des industries électriques et gazières.

ERDF a d'ores et déjà engagé des efforts de productivité et de maîtrise de la masse salariale, favorisés par le mécanisme de régulation incitative de la commission de régulation de l'énergie qui majore ou minore les ressources de l'entreprise en fonction de l'évolution des charges de fonctionnement dites « maîtrisables » (principalement les dépenses de personnel et les achats). Cette démarche pourrait être poursuivie par l'ouverture d'une négociation sur le temps de travail des agents d'ERDF et le réexamen de certains avantages sociaux du personnel. Elle doit être complétée par la maîtrise du coût du recours à la sous-traitance, qui représentait en 2010 environ 1 600 M€ d'achats.

En tout état de cause, la diminution des dépenses de personnel et de sous-traitance ne doit pas être écartée *a priori* de l'examen des possibilités de financement des investissements à venir.

4 - Les dividendes d'ERDF versés au groupe EDF : une politique de distribution contestable

ERDF verse 75 % de son résultat net à son actionnaire unique, EDF. Dans le cas de RTE, le taux de versement des dividendes est de 60 % du résultat net. Malgré un exercice déficitaire en 2009, ERDF a versé un dividende à sa maison-mère.

⁸⁰ En vertu des dispositions de l'article 28 du statut national du personnel des industries électriques et gazières, l'ensemble des agents sous statut bénéficie d'un tarif préférentiel appliqué à leur consommation électrique et gazière.

Tableau n° 5 : les dividendes versés à EDF

Exercice	Résultats nets comptables (M€)	Dividendes versés (M€)
2008	216,8	162
2009	- 44,9	59,4
2010	121	91,8
2011 ⁸¹	558,5	307

Source : États financiers et rapports de gestion d'ERDF

Le versement de dividendes à l'actionnaire est logique. Deux questions se posent, toutefois, dans le cas d'ERDF. Tout d'abord, nonobstant le niveau de trésorerie d'ERDF, le versement d'un dividende à l'issue d'un exercice déficitaire est discutable. Par ailleurs, le taux de versement de dividendes (75 %) apparaît élevé compte tenu des investissements à effectuer sur le réseau de distribution.

EDF estime que « le dividende d'ERDF versé à sa maison-mère depuis la filialisation est resté extrêmement modeste en valeur absolue comme en valeur relative : son flux est par ailleurs non comparable aux flux d'investissements et il ne vient nullement en concurrence avec eux ». Il reste qu'ERDF doit concilier une logique de service public, avec d'importants investissements à financer sur le réseau, et une logique financière qui justifie le versement d'un dividende à l'actionnaire pour rémunérer les capitaux investis.

Les perspectives financières d'ERDF doivent, en principe, s'améliorer. L'augmentation du résultat net posera la question de son affectation, alors que le réseau nécessite parallèlement de lourds investissements (sécurisation, renouvellement, dispositif Linky).

A l'heure actuelle, l'entreprise distribue 75 % de son résultat à son actionnaire unique. Si ce taux est maintenu à l'avenir, compte tenu des prévisions de résultat d'ERDF, cela reviendrait à verser environ 430 M€ de dividendes à l'actionnaire unique dans les prochains exercices, dont une partie reviendrait indirectement à l'État.

Face à la question du financement des investissements, la position de l'État en tant que tutelle et actionnaire du groupe EDF devrait être clarifiée.

⁸¹ En 2011, compte tenu d'un résultat exceptionnel de 334,6 M€, le dividende a été versé sur la base du résultat net courant. A noter que le chiffre d'affaires de l'entreprise pour cet exercice s'est élevé à 12 256 M€.

B - L'augmentation de la capacité d'autofinancement d'ERDF et le TURPE

1 - La hausse du TURPE couvrira à terme les investissements sur le réseau

Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité représentant plus de 90 % des ressources d'ERDF, il n'est pas étonnant que l'entreprise envisage une augmentation de celui-ci pour faire face aux investissements à venir.

Tel qu'il est construit, le TURPE a vocation à couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de réseaux : c'est donc l'augmentation des investissements (entre autres coûts) qui entraîne l'augmentation du tarif et non l'inverse. Ainsi, à terme, le tarif s'ajuste au niveau des investissements, à charge pour l'entreprise de financer ces investissements à court terme.

Toutefois, la mise en œuvre de ce schéma pourrait se révéler difficile, car elle s'inscrirait dans un contexte de renchérissement global du coût de l'énergie en général et de l'électricité en particulier :

- le TURPE n'est qu'une des composantes du prix global de l'électricité, dont l'augmentation a été pour l'instant modérée (en euros courants, le « tarif bleu » pour les ménages français a augmenté de 1,7 % en 2006, 1,1 % en 2007, 2 % en 2008, 1,9 % en 2009 et 3 % en 2010) ;
- le réseau de distribution ne sera pas le seul à requérir des financements : le prolongement de la durée de vie ou le renouvellement éventuel du parc de centrales nucléaires ainsi que le développement des énergies renouvelables (en partie financé par la contribution au service public de l'électricité) absorberont sans doute une part importante des marges de manœuvre en matière de prix de l'électricité.

La formule de calcul du TURPE 3 jusqu'à 2012 s'inscrit d'ores et déjà dans une dynamique d'augmentation, visant à donner des moyens accrus au gestionnaire de réseau. Au total, le TURPE 3 avait été construit par la commission de régulation de l'énergie sur l'hypothèse d'une augmentation de 8 % en nominal entre 2009 et 2012. Par ailleurs, rien ne peut garantir, dans le cadre actuel, que les ressources supplémentaires

générées par une hausse du tarif seront consacrées à l'amélioration de la qualité de l'électricité⁸².

2 - Le financement par l'endettement de certains investissements

Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité n'ayant pas vocation à autofinancer à tout instant les investissements d'ERDF, une solution de financement évoquée réside dans le recours à l'endettement. Le bilan d'ERDF ne comporte pas d'autres dettes que les dettes d'exploitation.

Comme l'a indiqué la commission de régulation de l'énergie, « ERDF et son actionnaire EDF considèrent que l'autofinancement devrait être un mode de financement privilégié des investissements »⁸³.

Cette possibilité doit être aussi inscrite dans la politique de désendettement du groupe EDF, qui a cédé à cet effet certains actifs non-stratégiques comme le réseau de distribution de sa filiale britannique, British Energy. En effet, la dette d'ERDF serait, le cas échéant, consolidée dans les comptes du groupe EDF qui doit lui-même faire face à des investissements importants dans l'outil de production.

Toutefois, le recours à l'emprunt n'est pas totalement exclu par ERDF et son actionnaire. ERDF a précisé à la Cour qu'elle « peut avoir recours à l'emprunt », mais précise que « cela suppose de disposer d'une notation ou du moins d'une appréciation qualitative et quantitative de l'entreprise dans un contexte où la réglementation ne permet pas d'avoir de visibilité sur la structure tarifaire au-delà du TURPE 3 et dans un environnement qui questionne le monopole de la distribution. Ce manque de visibilité de l'entreprise régulée ne permet pas de garantir un accès au marché obligataire. [...] L'emprunt bancaire est possible mais limité à court terme pour les mêmes raisons ».

Cet argument apparaît contestable pour plusieurs raisons :

- la loi assure à ERDF la couverture de ses coûts, sous réserve que ces derniers correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. Le niveau du TURPE n'est fixé que pour quatre années, mais une baisse importante de celui-ci apparaît peu probable ;

⁸² Dans un arrêt du 28 novembre 2012, postérieur à l'instruction de la Cour des comptes, le Conseil d'État a annulé la décision du 5 juin 2009 relative à la fixation du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité avec effet au 1^{er} juin 2013, en contestant certaines des modalités de calcul utilisées.

⁸³ Commission de régulation de l'énergie (CRE), *Rapport : qualité de l'électricité*, octobre 2010.

- l'aléa d'un changement de réglementation pèse sur l'ensemble des activités économiques, ce qui n'empêche pas les entreprises d'emprunter ;
- les actifs d'ERDF comptabilisés dans la base d'actifs régulés sont rémunérés par le TURPE à hauteur de 7,25 %, il serait donc économiquement pertinent de financer certains investissements par l'emprunt dès lors que le taux d'intérêt auquel emprunterait ERDF serait inférieur et que l'investissement générerait un retour sur fonds propres.

L'emprunt est donc une des solutions possibles pour faire face aux besoins d'investissement d'ERDF, à condition que la rentabilité attendue de ces investissements soit suffisante.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Le régime juridique des concessions de distribution d'électricité présente plusieurs originalités par rapport au droit commun.

Sa spécificité n'a pas été remise en cause à l'occasion de l'ouverture du marché de l'électricité, ce qui n'a pas empêché les sujets de contentieux de se multiplier entre le concessionnaire et une partie de ses concédants dans la période sous revue, alors même qu'était constatée une dégradation relative de la qualité de l'électricité hors événements climatiques exceptionnels.

L'un des principaux contentieux porte précisément sur le niveau et l'objet des investissements respectifs d'ERDF et des concédants sur le réseau.

Une meilleure coordination doit permettre d'orienter les travaux vers les enjeux prioritaires (réseau moyenne tension notamment). Indépendamment des éventuels changements de cadre juridique, il est en tout état de cause nécessaire de clarifier les relations financières entre ERDF et les autorités concédantes.

Par ailleurs, ERDF devra faire face à d'importants investissements dans les années à venir en raison de la nécessité de renouveler le réseau et de le moderniser (système Linky de compteurs communicants, développement des réseaux intelligents). Le financement de ces investissements pourra être assuré de différentes manières, qui peuvent se combiner.

La rationalisation des dépenses dans différents domaines apparaît prioritaire, comme les modalités de prise en charge des raccordements d'utilisateurs au réseau, la maîtrise des dépenses de personnel d'ERDF

ou encore la coordination des investissements respectifs du concessionnaire et des autorités concédantes sur le réseau.

A terme, il serait souhaitable de consolider au niveau national la programmation locale des investissements et de définir une trajectoire tarifaire associée.

La question de la politique de reversement de dividendes d'ERDF à EDF devra être posée à la lumière des investissements à consentir pour maintenir un haut niveau de qualité de l'électricité sur le réseau de distribution français. Cette rationalisation des dépenses pourra être, le cas échéant, complétée par une augmentation des financements accordés à la distribution d'électricité.

L'augmentation des investissements sur le réseau se traduira à terme par une augmentation du tarif de distribution. Le recours à l'endettement par ERDF peut aussi constituer dans l'intervalle une solution de financement pour certains investissements.

Ainsi, la Cour formule les recommandations suivantes :

- 1. accélérer le regroupement des autorités concédantes pour achever la départementalisation ;*
 - 2. conclure un contrat de service public entre l'État et ERDF ;*
 - 3. établir une programmation locale des investissements entre ERDF et les autorités concédantes, visant à les orienter vers les enjeux prioritaires en termes de qualité de l'électricité, notamment le réseau moyenne tension. A terme, ces programmations locales devraient être consolidées au niveau national ;*
 - 4. simplifier le système de financement des investissements des autorités concédantes en le recentrant sur les investissements prioritaires pour la qualité de l'électricité ;*
 - 5. revoir la position d'EDF et de l'État vis-à-vis des remontées de dividendes d'ERDF, à la lumière des investissements futurs à consentir sur le réseau ;*
 - 6. accroître les efforts de productivité d'ERDF pour développer sa capacité d'autofinancement des investissements dans le prochain cadre tarifaire ;*
 - 7. s'interroger à plus long terme sur l'évolution du modèle de la distribution d'électricité.*
-

Sommaire des réponses

Ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie	149
Ministre délégué auprès du ministre de l'économie et des finances, chargé du budget	151
Maire de Paris	153
Maire de Lyon	158
Maire de Marseille	159
Maire de Lille	160
Présidente du directoire d'Electricité réseau distribution France (ERDF)	162
Président-directeur général d'Electricité de France (EDF)	167
Président de la fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR)	170
Président de la commission de régulation de l'énergie (CRE)	178
Président du syndicat intercommunal d'électrification (SIE) de Dorceau	179
Président du syndicat intercommunal d'alimentation en eau potable (SIAEP) du Houlme	180
Président du syndicat intercommunal d'électrification (SIER) de Longny-au-Perche	181
Directeur général du syndicat départemental de l'énergie d'Ille-et-Vilaine (SDE35)	182
Président du syndicat mixte d'énergies, d'équipements et de communication du Jura (SIDECE)	183

Président du syndicat mixte départemental d'électricité, du gaz et des télécommunications du Val d'Oise (SMDEGTVO)	197
Présidente du syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour l'électricité et les réseaux de communication (SIPPEREC)	198
Président du syndicat départemental d'énergie et d'équipement de la Vendée (SyDEV)	215
Président du syndicat intercommunal d'électricité et d'équipement du département de la Vienne (SIEEDV)	217

**RÉPONSE DE LA MINISTRE DE L'ÉCOLOGIE, DU
DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ÉNERGIE**

Je vous prie de bien vouloir trouver ci-après les observations que ce projet d'insertion appelle de ma part.

Au préalable, je tiens à souligner la grande qualité de ce rapport qui appréhende avec pertinence la spécificité de l'organisation de la distribution publique d'électricité reposant, à la fois, sur une approche locale et l'existence d'un opérateur de niveau national.

Cette organisation spécifique permet, d'une part, grâce à un système concessif local et l'implication des syndicats d'électricité, une définition des besoins au plus près du terrain et, d'autre part, grâce à l'existence d'un opérateur national, le maintien d'un système simple et efficace de péréquation tarifaire nationale, à laquelle nos concitoyens et les pouvoirs publics sont profondément attachés.

Malgré les avantages manifestes que présente un tel mode d'organisation au regard des objectifs rappelés ci-dessus, le rapport souligne, avec justesse, un certain nombre de dysfonctionnements, comme la baisse relative de la qualité de l'électricité distribuée, qui reste malgré tout dans la moyenne haute européenne, la dispersion du pouvoir concédant et, en corollaire, un certain manque de coordination dans les choix des investissements.

Au regard de ce diagnostic partagé, la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) a initié, en collaboration avec les différentes parties intéressées, diverses actions qui apportent, pour l'essentiel, un premier début de réponse à certaines des recommandations contenues dans votre rapport ; il s'agit, entres autres, de :

- la mise en place des conférences départementales sur les investissements, qui permettront de coordonner et d'établir, au plan local, les priorités, dans un contexte contraint de ressources financières, en matière de sécurisation des réseaux et de rétablissement de la qualité et dont les premières remontées font état d'une volonté manifeste de collaboration entre les différents maîtres d'ouvrage ;*
- la réforme de l'aide à l'électrification rurale, principale source de financement des autorités organisatrices de la distribution, qui permettra d'orienter la politique d'investissement sur les réseaux et d'inciter au regroupement des autorités concédantes ;*
- l'adoption des schémas régionaux de raccordement des énergies renouvelables, qui permettront de développer au meilleur coût*

pour la collectivité et pour les producteurs, les capacités nécessaires à l'accueil des énergies renouvelables sur les réseaux.

Soyez assuré que la nécessité qui s'attache à la modernisation des réseaux électriques et à la rationalisation de la politique des investissements, mise en exergue dans ce rapport, constituera à l'évidence un des enjeux importants de la transition énergétique voulue par le Gouvernement.

**RÉPONSE DU MINISTRE DÉLÉGUÉ AUPRÈS DU MINISTRE
DE L'ÉCONOMIE ET DES FINANCES, CHARGÉ DU BUDGET**

A l'issue de votre analyse, dont je tiens à souligner la qualité et la pertinence, vous formulez un certain nombre de recommandations, dont je partage dans l'ensemble les finalités. Toutefois, je souhaite y apporter quelques éclairages complémentaires.

1. La réforme du CAS FACÉ : une étape dans la priorisation des financements accordés aux autorités concédantes

L'article 7 de la loi n° 2011-1978 du 28 décembre 2011 de finances rectificative pour 2011, voté à l'unanimité par le Parlement, a créé un compte d'affectation spéciale intitulé « Financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale » (CAS FACÉ), reprenant l'ensemble des droits et obligations de l'ancien Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACÉ)⁸⁴.

Je tiens à attirer l'attention de la Cour sur l'intérêt de cette réforme, l'année 2012, à ce titre, constitue une année de transition. La création du CAS FACÉ a permis, d'une part, de mettre en conformité la gestion d'un fonds extrabudgétaire avec le cadre budgétaire et comptable applicable aux dépenses publiques et, d'autre part, de clarifier le pilotage des financements accordés aux autorités organisatrices d'un réseau public de distribution d'électricité pour des travaux menés sur des ouvrages classés en régime rural au sein de leur réseau (amélioration des pièces justificatives, mise en place d'un budget prévisionnel, contrôle du Parlement, indicateurs de performance ...).

La réforme du CAS FACÉ devra néanmoins être prolongée au travers de la mise en place de programmations locales puis nationales des investissements à réaliser par les gestionnaires de réseaux et les autorités concédantes. Les conférences départementales instituées par la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, dite loi NOME, et l'amélioration de l'information à disposition du Parlement et du Gouvernement en matière d'investissements sur le réseau rural de distribution d'électricité permettront d'y contribuer.

⁸⁴ Il semble plus opportun de ne plus faire référence dans le rapport public de la Cour des comptes à l'ancien fonds FACÉ, mais plutôt au CAS FACÉ en tant que dispositif d'aide aux travaux menés par les autorités concédantes.

2. Une nécessaire rationalisation des financements à la lumière des besoins d'investissements identifiés d'ici à 2020

La Cour souligne, à juste titre, qu'outre le nécessaire renouvellement du réseau de distribution d'électricité suite à son vieillissement, un fort besoin d'investissements supplémentaires d'ici la fin de la décennie est à prévoir au titre de la sécurisation face aux aléas climatiques et au développement des réseaux intelligents. Pour autant, les besoins identifiés ne peuvent être quantifiés avec certitude et l'échelle des projets appelle par conséquent à une grande prudence dans leur évaluation financière.

A ce titre, il me semble essentiel de poursuivre, dans la continuité de la réforme engagée avec le CAS FACÉ, une gestion plus efficiente des investissements sur le réseau de distribution d'électricité. Pour cela, la simplification du système de financement constitue un préalable à un recentrage des investissements sur les enjeux prioritaires au bénéfice de la qualité de l'électricité. Cet exercice devra être mené dans le sens d'une rationalisation des dépenses, dans un contexte de ressources financières rares.

Le caractère interconnecté et interdépendant des réseaux électriques doit inciter l'ensemble des acteurs compétents à améliorer leur coordination dans leurs politiques d'investissements. Toutefois, comme le préconise la Cour, il est essentiel de s'interroger à plus long terme sur l'évolution du modèle de distribution d'électricité français.

RÉPONSE DU MAIRE DE PARIS

Ce rapport comporte une analyse approfondie de l'organisation complexe de la distribution d'électricité opérée en France selon le régime des concessions. La Ville de Paris souhaite apporter des observations à ce rapport sur les sujets suivants.

Organisation de la distribution de l'électricité

La Cour illustre les difficultés à concilier les dimensions nationale et locale de la distribution d'électricité par l'examen du cas de la concession parisienne. Le rapport tend à montrer que la sécurisation contractuelle des investissements pour une concession pourrait se révéler pénalisante pour les autres concessions et remettre en cause les principes fondateurs de la distribution de l'électricité.

L'avenant n° 6 de décembre 2009 au traité de concession parisien a instauré un dispositif de gouvernance fondé sur un schéma directeur à horizon de 35 ans, décliné en plans quadriennaux d'investissement. Ces documents définissent les investissements prioritaires, relatifs à la sécurité du réseau et à l'amélioration de la qualité de distribution. Cet avenant constitue donc effectivement une avancée pour l'autorité concédante.

Cet exercice, mené à l'échelle du département de Paris, préfigure en quelque sorte les conférences départementales d'investissement prévues par la loi NOME du 7 décembre 2010 et placées sous l'autorité du préfet.

Les engagements contractuels, quantitatifs et chiffrés, définissent une trajectoire d'investissement minimale pour améliorer la continuité de la distribution et assurer le renouvellement des ouvrages. Pour autant, les seuils fixés ne sont pas de nature à déséquilibrer l'effort d'investissement global du concessionnaire au profit de la concession parisienne, comme en attestent les ratios suivants pour 2011, deuxième année de mise en œuvre du plan d'investissement 2010-2013 parisien :

- l'investissement moyen par usager parisien de la concession est de 40 €, à comparer à 80 € en moyenne à l'échelle nationale ;

- l'investissement par kilomètre de réseau (cumul basse tension et moyenne tension) est de 6 703 € à Paris, 10 312 € à Lyon, 7 057 € à Marseille, 10 466 € à Bordeaux et 12 179 € à Toulouse.

Le concédant observe par ailleurs que le vieillissement des réseaux parisiens n'est pas enrayé puisque l'âge moyen des canalisations HTA a augmenté de 0,23 an et celui du réseau BT de 0,97 an en 2011 par rapport à 2010. De plus, la part des ouvrages dont l'âge est supérieur à leur durée d'amortissement demeure élevée en 2011 : 32,3 % pour le réseau HTA, 30 % pour les postes HTA/BT. Il en résulte un taux d'amortissement des

immobilisations de Paris de 57,80 %, niveau le plus élevé parmi les principales concessions urbaines françaises.

Enfin, dans le cadre de la péréquation nationale décrite dans le rapport, la concession parisienne apporte une « contribution à l'équilibre » qui s'est élevée à 106 M€ en 2011 et 115 M€ en 2010.

La Cour souligne par ailleurs les différentes approches des autorités concédantes selon qu'elles relèvent du régime urbain ou rural. Conscients de cette distinction, le SIPPAREC et la Ville de Paris organisent périodiquement des rencontres entre autorités urbaines concédantes afin de partager les expériences.

Pour ce qui est des moyens affectés au rôle d'autorité concédante, la Ville de Paris maîtrise ses dépenses de personnels (cinq postes budgétaires directement affectés à la gestion de quatre concessions de distribution d'énergie), dans un contexte de renforcement des prérogatives du concédant La direction de la voirie et des déplacements assure ainsi le contrôle technique des délégataires et la bonne exécution des contrats et est également responsable du contrôle financier de premier niveau sur les comptes de délégation. Parallèlement, la Direction des Finances détermine la politique générale de contrôle de la Ville sur ses délégataires et intervient en cas de difficultés particulières (contestations sur les comptes, etc.) ou sur des dossiers ponctuels (passation d'un avenant, analyse de business plan, etc.). A ces deux directions exerçant le contrôle courant de la délégation peuvent s'adjoindre les compétences particulières d'autres directions de la collectivité parisienne (affaires juridiques, patrimoine et architecture...) lorsque les circonstances l'exigent. Le pilotage transversal est alors réalisé par le secrétariat général de la Ville de Paris.

Gestion du patrimoine concédé

Dans le chapitre intitulé « Des confusions accrues par une connaissance lacunaire du patrimoine de la concession », la Cour traite d'exemples relatifs à la gestion du patrimoine immobilier de la concession parisienne.

Le rapport laisse entendre que seuls 12 sites inutiles à la concession ont été extraits du périmètre concédé en 2011. Or, 22 sites immobiliers avaient été extraits à la suite de l'avenant n° 5 du 28 juin 2007. Cet avenant a tiré les conséquences de la redéfinition du périmètre du service délégué, consécutive à l'ouverture du marché de la fourniture d'électricité, le 1^{er} juillet 2007. Le domaine concédé, qui comprenait initialement la fourniture et l'acheminement sur le réseau, a ainsi été restreint à l'acheminement et à la seule fourniture aux clients relevant du tarif réglementé. Dès lors, les parties ont décidé de s'accorder sur l'affectation des différents éléments du parc immobilier non industriel mis à disposition d'EDF, et sont convenues de sortir du domaine concédé ceux qui ne sont pas strictement nécessaires au nouveau périmètre du service délégué.

Le protocole de juillet 2011 a eu pour effet de retirer 12 sites supplémentaires, en particulier résidentiels, dont le concessionnaire n'avait plus l'utilité. Les trois immeubles à usage d'habitation cités dans le même paragraphe du rapport comptent parmi les 12 sites du protocole.

De même, la création en 2011 d'une nouvelle ligne de charge en 2011, intitulée « charges centrales » contrevient au principe de stabilité des méthodes comptables. De plus, cette modification unilatérale a entraîné une modification rétroactive de toutes les charges de l'exercice 2010 faisant l'objet d'une répartition par clé, pour aboutir à un accroissement du volume total des charges de 5 millions d'euros, ce qui laisse supposer que la création de la ligne de « charges centrales » ne s'est pas limitée à une simple redistribution des charges au sein du compte d'exploitation.

Par ailleurs, le rapport rappelle l'avis du 19 décembre 1984 du conseil national de la comptabilité, dispensant le concessionnaire de la production d'un compte de résultat par concession. La Ville de Paris estime cependant que la gestion d'une délégation de service public moderne ainsi que le contexte énergétique actuel, très différent de celui du début des années 80, sont de nature à justifier la production par le concessionnaire de comptes de concession plus précis et plus représentatifs de son activité réelle à Paris, que ceux fournis jusqu'ici. Cette requête concerne en particulier les données relatives au patrimoine en concession, dont est de droit propriétaire l'autorité concédante.

Provisions pour renouvellement

Le rapport indique que : « la loi autorise la constitution de ces provisions dans la perspective d'un changement de concessionnaire ou d'une reprise en régie... ». Il convient de rappeler que les provisions pour renouvellement sont normalement constituées pour faire face à des renouvellements prévisibles pendant la durée du contrat (c'est d'ailleurs pour cela qu'elles sont calculées sur la valeur de remplacement des biens auxquels elles se rapportent).

Cependant, le tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE) ne considère pas les provisions comme une source de financement des investissements pour le concessionnaire. Le TURPE est construit de façon que tous les usagers du réseau apportent par avance, en payant leur facture, des provisions permettant de payer le renouvellement du réseau. Cette avance est encaissée par ERDF et identifiée sous la forme de « provisions pour renouvellement ».

Or, le Conseil d'État, qui dans sa décision du 28/11/2012 a annulé la version 3 du TURPE en vigueur depuis 2009, indique que depuis le 1^{er} janvier 2006 (date de la mise en place de la 2^{ème} version du TURPE), les tarifs d'acheminement appliqués par ERDF ont ignoré ces provisions. Le Conseil d'État a précisément censuré la méthode consistant à ignorer les provisions payées par les usagers et non encore utilisées par ERDF.

Ainsi, le TURPE ne défalquant pas les PPR (déjà payées précédemment par tous les usagers) des investissements à rémunérer à ERDF, ces derniers contribuent à deux reprises au financement desdits renouvellements.

D'autre part, les motifs de reprise des provisions pour renouvellement ne sont pas précisés par ERDF. Dans le cas parisien, l'avenant n° 6 prévoit que « Pour la mise en œuvre du schéma directeur, le concessionnaire présentera à l'autorité concédante, tous les 4 ans, un programme d'investissement détaillé, incluant les renouvellements, et établi en conformité avec le schéma directeur ». Or, ERDF ne fournit pas de plan de renouvellement.

En outre, dans le contrat parisien, le montant des PPR non utilisées viendra en déduction de l'indemnité de fin de contrat liée à la reprise des biens non amortis.

Il convient également de préciser que la cession du site évoquée dans le même paragraphe (à l'origine d'un produit de 731 755 €) a été autorisée par le conseil de Paris, sous réserve d'utiliser le produit de la vente pour les besoins de la concession dans les conditions prévues à l'article 7 du cahier des charges. L'affectation de la somme au droit du concédant n'ayant pu être attestée par ERDF, la ville de Paris a obtenu la restitution du produit de la vente, conformément aux recommandations de la Chambre régionale des comptes d'Ile-de-France.

Aujourd'hui, tous les sites identifiés avec ERDF comme non affectés au service public d'électricité ont été sortis de la concession et restitués à la Ville

La Ville de Paris signale en outre à la Cour que la propriété des postes sources, transformant la haute tension B en haute tension A, fait l'objet d'un désaccord entre la Ville de Paris et ERDF. ERDF a retiré unilatéralement de l'inventaire des biens concédés ces 36 biens industriels. Malgré l'interprétation qu'ERDF fait de la loi du 9 août 2004, la ville de Paris considère que la question de la propriété de ces postes sources ne saurait être tranchée sans l'accord de l'autorité concédante et qu'un éventuel transfert de propriété au bénéfice d'ERDF devrait nécessairement donner lieu à une indemnisation au bénéfice de la Ville de Paris.

Contribution de tiers au financement des investissements

La Cour décrit l'augmentation de la contribution facturée aux demandeurs des raccordements sur le réseau. Il convient également de rappeler que le dispositif législatif et réglementaire issu notamment des lois SRH du 13 décembre 2000 et UH du 2 juillet 2003 fait supporter aux « collectivités en charge de l'urbanisme » (CCU) 60 % du financement des raccordements comportant une extension du réseau. Cette disposition a pour effet d'augmenter la part des tiers dans les investissements réalisés par le

cessionnaire. Pour Paris, cette contribution s'élevait à 19 % en 2011 (9,64 M€ dont 7,80 M€ assumés par la collectivité en charge de l'urbanisme) de l'ensemble des investissements réalisés dans les ouvrages de distribution.

En outre, les contributions des CCU sont comptabilisées par ERDF comme des recettes d'exploitation et non comme un financement de la collectivité. Par conséquent, elles ne viennent pas abonder les « droits du concédant » au passif de concession. Or, le financement des extensions de réseau est créateur d'immobilisations, ce qui accroît l'actif concédé et donc, mécaniquement, l'assiette du calcul de l'indemnité de fin de contrat. Dès lors, la collectivité est amenée à financer à deux reprises les extensions : lors de l'établissement des ouvrages (en qualité de collectivité en charge de l'urbanisme) et en fin de contrat en tant que concédante.

Information du concédant sur l'économie de la concession

La Cour constate que des éléments essentiels des concessions échappent à la compétence des autorités concédantes. Elle compare dans cette rubrique la « rentabilité » des concessions. La Ville de Paris émet toutefois des réserves quant à la capacité des comptes présentés par le concessionnaire à refléter la véritable économie de la concession. En effet, ERDF reconstitue la plupart des produits et des charges à l'aide des données comptables enregistrées à une maille plus étendue que celle de la concession (nationale ou régionale), auxquelles sont appliquées des clés de répartition. Pour la concession parisienne, 87 % des charges (hors contribution à l'équilibre) sont calculées à partir de ces clés analytiques. Mais ERDF ne produit pas l'intégralité des éléments qui permettraient au concédant d'apprécier les modalités d'affectation à la concession parisienne, des charges comptabilisées par le distributeur au plan national ou régional.

Il convient également de préciser que, si la Ville de Paris a opéré le choix de ne pas négocier un nouveau contrat à l'échéance de son contrat de concession avec ERDF, et a préféré conclure un avenant de prolongation de la concession de 15 ans avec l'opérateur historique pour limiter la durée de son engagement indique le rapport, cet avenant prévoit également une option de résiliation de la concession à 10 ans.

Les évolutions du modèle de distribution électrique esquissées en conclusion incitent à la réflexion. La Ville de Paris réaffirme son attachement au développement du rôle des collectivités territoriales en matière d'organisation de la distribution d'électricité, dans un contexte où leur contribution au financement des réseaux s'accroît. Elle rappelle également que les concessions électriques actuelles comprennent généralement la fourniture au tarif de première nécessité. Les actions de solidarité et de lutte contre la précarité énergétique ont avantage à être menées à l'échelon local.

RÉPONSE DU MAIRE DE LYON

Le rapport appelle de ma part les observations suivantes.

1) Votre projet indique que « La Ville de Lyon souhaite conserver son autonomie, estimant que le caractère urbain de sa concession ne pourrait pas être pris en compte de façon totalement satisfaisante à l'échelle du département ».

Or, comme le mentionne le rapport d'observations définitives de la Chambre Régionale des comptes de Rhône-Alpes relatif à la concession de distribution d'électricité de la Ville de Lyon, cette dernière a décidé d'inscrire son action dans le cadre d'une prise de compétence, à terme, de la distribution d'électricité par la Communauté Urbaine de Lyon.

2) Le projet d'insertion mentionne le renouvellement prochain de la concession de la Ville de Lyon.

Depuis l'examen du contrat par la chambre régionale des comptes, un avenant prolongeant la convention de concession d'une durée de 5 ans maximum a été conclu avec ERDF et EDF. Il prend effet au 1er février 2013.

3) Un encadré mentionne, à Lyon « (...) l'absence de réel contrôle de l'autorité concédante sur le concessionnaire et, plus largement, d'implication de la Ville de Lyon dans le fonctionnement de la distribution d'électricité (...) ».

Membre de la FNCCR, la Ville de Lyon participe aux débats nationaux visant à la transparence des relations entre les concédants et concessionnaires. La participation de ses élus aux instances de concertation sur l'expérimentation et la généralisation des compteurs communicants et leurs prises de position sur les modalités de leur financement révèlent l'intérêt porté par la collectivité aux enjeux de la distribution d'électricité.

4) Le développement relatif à la contribution facturée aux demandeurs de raccordement aux réseaux ne fait pas mention des dispositions de l'article L. 342-11 du code de l'Energie qui conduit la Ville de Lyon, en qualité de collectivité compétente pour la « perception des participations d'urbanisme », à supporter 60 % des charges d'extension du réseau basse tension et de celles du renforcement et de l'extension du réseau moyenne tension.

Les autres éléments du projet d'insertion relatif aux concessions de distribution d'électricité n'appellent pas de remarques de ma part.

RÉPONSE DU MAIRE DE MARSEILLE

Je vous informe par ce courrier que je ne souhaite pas apporter de réponse complémentaire, ma position ayant été clairement prise en compte lors de l'enquête menée par la chambre régionale des comptes PACA, et donc, dans ce projet d'insertion.

RÉPONSE DU MAIRE DE LILLE

La distribution électrique sur le territoire de Lille, Lomme et Hellemmes est régie par une convention de concession en date du 24 avril 1996 accordée à ERDF/EDF pour une durée de 25 ans (soit jusqu'à 2021).

La Ville de Lille partage les principaux constats de la Cour des comptes sur le caractère spécifique des concessions de distribution d'électricité et sur les difficultés à identifier clairement le patrimoine de la concession. La Cour précise ainsi que « les dispositifs de fiabilisation actuels ne permettent pas de garantir un recensement et une valorisation précise des actifs concédés à la maille de la concession ». En effet la valorisation de ce patrimoine par ERDF s'appuie sur des clés de répartition à partir du patrimoine national qui ne permettent pas aux autorités concédantes d'avoir une évaluation précise du patrimoine au niveau local. Des informations plus précises sur le réseau et sur les abonnés ont été réclamées à plusieurs reprises par les services de la Ville de Lille. Nos interlocuteurs locaux d'ERDF ont toujours répondu qu'ils étaient en mesure de le faire mais n'ont jamais transmis effectivement ces informations.

L'« absence de suivi par le concédant » évoquée par la Cour des comptes n'est donc pas en cause. Ainsi la Ville de Lille a engagé un travail important d'actualisation à mi contrat en 2009 qui a permis d'établir une nouvelle estimation du patrimoine de la concession de distribution d'électricité. Un important travail de vérification et de contrôle des données saisies pour les années 2009, 2010 et 2011 et une régularisation de tout l'historique ont été réalisés. Ils ont permis d'intégrer une base d'inventaire du patrimoine fiable et sécurisée dans notre logiciel financier au démarrage de l'exercice 2012.

Cette évaluation a été transmise à ERDF. Un avenant d'actualisation sera voté d'ici le renouvellement du contrat de concession qui arrivera à son terme en 2021 : d'ici là nous souhaitons que les discussions avec ERDF permettent de fiabiliser le calcul. La Ville de Lille n'est donc pas dans le même contexte que d'autres grandes Villes dont le renouvellement de contrat est proche (notamment la Ville de Paris).

En ce qui concerne les recommandations de la Cour, la Ville de Lille salue une réflexion globale sur un secteur stratégique qui est rarement mis en débat. Quatre points nous semblent essentiels.

- Le renforcement du rôle des collectivités locales (communes, intercommunalité, syndicat) dans le contrôle et le suivi de ERDF.

Les collectivités locales sont les seules à pouvoir garantir la qualité du travail effectué par le délégataire. Ainsi récemment c'est le travail réalisé par le Sipperec (syndicat qui gère l'électricité de la couronne parisienne) qui

a révélé la surévaluation par ERDF du tarif de transport de l'électricité (conseil d'état du 14 novembre 2012). La recentralisation de la programmation des investissements reposera donc quoiqu'il en soit sur un contrôle à l'échelle de chaque concession ; une consolidation au niveau départemental puis niveau national assurera la cohérence de l'ensemble.

- La nécessité de dépasser l'échelon communal.

La ville de Lille, dans la lignée du rapport de la Cour qui milite pour limiter le nombre d'autorités concédantes, pour aller vers la départementalisation de la distribution d'électricité, considère que la prochaine concession devrait intervenir dans un cadre géographique plus large que le cadre communal.

- Le problème des provisions pour renouvellement.

La Cour souligne une contradiction, source de contentieux entre les autorités concédantes et ERDF, sur la propriété des provisions pour renouvellement du réseau (11 milliards d'euros au niveau national, 40 millions d'euros à Lille). Une clarification de l'utilisation de ces provisions est nécessaire : elles doivent revenir à l'autorité concédante en cas de changement de concessionnaire ou de retour en régie.

- Une priorisation plus cohérente des investissements.

La Cour souligne le besoin croissant d'investissement et donc de priorisation des dépenses. La Ville considère qu'il est essentiel de coordonner les investissements des collectivités et d'ERDF au niveau local.

En outre un changement de paradigme est nécessaire : les autorités concédantes et ERDF doivent passer d'une logique actuelle d'augmentation de capacité de distribution à une maîtrise de la demande énergétique en puissance et dans le temps. La mise en place de mécanismes d'incitation sur les Mwh économisés doit être une piste à explorer au niveau national.

**RÉPONSE DE LA PRÉSIDENTE DU DIRECTOIRE D'ÉLECTRICITÉ
RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE (ERDF)**

La Cour expose dans ce rapport le caractère complexe du service public de la distribution électrique. Elle estime que des évolutions sont nécessaires pour lui permettre de relever les défis auxquels il est confronté, tout en préservant un bon niveau de qualité, à un coût raisonnable pour la collectivité.

Il me semble important de vous faire part de certaines observations avant de vous apporter quelques précisions.

A / Observations

Le maintien du monopole légal permet, ainsi que le souligne la Cour, une tarification identique pour tous les consommateurs sur l'ensemble du territoire français. Cette organisation permet de plus, comme cela est exposé dans le rapport, une optimisation des coûts, ce qui contribue ainsi au niveau relativement faible du tarif d'acheminement en France.

La Cour estime cependant que l'organisation actuelle est devenue potentiellement conflictuelle, notamment en raison d'un cadre contractuel désormais inadapté et des problématiques particulières suivantes.

A.1 / La question de l'éventuelle modification du cadre juridique actuel

La Cour observe que seule une modification du cadre législatif rendrait possible un changement de concessionnaire ou une reprise en régie des concessions. ERDF tient à rappeler qu'une modification aussi profonde du cadre la distribution d'électricité conduirait à une révision des modalités d'indemnisation. Elle devrait notamment prendre en compte les coûts de désoptimisation du réseau électrique, dont les réalités techniques échappent aux frontières administratives et politiques concessives, ce que souligne la Cour par ailleurs. Il conviendrait alors de déterminer quelles entités prendraient en charge ces surcoûts assurément élevés : collectivités locales et donc contribuables, ou nouveaux gestionnaires, et donc in fine consommateurs.

A.2 / Les deux niveaux de régulation

L'entreprise publique partage le constat de la Cour. La politique publique qui résulte de cette dichotomie est incohérente. L'exemple de demandes locales prescriptives en matière de qualité est à cet égard révélateur. Ainsi que l'écrit la Cour, « avec des moyens fixés au niveau national (...) tout ce qui est investi sur le réseau d'une concession ne le sera pas sur une autre (...) il est impossible de laisser chaque autorité concédante fixer au concessionnaire des objectifs contraignants en matière

de qualité ». De la même façon, la Cour expose que des engagements d'investissements, s'ils devaient être généralisés, pourraient conduire à « une remise en cause des principes fondateurs de la distribution d'électricité ». En tout état de cause, de tels engagements ne pourraient être pris au-delà de la période tarifaire en cours.

Il s'agit là d'un élément essentiel d'incompréhension du système par certaines autorités concédantes qui, soit n'admettent pas qu'un « concessionnaire » ne puisse pas s'engager fermement sur leur territoire, soit demandent un traitement prioritaire local, d'autant plus que les coûts sont « socialisés » dans un tarif unique sur l'ensemble du territoire national.

ERDF tiendra compte de l'observation de la Cour lors des prochains renouvellements de contrat.

A.3 / La qualité de l'électricité en France

La Cour constate ensuite que la qualité de l'électricité s'est largement améliorée depuis les années quatre-vingt et permet à la France d'occuper une très bonne place dans le classement européen (voire mondial) des distributeurs. Si une dégradation limitée a pu être constatée ces dernières années, elle doit être relativisée et elle a été contenue depuis 2010.

A.4 / Les investissements sur le réseau de distribution d'électricité et la coordination des différents maîtres d'ouvrage

L'effort d'investissement sur le réseau mené depuis 2005 a permis le redressement de la qualité précitée. Il devra être poursuivi ces prochaines années, afin d'empêcher le vieillissement trop important de certaines portions du patrimoine. La Cour relève que la part des investissements dédiée à la qualité de l'électricité reste minoritaire, en raison notamment du niveau élevé d'investissements « imposés » (raccordements, renforcements).

ERDF partage ce constat et rappelle que le niveau d'investissement total est essentiellement fonction des moyens octroyés par le tarif, et notamment de la rémunération du capital décidée par le régulateur, qui est une des plus faibles d'Europe. De plus, au sein de l'enveloppe globale d'investissement, la proportion d'investissements imposés découle essentiellement des choix de politique publique (développement des énergies renouvelables, véhicules électriques, sécurité) et relève donc notamment de l'État qui doit définir les priorités en la matière. Pour les investissements délibérés, ERDF s'attache à respecter scrupuleusement les orientations du régulateur. Enfin, il convient de rappeler que l'entreprise publique, concessionnaire, n'a pas de droit de regard sur les investissements des autorités concédantes.

La Cour estime par ailleurs que l'intervention de plusieurs maîtres d'ouvrage sur le réseau - ERDF et les autorités concédantes - a des conséquences en termes de coût. La mise en œuvre des conférences départementales semble apporter une première réponse à cette question.

En la matière, ERDF rappelle sa volonté de voir ces instances prospérer, à la condition qu'une cohérence d'ensemble soit assurée. Elle y a participé de la manière la plus constructive possible, en privilégiant l'intérêt général. Elle propose la mise en œuvre d'un retour d'expérience partagé avec les autorités organisatrices de la distribution d'électricité, dans le cours de l'année 2013, qui permettra de s'assurer de la cohérence des programmes d'investissements prévisionnels avec le niveau de tarif, la nécessaire vision de long terme du développement des réseaux ou encore l'articulation avec les différents schémas de planification des énergies renouvelables.

Dans un contexte de ressources rares, la Cour expose que le modèle actuel pourrait évoluer vers la fin du partage de la maîtrise d'ouvrage, afin d'optimiser les investissements. Une partie des investissements serait alors réservée aux zones rurales. Une autre solution serait d'accroître la décentralisation, la Cour estimant toutefois qu'elle comporte un risque élevé de moindre optimisation du réseau, et donc de hausse des coûts qui pèseraient, in fine, sur les consommateurs. L'entreprise publique prend bonne note de ces observations.

A.5 / Les ressources financières de l'activité de distribution et de ses acteurs

La Cour s'interroge ensuite sur le niveau de financement des autorités concédantes et expose la nécessité de les réguler. A cet égard, elle rappelle que seule ERDF fait l'objet d'un système de bonus/malus par le régulateur, alors qu'un quart des investissements relève d'autres acteurs.

L'entreprise publique partage ce constat factuel et continue de regretter que le régulateur privilégie une régulation inadaptée. La mise en œuvre du TURPE 4 serait l'occasion soit d'y mettre fin, soit de tenir compte de ce risque et de la complexité du système dans la détermination du tarif.

La Cour propose également que les redevances et contributions diverses versées par ERDF aux autorités concédantes soient recentrées sur l'amélioration de la qualité des réseaux de distribution d'électricité eux-mêmes (consolidation des réseaux moyenne tension notamment). Elle recommande ainsi la suppression du financement par ce biais des travaux sur les réseaux d'éclairage public et une évolution de ces versements qui serait plafonnée à celle du tarif.

ERDF prend bonne note de ces observations. L'entreprise publique s'engage à discuter au plus tôt avec les autorités concédantes et leur fédération des divers financements versés aux autorités concédantes et de la rénovation des contrats de concessions.

Concernant la maîtrise des dépenses de personnel, l'entreprise rappelle qu'elle s'est engagée dans des efforts de productivité durant la période du TURPE 3 et qu'elle les poursuivra dans le cadre du TURPE 4, dans la mesure où le niveau attendu par le régulateur ne portera pas atteinte

à la qualité du service public. La Cour suggère que cette démarche pourrait être approfondie par l'ouverture d'une négociation sur le temps de travail. ERDF a conduit durant l'année 2012 des négociations locales qui ont abouti, fin 2012, à de nouveaux accords sur le temps de travail dans les unités d'ERDF.

L'entreprise publique demande d'ailleurs au régulateur le bénéfice de la conservation des gains de charges d'exploitation maîtrisables, comme c'est le cas pour la distribution gazière. Quant aux avantages sociaux, les éléments essentiels auxquels la Cour fait référence relèvent de l'ensemble des industries électriques et gazières, et non d'une seule entreprise publique, ERDF.

La Cour expose par ailleurs que « l'emprunt est une des solutions possibles pour faire face aux besoins d'investissements d'ERDF, à condition que la rentabilité attendue de ces investissements soit suffisante ». A cet égard, ERDF ne peut que regretter le caractère non incitatif d'une rémunération du capital la plus faible d'Europe après la Belgique, alors même que les conditions de risque sont similaires, voire le plus souvent supérieures en France. La récente décision d'annulation rétroactive du TURPE 3 par le Conseil d'État, faisant suite à un recours du SIPPAREC, ne peut que renforcer l'inquiétude de tous les acteurs, industriels, collectivités, distributeurs, au moment où un niveau élevé d'investissement est nécessaire, comme le souligne la Cour. La politique publique envisagée de transition énergétique ne peut que renforcer ce constat.

A.6/ Le recensement des actifs concédés au périmètre de la concession

Après avoir rappelé la fiabilité du recensement des actifs au niveau national, la Cour propose la définition, concertée entre l'entreprise publique et les autorités concédantes, d'un seuil de suivi technique des actifs au périmètre des concessions.

ERDF est tout à fait disposée à étudier plus avant cette proposition, qui semble à la fois pragmatique et d'un coût modéré. Elle rappelle, de plus, que la généralisation du système de comptage Linky sera de nature à permettre une évolution dans le mode de gestion des dispositifs de comptage garantissant, à terme, un recensement et une valorisation précise à l'échelle concessive.

Enfin, concernant les différentes recommandations exposées par la Cour, l'entreprise publique participera de la manière la plus active possible à leur mise en œuvre. Elle accueillerait ainsi très favorablement l'ouverture de discussions avec l'État sur un nouveau contrat de service public. Elle est également disposée à discuter de l'orientation prioritaire des programmations locales d'investissements, de la réorganisation des financements à destination des autorités organisatrices au profit de l'amélioration de la qualité ou de la refonte des cahiers des charges de

concessions. L'entreprise est par ailleurs prête à participer à la réflexion de plus long terme sur l'évolution du modèle de la distribution dont la nécessité est soulignée par la Cour, dans une perspective d'intérêt général et de tarif maîtrisé pour les particuliers et les professionnels.

B / Précisions

Si la Cour souligne que l'activité de transport s'exerce sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie, il conviendrait de rappeler qu'il en est de même pour la distribution indique le rapport.

La Cour expose que « l'analyse de nombreuses concessions a permis de vérifier qu'ERDF produit généralement l'ensemble des éléments requis ». La formule est ambiguë. En effet, il ressort de l'ensemble des rapports des chambres régionales adressés au Président d'ERDF, que l'entreprise publique respecte totalement ses obligations d'information telles qu'elles ressortent des textes. Il conviendrait donc de retirer le terme de « généralement ».

Concernant les clients mal alimentés, la Cour expose que « les paramètres ont été modifiés par ERDF », pouvant laisser croire qu'il s'agit d'un choix unilatéral de l'entreprise publique. Ce n'est pas le cas : ERDF rappelle en effet que sa modélisation s'appuie sur une méthode présentée à l'annexe I de l'arrêté du 24 décembre 2007. De plus, les paramètres de cette modélisation ont connu un ajustement au courant de l'année 2010 visant à mettre à jour les données devenues obsolètes (ex. les statistiques de températures froides de référence de la période 1960-1989 remplacées par de nouvelles statistiques portant sur la période 1980-2009).

Quant au fait que « malgré les demandes de nombreuses autorités concédantes, le principal concessionnaire a refusé de préciser le nombre de clients [considérés] comme mal alimentés en l'absence de modification de critère », l'entreprise publique s'interroge sur l'intérêt qu'il y aurait à présenter, pour un coût notable pesant in fine sur le consommateur, des éléments qui seraient obsolètes en raison des modifications réglementaires intervenues et de l'actualisation des données.

**RÉPONSE DU PRÉSIDENT-DIRECTEUR GÉNÉRAL D'ÉLECTRICITÉ
DE FRANCE**

EDF estime que la Cour des Comptes fait une présentation claire et objective de l'organisation de la distribution en France, de ses spécificités réglementaires, de sa complexité et de sa fragilité, de ses performances et de ses enjeux. Le rapport aborde et clarifie des sujets complexes comme les financements versés aux autorités concédantes ou les provisions pour renouvellement constituées par ERDF.

La Cour développe longuement la question des investissements, et celle, corrélative, de la qualité de la fourniture d'électricité. Elle souligne que la récente dégradation de la qualité de fourniture est à relativiser au regard des performances passées et de celle des pays européens comparables. Elle rappelle utilement le principe de responsabilité : si le concessionnaire a en charge de garantir la qualité, il doit alors être en mesure d'orienter tous les investissements qui y contribuent. Enfin, la Cour considère que la fixation d'objectifs locaux en la matière est antinomique avec l'organisation même du réseau, par nature non sécable par concession. Sur ce point, si certains renouvellements ou avenants de contrats de concessions ont pu inclure des objectifs spécifiques et des engagements financiers corrélatifs, ceux-ci restent néanmoins limités à la période tarifaire, c'est-à-dire l'échéance pour laquelle le tarif d'acheminement est fixé (actuellement 4 ans), et ajustés aux ressources accordées à ERDF dans le cadre de ce tarif.

Le rapport dresse un panorama, non évaluatif, des besoins croissants d'investissement, en soulignant l'amélioration de la qualité et le développement des réseaux intelligents. Il souligne le besoin de coordonner l'ensemble des investissements, ceux décidés par les autorités concédantes et ceux décidés par le concessionnaire. EDF considère comme la Cour que les financements accordés aux autorités concédantes représentent des montants importants dont il est nécessaire d'organiser la régulation en cohérence avec celle des investissements d'ERDF.

Dans ses recommandations, la Cour décrit un dispositif par lequel les investissements de distribution résulteraient d'une consolidation de programmes locaux. C'est une orientation propre à favoriser la coordination des investissements entre ERDF et les autorités concédantes vers les enjeux prioritaires en termes de qualité. Là encore, une régulation d'ensemble est nécessaire, car un processus strictement additif conduirait probablement à des dépenses globales en expansion vers des niveaux qui excéderaient ce que la collectivité nationale est disposée à consacrer à la qualité de l'électricité. A cet égard, la maîtrise des investissements est la clé de voute de la maîtrise des tarifs.

La Cour suggère, sans le reprendre en recommandation, que la Commission de Régulation de l'Energie puisse porter cette responsabilité de cadrage d'ensemble des investissements, en validant les programmes d'ERDF. EDF estime qu'il n'est pas nécessaire de transférer cette mission à la Commission. Le mécanisme actuel de fixation du tarif d'acheminement intègre les investissements d'ERDF et comporte un mécanisme de régulation incitative qui le conduit à optimiser les effets de ses investissements sur la qualité. La prise en compte plus précise des particularités locales est également en cours, avec la mise en place des conférences départementales instituées par la loi NOME.

Le rapport regrette que ne soit plus en vigueur depuis 2008 le Contrat de Service Public, liant l'État et EDF sur le niveau des performances en matière de qualité de service, d'environnement et de gestion des événements exceptionnels. Il en propose le renouvellement. EDF y est favorable.

La Cour s'interroge sur la politique de dividendes mise en œuvre depuis 2008, date de la mise en place d'ERDF comme filiale à 100 % d'EDF. Elle suggère que pourrait s'y trouver un levier de financement des investissements du distributeur. Cet avis s'appuie sur l'examen (et une extrapolation) du taux de dividende. EDF souligne que les montants en cause restent modérés au regard des investissements de cette période et plus généralement de l'activité d'ERDF. Pour EDF la question de fond est celle de la rentabilité normative d'une société régulée dans le domaine de la distribution c'est-à-dire du niveau de résultat et de dividendes attendu au regard des actifs et des capitaux engagés.

Le rapport suggère qu'ERDF pourrait financer ses investissements par un recours à l'endettement. EDF considère à cet égard que les investissements de maintenance et de renouvellement, qui ont un caractère récurrent, doivent être en général autofinancés. S'agissant en revanche des investissements de développement de l'activité (comme par exemple Linky), le recours à l'emprunt peut être envisagé comme moyen de financement.

EDF fait également remarquer qu'ERDF, n'étant pas propriétaire des actifs concédés, dépend du TURPE pour financer ses investissements, le TURPE étant lui-même contraint par la trajectoire générale des tarifs de l'électricité. Dans ces conditions, ERDF ne peut prendre le risque de financer par la dette des travaux portant sur des actifs ne lui appartenant pas, alors que l'évolution du tarif ne lui assure pas de pouvoir rembourser cette dette.

A cet égard, EDF attire l'attention de la Cour sur la nécessité d'assurer la stabilité du cadre réglementaire lors de la définition du prochain tarif d'acheminement. Le récent succès du recours du SIPPÉREC contre le mode de calcul et donc le niveau du TURPE démontre l'importance du risque réglementaire qui pèse sur ERDF.

La Cour formule en conclusion des recommandations qui visent à améliorer et préciser le fonctionnement de la distribution et ainsi mieux

répondre aux enjeux actuels, ayant rappelé par ailleurs que le monopole légal dont ERDF a la charge est une source d'efficacité opérationnelle et économique. La Cour évoque cependant l'éventualité de la fin du monopole accordé à ERDF. EDF rappelle que le régime juridique fiscal actuel ne prévoit pas cette possibilité et souligne qu'un tel scénario constituerait une réelle rupture amenant à revoir de nombreuses dispositions contractuelles, notamment les clauses indemnitaires.

Pour autant les interrogations de la Cour relatives au modèle économique de la distribution d'électricité apparaissent fondées et EDF est prêt à participer à une réflexion permettant de sécuriser et d'optimiser les moyens nécessaires au renouvellement et à la modernisation des réseaux de distribution.

**RÉPONSE DU PRÉSIDENT DE LA FÉDÉRATION NATIONALE DES
COLLECTIVITÉS CONCÉDANTES ET RÉGIES (FNCCR)**

Le rapport de la Cour des comptes sur les concessions de distribution d'électricité appelle de la part de la FNCCR une réponse concernant les autorités organisatrices de la distribution d'électricité, le cadre général du monopole légal et de la péréquation, la maîtrise d'ouvrage des investissements sur les réseaux de distribution d'électricité et leur financement.

I – Une évolution des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité qui témoigne d'une réelle démarche de rationalisation

La FNCCR estime qu'il convient d'avoir à l'esprit que si on dénombrait, fin 2011, sur la zone desservie par ERDF, 736 contrats de concession, le regroupement des autorités concédantes était toutefois déjà bien avancé puisque 55 autorités organisatrices de Métropole et des trois DOM (Guadeloupe, Martinique et Réunion) prenaient à la même date la forme de syndicats d'énergie intercommunaux ou mixtes regroupant la totalité des communes desservies par ERDF ou ERDF-SEI dans leurs départements respectifs. Sur les autres territoires départementaux, une trentaine de syndicats regroupent la quasi-totalité des communes à l'exception d'une ou de quelques villes. Par ailleurs, conformément à ce que prévoit le droit en vigueur, sont à la maille requise par le législateur les deux grands syndicats d'énergie de la région parisienne, à savoir, le SIPPAREC et le SIGEIF, qui dépassent tous deux le seuil d'un million d'habitants.

La FNCCR estime qu'une telle situation atteste de l'importance des progrès réalisés dans le domaine du regroupement des autorités organisatrices de la distribution d'électricité. La mise en œuvre du dispositif de l'article 33 de la loi 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie a permis une augmentation de la taille moyenne des concessions desservies par ERDF et EDF et donc une diminution spectaculaire de leur nombre. En particulier, le syndicat d'énergie audois créé en 2010 s'est substitué à 405 communes. Et sur ce même territoire de l'Aude, le regroupement s'est poursuivi en 2012, au travers des délibérations d'adhésion à cette structure de la part notamment de Narbonne, Port La Nouvelle, Leucate. Ce processus se poursuit actuellement sur d'autres territoires départementaux, tels que ceux du Gard et de l'Hérault.

Il est aussi essentiel de noter que plusieurs grandes villes ont adhéré, dans le cadre du processus du regroupement de la compétence d'autorité organisatrice du service public de distribution d'électricité, à des syndicats départementaux d'énergie (Angers au Syndicat de Maine-et-Loire, Valence au Syndicat de la Drôme, Saint-Etienne au Syndicat de la Loire, Pau, Larrens, Bayonne et Hendaye au Syndicat des Pyrénées Atlantiques, Quimper au Syndicat du Finistère, Rennes au Syndicat d'Ille-et-Vilaine...) venant

s'ajouter aux très nombreux grandes villes et chefs-lieux de départements qui adhèrent, parfois depuis des décennies, à un syndicat départemental d'énergies (Reims, Caen, Nevers, Mont-de-Marsan, Vannes, La Roche-sur-Yon, Angoulême, Troyes, Lons-le Saunier, Montauban, Périgueux, Guéret, Auch, Charleville Mézières, Bourg en Bresse, Annecy, Bourges, etc...).

II – Cadre général du monopole légal et de la péréquation tarifaire et financière

La Cour des comptes indique que « le maintien du monopole légal d'ERDF, dans sa zone de desserte, sur la distribution de l'électricité a été voulu en raison des avantages qu'il présente : une exploitation unifiée du réseau assurant une optimisation des coûts et, surtout, une péréquation tarifaire permettant à tous les consommateurs de bénéficier du même tarif d'acheminement sur l'ensemble du territoire ». Elle indique a contrario que « la fin du monopole légal accordé à ERDF obligerait à repenser l'économie générale du système de distribution de l'électricité fondé, aujourd'hui, sur un principe de solidarité et de péréquation, avec la fixation d'un tarif d'accès au réseau unique pour tous les usagers » et que, « poussé jusqu'à son terme » l'accroissement de l'autonomie des collectivités locales en matière de distribution d'électricité impliquerait d'aligner le régime atypique des concessions de distribution d'électricité sur le droit commun des concessions de service public, en particulier pour ce qui concerne la possibilité de mettre en concurrence les concessions et de mettre fin au tarif unique sur tout le territoire national [...] la solidarité territoriale que permet la péréquation tarifaire serait donc abandonnée ».

La FNCCR, qui n'a cessé et continue de défendre avec vigueur le modèle de la solidarité territoriale en matière de distribution publique d'électricité, et qui s'est prononcé récemment en faveur du maintien des droits exclusifs dont bénéficient ERDF et les entreprises locales de distribution, considère toutefois que le rapport fait ici une présentation beaucoup trop schématique et d'ailleurs partiellement inexacte de la question de la raison d'être du monopole légal attribué à l'opérateur de la distribution et des conséquences de la suppression éventuelle de ce monopole, et plus globalement du scénario du renforcement du rôle des collectivités locales dans ce domaine.

En laissant accroire que la suppression du monopole légal mettrait fin ipso facto aux mécanismes de péréquation et de solidarité territoriale, le rapport est entaché d'une double inexactitude. Tout d'abord, les mécanismes de péréquation financière ont été institués dans le domaine de la distribution d'électricité bien avant l'instauration du régime de monopole légal, donc à une époque à laquelle coexistaient encore d'importants opérateurs privés de distribution d'électricité : ainsi que le rappelle le rapport, le Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE) a été créé par la loi de finances pour 1937, alors que la loi de nationalisation instituant le monopole date du 8 avril 1946. Par ailleurs, le rapport rappelle également que 5 % de

la distribution d'électricité demeurent réalisés en France, non par ERDF, mais par des entreprises locales de distribution, qui appliquent le même tarif qu'ERDF (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité) mais bénéficient d'un dispositif de péréquation des charges de fonctionnement : le fonds de péréquation de l'électricité (FPE). Il n'est donc pas exact de laisser supposer que la fin du monopole remettrait obligatoirement en cause la solidarité territoriale : celle-ci pourrait continuer à reposer sur les dispositifs du FACE et du FPE (dont le périmètre serait évidemment élargi), voire sur le maintien d'un tarif national unique, la sélection de l'opérateur par les autorités organisatrices pouvant reposer sur des critères de performance, d'allocation de moyens humains et matériels, voire de minimisation du besoin de financement externe (pour les concessions structurellement déficitaires) ou de maximisation de la capacité de financement (pour les concessions excédentaires).

Il est vrai en revanche que le monopole légal devrait permettre d'organiser la solidarité territoriale sur le périmètre de l'opérateur bénéficiaire de ce droit exclusif avec une simplicité de procédures et une économie de moyens qui devraient en faire un outil de péréquation performant, à condition toutefois que la péréquation des ressources tarifaires soit accompagnée d'une qualité comparable (ou située dans une fourchette de variation acceptable) de l'électricité distribuée sur l'ensemble des territoires desservis. De trop grands écarts territoriaux dans le rapport qualité/prix de l'électricité distribuée sont en effet de nature à disqualifier l'intérêt de la péréquation tarifaire. Or de ce point de vue, comme le souligne le rapport, en 2011 la qualité de l'électricité distribuée, mesurée par le temps de coupure hors évènements exceptionnels, était très loin de l'homogénéité puisque le temps de coupure allait de 20 minutes à Paris à 195 minutes dans le Morbihan – cet écart inacceptable étant encore aggravé en prenant en compte les évènements dits « exceptionnels » : dans son cadre actuel, le modèle du monopole légal national n'apporte malheureusement pas la démonstration irréfragable de sa capacité à garantir la qualité de l'électricité pour tous, et des améliorations doivent impérativement lui être apportées.

En d'autres termes, l'ensemble de ces éléments doivent conduire, selon la FNCCR, à une approche beaucoup moins binaire que celle proposée par le rapport qui semble militer en faveur d'un arbitrage entre des scénarii extrêmes. En réalité, le maintien du monopole d'ERDF sera de nature à garantir une bonne desserte électrique du territoire français à condition que ce droit exclusif - exorbitant du droit commun - soit équilibré et encadré par une régulation efficace, tant au niveau national qu'au niveau local, de façon à éviter de laisser s'installer durablement une fracture électrique territoriale.

Le renforcement des outils à la disposition des autorités organisatrices pour l'exercice de cette mission de régulation locale a dès lors toute sa place dans cette approche : pénalités financières pour non

qualité, travaux en régie aux frais et risques du concessionnaire défaillant après mise en demeure de celui-ci, notamment, sont des éléments traditionnels de régulation des contrats publics que le législateur et le pouvoir réglementaire pourraient formellement consentir aux autorités organisatrices de la distribution d'électricité sans pour autant mettre en péril -bien au contraire - l'aménagement énergétique de nos territoires.

La FNCCR estime également nécessaire de corriger sur ce point l'affirmation sans nuance selon laquelle « avec des moyens fixés au niveau national, leur allocation par le concessionnaire est un jeu à somme nulle : tout ce qui est investi sur le réseau d'une concession ne le sera pas sur une autre. Dès lors que des arbitrages doivent être effectués par le concessionnaire, il est impossible de laisser chaque autorité concédante fixer au concessionnaire des objectifs contraignants en matière de qualité ». Cette présentation méconnaît tout d'abord le fait que, conformément au droit des concessions, les objectifs contractuels sont négociés entre les deux parties : ERDF ne sera donc engagé que par des objectifs qu'il aura validés, toute exigence supplémentaire imposée le cas échéant par le concédant emportant pour celui-ci l'obligation d'en prendre en charge le financement, ce qui constitue un ticket modérateur particulièrement efficace. Par ailleurs, les contraintes propres aux différents territoires sont si différentes (relief, prépondérance de la ruralité ou des villes, climat...) qu'un même niveau de qualité requiert d'évidence, selon les territoires, des niveaux très différents de ressources allouées. Si l'on y ajoute les conséquences de certains choix historiques passés (sous-investissement dans certains territoires, surinvestissement dans d'autres), imposant des logiques de rattrapage pour rétablir une certaine équité territoriale, on voit qu'il y a actuellement une vraie place pour une politique d'engagements contractuels en matière d'investissement différenciés selon les concessions.

III – La transmission à l'autorité organisatrice dans le cadre de sa mission de contrôle des données relatives à la concession

La FNCCR considère que l'existence du monopole légal reconnu à ERDF ne saurait justifier la non transmission par cette dernière des informations tant financières que patrimoniales demandées par les autorités organisatrices dans le cadre de l'exercice par leurs agents habilités en charge du contrôle. Sur le plan patrimonial, la FNCCR ne peut que se féliciter de la décision d'assemblée du Conseil d'État en date du 21 décembre 2012 que, sur la base du droit en vigueur, le concessionnaire est tenu de communiquer à la demande de l'autorité concédante, « toutes informations utiles, notamment un inventaire précis des ouvrages de la concession ainsi que leur qualification (biens de retour, biens de reprise), avec la détermination de leur valeur brute, de leur valeur nette comptable et de leur valeur de remplacement ». De même, à travers l'annulation récente du tarif d'utilisation des réseaux public d'électricité pour la période tarifaire 2009-2012 (dite TURPE 3) par le Conseil d'État dans son arrêt du

28 novembre 2012, il apparaît clairement la « nécessité de prendre en considération les comptes spécifiques de concession qui correspondent aux droits du concédant de récupérer gratuitement les biens de la concession en fin de contrat [...] ainsi que les provisions pour renouvellement des immobilisations » pour la fixation du tarif précité à travers la détermination du coût moyen pondéré du capital d'ERDF. Une telle obligation atteste du bien-fondé d'une plus grande transparence des données comptables à l'échelle de chaque concession comme le demandent les AODE.

IV - La maîtrise d'ouvrage des investissements sur les réseaux de distribution d'électricité

La FNCCR estime tout d'abord nécessaire de dissiper à ce stade une ambiguïté sur le sens du mot de « concession », susceptible de revêtir plusieurs significations, ainsi que cela résulte, mais implicitement seulement, du rapport de la Cour des comptes : s'il est vrai que, au sens « étroit » de la jurisprudence administrative française, une « concession de service public est un contrat par lequel une personne publique confie à un tiers public ou privé la gestion opérationnelle d'un service public pour une durée déterminée », le concessionnaire prenant en charge « l'ensemble des investissements », ce lien entre la concession et la dévolution contractuelle des investissements au concessionnaire disparaît en revanche totalement dans le cadre de la définition des concessions telle qu'elle résulte des directives de l'Union européenne.

Ainsi, l'article 1^{er} de la directive 2004/18/CE du Parlement européen et du Conseil du 31 mars 2004, relative à la coordination des procédures de passation des marchés publics de travaux, de fournitures et de services indique que « la « concession de services » est un contrat présentant les mêmes caractéristiques qu'un marché public de services, à l'exception du fait que la contrepartie de la prestation des services consiste soit uniquement dans le droit d'exploiter le service, soit dans ce droit assorti d'un prix » : l'analogie avec les marchés publics de service démontre d'évidence qu'un contrat de concession peut avoir un objet excluant la réalisation d'investissements par le concessionnaire (la maîtrise d'ouvrage étant dans ce cas dévolue au concédant). Et la proposition de directive sur l'attribution des contrats de concession, actuellement en cours de discussion, reprend abondamment cette approche générale de la notion de concession, qui doit être entendue comme un synonyme de la notion française de « délégation de service public ». Tel est aussi le sens qu'il convient de donner au mot « concession » lorsque le rapport de la Cour des comptes l'utilise pour évoquer les « concessions de distribution d'eau potable conclues par les communes, où le prix à payer par l'utilisateur est variable d'une concession à l'autre », dans la mesure où chacun sait que la concession au sens strict est quasiment absente dans le domaine de la distribution d'eau potable, qui ne connaît, à quelques très rares exceptions près, que des contrats d'affermage, c'est-à-dire des « concessions de service ».

Dès lors, la FNCCR regrette que le rapport n'ait pas pris la précaution de signaler cette amphibologie, au risque de laisser accroire à la première lecture que la dévolution de la maîtrise d'ouvrage des travaux au « concessionnaire » de la distribution d'électricité serait la norme, alors qu'en réalité les concessions de distribution d'électricité sont des délégations de service public à caractère mixte autorisant, sans aucune restriction juridique, l'attribution de la maîtrise d'ouvrage des travaux à l'autorité concédante, et dans lesquelles il est loisible aux parties cocontractantes de s'entendre sur la répartition de la maîtrise d'ouvrage (et le régime subséquent de redevances de concession) de leur souhait (ce qui explique la variété des situations locales).

En ce qui concerne les investissements réalisés par les autorités concédantes, il convient en effet de rappeler que ces collectivités se sont très tôt impliquées dans le développement des réseaux de distribution publique d'électricité, qu'il s'agisse des travaux d'extension de réseaux ou des renforcements en assurant elles-mêmes la maîtrise d'ouvrage de ces travaux, notamment en milieu rural. Aussi, n'est-il pas étonnant qu'au travers des dispositions des cahiers des charges-types de concession, notamment celui de 1928, approuvés par décret en Conseil d'État, les autorités concédantes se soient vues confirmées dans le droit de « construire elles-mêmes les ouvrages de distribution et (de) les remettre au concessionnaire pour exploitation » (art. 5 du cahier des charges-type, 1928). Par la suite, le législateur a estimé nécessaire de renforcer ces pratiques contractuelles en leur donnant une base légale. C'est ainsi que la loi de finances pour 1937, disposait à son article 36 en des termes clairs que « Les concessionnaires des distributions publiques d'énergie électrique sont tenus, sous peine de déchéance, d'exploiter aux conditions des cahiers des charges de leur concession et d'incorporer au réseau concédé toutes canalisations ou tous ouvrages accessoires situés à l'intérieur du territoire concédé et établis sur l'initiative et en totalité ou en partie aux frais de l'autorité concédante, en vue d'étendre la distribution de l'énergie à de nouveaux abonnés ». A travers ces termes, on perçoit que le législateur avait voulu, dès cette période, donner un ancrage fort à l'exercice de la maîtrise d'ouvrage par les autorités concédantes, lequel ne s'est jamais démenti au fil des ans. La loi de nationalisation du 8 avril 1946, à l'alinéa 4 de son article 36, précisera à son tour que « Les collectivités locales concédantes conservent la faculté de faire exécuter en tout ou partie à leur charge, les travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution ». Ces principes seront constamment réaffirmés à partir de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et des autres textes législatifs qui sont venus modifier la loi précitée.

Les investissements ainsi réalisés par les concédants ont permis d'assurer un niveau minimal de renouvellement et de modernisation des réseaux de distribution d'électricité au moment (entre la fin des années

quatre-vingt-dix et la fin des années deux mille) où EDF réduisait drastiquement son propre effort. Si la part de responsabilité de la partie des réseaux en basse tension dans les incidents a pu diminuer aujourd'hui de façon très sensible, c'est bien grâce à cette politique. Il est probable que si les autorités concédantes avaient disposé de la possibilité contractuelle d'investir également sur la partie en moyenne tension des réseaux de distribution (qui leur appartiennent), elles auraient maintenu sur ces ouvrages un effort d'investissement bien supérieur à celui auquel ont conduit au cours des années quatre-vingt-dix ou deux mille les arbitrages nationaux d'EDF en faveur d'une stratégie financière bien éloignée des besoins des réseaux locaux.

De même, alors qu'ERDF a la responsabilité contractuelle du renouvellement des ouvrages, en zone rurale comme en zone urbaine (ce qu'omet de mentionner le rapport), la carence trop fréquente du concessionnaire dans cette mission a conduit les autorités concédantes à développer avec l'aide du FACE, à partir du milieu des années deux mille, des programmes de sécurisation des réseaux en conducteurs nus - c'est-à-dire les plus anciens - par remplacement de ces conducteurs par des lignes aériennes isolées ou par des lignes souterraines, ce qui a permis de limiter le vieillissement de leurs réseaux.

Dans ces conditions, et à la lumière de ce retour d'expérience sur une décennie, la formulation de la question posée par le rapport de la « régulation » des investissements des régulateurs locaux que sont précisément les autorités organisatrices de la distribution d'électricité est plus que surprenante. A contrario, on ne peut que souscrire à la problématique de la coordination des investissements des concédants et de leurs concessionnaires. Sur ce point, la généralisation des conférences départementales de programmation des investissements constitue selon la FNCCR un objectif majeur. Notre Fédération a d'ailleurs proposé à ERDF de prolonger et compléter cette démarche indispensable par la contractualisation, avec les autorités concédantes, de schémas directeurs pluriannuels qui donneraient de la visibilité sur le moyen terme aux évolutions qu'il est souhaitable d'apporter aux réseaux publics de distribution d'énergie électrique.

V – Le financement des investissements des autorités concédantes

Dans le contexte de crise majeure des finances locales, et d'impossibilité pour un nombre croissant de collectivités et de groupements de collectivités d'accéder au financement bancaire, les griefs qui semblent formulés à l'encontre de certains syndicats d'énergie à raison de leur absence d'endettement (l'absence d'endettement semble dénoncée pour les syndicats notamment du Jura et d'Ille-et-Vilaine) seront probablement incompréhensibles pour la plupart des élus locaux : on ne peut au contraire que se féliciter de la capacité des syndicats d'électricité à préserver, dans un

contexte particulièrement contraint, une réelle capacité d'investissement grâce à l'autofinancement ainsi dégagé.

En ce qui concerne les redevances de concession, la FNCCR estime que l'affirmation selon laquelle « ERDF ne dispose que d'une faible latitude sur le montant des redevances contractuelles » devrait être nuancée par le fait que les formules de calcul de ces redevances ont résulté d'une négociation - souvent longue - entre EDF ou ERDF et la FNCCR et les autorités concédantes et que les redevances subséquentes sont basées sur les investissements réalisés l'année pénultième, ce qui donne de la visibilité sur deux ans. Une vraie question est celle de la prise en considération des variations de ces redevances - résultant de variations des investissements réalisés - en cours de période tarifaire. Sur ce point, la FNCCR soutient la demande présentée par ERDF à la Commission de régulation de l'énergie d'inclure ces redevances dans le périmètre du compte de régularisation des charges et des produits dont est assorti le TURPE, par analogie avec le traitement prévu pour les investissements des concessionnaires, qui figurent, eux, dans ce périmètre.

Enfin, l'arbitrage entre la mutualisation et l'individualisation de la prise en charge des coûts des extensions de réseau, préconisée par le rapport, est d'essence politique. La FNCCR considère, quant à elle, que l'alimentation en électricité répondant à un besoin de première nécessité, il est nécessaire de préserver et même d'étendre la logique actuelle de mutualisation (40 % des coûts des extensions réalisées par ERDF sont couverts par le TURPE), en ayant à l'esprit que ce sont le plus souvent les communes qui acquittent localement la part de ce coût non mutualisée (par application de la loi SRU).

**RÉPONSE DU PRÉSIDENT DE LA COMMISSION DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE (CRE)**

Je souhaite tout d'abord saluer la qualité du travail réalisé par la Cour qui permet de disposer d'une analyse objective de la situation ainsi que de propositions concrètes sur des sujets complexes.

Je tiens également à souligner que la CRE partage pleinement, comme elle l'avait indiqué dans son rapport sur la « qualité de l'électricité » publié fin 2010, le constat de la Cour concernant le besoin de cohérence globale de l'organisation de la distribution publique d'électricité et en particulier concernant les investissements.

**RÉPONSE DU PRÉSIDENT DU SYNDICAT INTERCOMMUNAL
D'ÉLECTRIFICATION DE DORCEAU**

*Après lecture de votre rapport, je ne souhaite pas apporter de réponse
à ce dossier.*

**RÉPONSE DU PRÉSIDENT DU SYNDICAT INTERCOMMUNAL
D'ALIMENTATION EN EAU POTABLE DU HOULME**

*Je vous informe que la lecture du rapport de la Cour des comptes
n'appelle de ma part aucune remarque particulière.*

**RÉPONSE DU PRÉSIDENT DU SYNDICAT INTERCOMMUNAL
D'ÉLECTRIFICATION RURALE DE LONGNY-AU-PERCHE**

Je vous confirme par la présente qu'en ce qui me concerne, ce rapport n'appelle de ma part ni remarque ni observation.

**RÉPONSE DU DIRECTEUR GÉNÉRAL DU SYNDICAT
DÉPARTEMENTAL D'ÉNERGIE 35**

Je ne souhaite pas apporter de réponse à ce rapport.

**RÉPONSE DU PRÉSIDENT DU SYNDICAT MIXTE D'ÉNERGIES,
D'ÉQUIPEMENTS ET DE E-COMMUNICATION DU JURA (SIDEDEC)***Aspects formels des délais de réponse :*

En premier lieu, du point de vue formel, étant donné l'importance, la complexité et la portée des analyses présentées dans le document précité de la Cour des Comptes, il a été difficile pour les collectivités concernées et sollicitées par la Cour des comptes d'instruire complètement et précisément notre réponse dans le délai imparti entre le 12 décembre 2012 et le 9 janvier 2013, incluant de plus la période de fin d'année toujours difficile à gérer pour les activités professionnelles.

Il aurait été raisonnable et utile de pouvoir bénéficier d'une délai d'au moins 2 semaines de plus, permettant en particulier de plus précisément pouvoir intégrer dans nos éléments de réponses la prise en compte des 4 arrêts du Conseil d'État parus en fin d'année 2012, et qui ont une portée importante concernant la distribution d'électricité, et donc le rapport de la Cour des Comptes sur ce sujet.

Ce délai complémentaire d'analyse aurait été très utile pour que le SIDEDEC, comme sans doute les autres organismes concernés et sollicités par votre rapport, pour contribuer plus précisément à l'ambition que nous partageons totalement avec la Cour des Comptes, d'élaboration d'une analyse complète, objective et constructive de la distribution d'électricité en France.

*Premiers éléments de réponse du SIDEDEC :**1 - Éléments concernant explicitement le SIDEDEC*

Le SIDEDEC est explicitement cité sur le sujet « situation financière ».

La Cour émet un avis assez général et peu précis sur la gestion financière de certains syndicats, considérant que celle-ci ferait apparaître une situation trop favorable et donc pouvant laisser accroire que les moyens financiers de certains syndicats pourraient être plus mobilisés pour les investissements pour les réseaux de distribution.

Le SIDEDEC ne partage pas cette appréciation.

Les excédents financiers que les comptes annuels du SIDEDEC font apparaître correspondent à environ un tiers du budget annuel des investissements de notre syndicat pour les réseaux d'électricité (3 M€ pour environ 9 M€ de travaux annuels).

Cette structuration des comptes et budgets du SIDEDEC correspond à un choix politique des élus du Jura, qui ont constitué progressivement en 20 ans environ, une "réserve d'investissement", sorte de provision de sécurité, permettant de manière récurrente de pouvoir faire face à des besoins plus

forts d'investissements qui pourraient apparaître certaines années, en limitant la nécessité de recourir à l'emprunt.

Ce choix politique et stratégique s'est révélé utile et judicieux par exemple pour les années 2010 et 2011, pour lesquelles sont apparus des demandes des collectivités et besoins importants de travaux pour les réseaux d'électricité, et qui ont pu être financés en utilisant en partie cette réserve budgétaire, et en pouvant ainsi limiter le recours à des emprunts, dont il n'était pas certain à l'époque de pouvoir obtenir des taux d'intérêts acceptables, voire même de pouvoir contracter des emprunts, tenant compte de la crise économique et financière en cours depuis quelques années.

Le maintien de cette réserve d'investissements à hauteur d'environ un tiers des investissements moyens du SIEDEC pour les réseaux d'électricité semble aujourd'hui encore plus utile et judicieuse, étant donné les incertitudes existantes :

- sur les conditions et possibilités de recours à l'emprunt

- sur les évolutions ou réflexions d'évolution concernant le FACE, les redevances de concessions, la TCFE, et de manière générale sur les recettes sur lesquelles les syndicats comme le SIEDEC peuvent compter pour faire face aux besoins importants d'investissements sur les réseaux de distribution d'électricité

- sur les conditions dans lesquelles le SIEDEC pourra conclure les comptes avec ERDF à l'occasion de la fin dans 9 ans de l'actuel contrat de concession, dans un contexte réglementaire et contractuel, souligné par la Cour à plusieurs endroits de son rapport, rendant difficile la négociation avec ERDF, ne serait-ce qu'au vu du manque de nombreux éléments précis qui devraient être fournis par ERDF à l'appui du CRAC et à l'échelle du territoire de la concession, et de la difficulté de faire valoir pour nos syndicats les exigences que nos collectivités sont pourtant en droit et même en devoir d'avoir dans le cadre du Droit public et en particulier des délégations de service public.

Par ailleurs, au-delà de la question du budget d'investissement, pour laquelle cette stratégie de provision est utile et prudente, il est à noter que la situation financière globale du SIEDEC investissement et fonctionnement globalisés, fait apparaître des marges de manœuvre limitées (CAF nette actuelle 2012 faible et sans doute pour les années à venir), tenant compte de nombreux projets et activités dans lesquels notre syndicat a dû investir (SIG, renforcement important du contrôle de concession ERDF, moyens de contrôle et suivi des projets et travaux d'ERDF, actions pour les énergies, aménagement numérique ...) pour différentes raisons :

- dégradation du contexte national de maîtrise de la gestion de la distribution de l'électricité, notamment du fait de décisions à l'échelle nationale ne tenant pas suffisamment compte de la connaissance et de

l'expérience des syndicats et collectivités territoriales, et également du fait de l'évolution des sociétés ERDF et EDF, dans une logique croissante de sociétés commerciales, de plus en plus difficile à concilier avec la notion de service public, comme mis en exergue par le livre blanc de la FNCCR en fin 2011.

- par la difficulté voire l'impossibilité de partager des projets et moyens avec ERDF, obligeant les syndicats à développer leurs propres moyens (SIG, outil GDO d'appréciation des réseaux en contraintes ...).

- par la nécessité de prendre en charge en totalité par le SIEC les travaux de renforcement des réseaux électriques, en réponse à la remarque faite par la Chambre régionale des comptes de Franche Comté.

- par la nécessité pour les syndicats d'énergies comme le SIEC de s'impliquer et inciter les collectivités à s'impliquer dans les actions pour les énergies, qui sont de plus en plus présentées comme un enjeu à l'échelle nationale et locale, et pour lesquelles nos syndicats représentent des structures à échelle et compétences mutualisées adéquates.

En prenant du recul et en tenant compte des éléments qui suivent liés à l'analyse globale de l'organisation de la distribution de l'électricité, il est étonnant que la Cour mette en exergue d'apparentes facilités de financement des autorités organisatrices insuffisamment utilisées, alors que la Cour ne relève pas l'incongruité du placement des environs 3,5 Md€ de trésorerie excédentaire d'ERDF, soit l'équivalent d'une année d'investissement d'ERDF, dans les comptes de sa maison mère EDF. De plus dans un contexte dans lequel la plus grande prudence des autorités organisatrices est justifiée, tant celles-ci maîtrisent peu les évolutions des équilibres économiques que leur seront imposées à l'échelle nationale par le pilotage de l'État et surtout du groupe EDF, dont il sera détaillé ci-après les facilités et nombreuses possibilités de variables d'ajustement et de choix sécurisés, rendant à contrario peu recevables et acceptables la nécessité de prudence affichée par ERDF et EDF, et en particulier l'immobilisation de la trésorerie excédentaire précitée.

2 - Eléments de réponse du SIEC sur des points généraux

Malgré les conditions difficiles de travail, conséquences des délais insuffisants laissés par la Cour des Comptes aux syndicats et collectivités ou organismes concernés, au vu de l'importance des questions et de la complexité des éléments d'analyse, les éléments qui suivent ont été en grande partie élaborés dans le cadre d'une collaboration minimum qui a pu être organisée en urgence entre certains syndicats, en particulier sur la base d'un important travail d'analyse mené par le SIPPAREC.

2.1 Conséquences des 3 derniers arrêts du Conseil d'État de fin 2012 pour l'appréciation de la distribution d'électricité en France

Il n'apparaît pas dans le rapport de la Cour des comptes, la prise en compte des 4 derniers arrêts du Conseil d'État qui concernent directement la distribution d'électricité :

- CE, 22 octobre 2012, SIPPAREC, Requête n° 332641,
- CE, 28 novembre 2012, Direct Energie et autres, CE 28 novembre 2012, requête n° 330548, 332639 et 332643,
- CE, 21 décembre 2012, Commune de Douai, requête n° 342788.

Bien qu'imaginant et comprenant les contraintes de planning de publication que la Cour veut sans doute respecter pour son rapport annuel, il n'est pas concevable que la Cour des Comptes et les collectivités concernées par le rapport ne se donnent pas le temps de prendre en compte les conséquences importantes de ces 3 arrêts. Il nous semble donc absolument nécessaire que la formulation du rapport que la Cour des comptes propose aux collectivités concernées puisse être complétée pour prendre en compte ces arrêts.

En première analyse rapide, la décision du Conseil d'État d'annulation de la décision ministérielle du 5 juin 2009 pour la période 2009-2013 (TURPE 3) a en particulier des conséquences importantes.

Le Conseil d'État a en effet fait application des principes de transparence et d'équilibre tarifaire pour annuler les tarifs : plus précisément, il a considéré que la méthode retenue par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) pour calculer le coût moyen pondéré du capital d'ERDF dans le cadre du TURPE est erronée en ce qu'elle ne prend pas en considération les comptes spécifiques des concessions (les droits des concédants de récupérer gratuitement les biens de la concession en fin de contrat), ainsi que les provisions pour renouvellement des immobilisations (lesquelles ont été financées par les usagers).

Autrement dit, le Conseil d'État a considéré que le TURPE 3 a conduit à une sur-rémunération de la société ERDF au regard de ses charges de gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité et de sa situation financière, méconnaissant ainsi les principes de transparence et d'équilibre tarifaire.

Le SIDEC constate que le rapport transmis par la Cour met essentiellement en valeur la dimension nationale du TURPE, les principes d'équilibre tarifaire et de transparence n'étant à aucun moment cités dans ce rapport, alors qu'ils sont inscrits dans la loi. Ces principes sont pourtant essentiels : le Conseil d'État vient ainsi de rappeler dans sa décision précitée du 28 novembre 2012 qu'à défaut d'être calculés en tenant compte de la réalité des charges liées aux concessions et de la situation financière de la société ERDF, le TURPE 3 est entaché d'illégalité.

Cette décision du Conseil d'État illustre également la nécessité d'une plus grande exigence de la CRE à l'encontre d'ERDF vis-à-vis des éléments à prendre en compte au niveau des contrats de concession pour le calcul du TURPE, et donc de la difficulté d'appréciation pour répondre à la question posée par la Cour, concernant les évolutions possibles et à envisager pour la gouvernance du pilotage de la gestion des réseaux d'électricité en France. Ces arrêts du Conseil d'État et de nombreux autres éléments qui vont être mis en exergue dans la présente réponse du SIEDEC, démontrent en effet les limites actuelles conceptuelles et opérationnelles d'un pilotage national de la distribution électrique, reposant essentiellement sur les méthodes et moyens nationaux du groupe EDF et ERDF, et les moyens de pilotage et de contrôle de la CRE sur les informations nationales émanant d'EDF et d'ERDF (qui, comme la Cour le rappelle, couvrent globalement plus des trois quarts de l'économie de la distribution électrique en France).

2.2 Projet de directive communautaire relative à l'attribution des concessions

Dans son rapport, la Cour des comptes relève « l'incertitude qui pèse sur le maintien à terme du monopole légal d'ERDF », mais sans plus de précision sur ce point effectivement important.

Tenant compte de l'aboutissement imminent du projet de Directive de l'UE relative à l'attribution des contrats de concession, et de la transposition de cette directive qui devrait avoir lieu pour chaque État membre de l'UE avant fin 2014, soit donc avant le renouvellement de la plupart des contrats de concession de distribution d'électricité en France, les enjeux et hypothèses qui peuvent résulter de cette future directive sont des points importants qui mériteraient d'être évoqués dans le rapport de la Cour des comptes.

Les éventuelles obligations de mises en concurrence des concessions de distribution d'électricité résultant de cette future directive aboutiraient à une obligation de refonte de la législation française actuelle, permettant de lever les ambiguïtés existantes depuis les lois de décentralisation, entre les principes qui émanent de celles-ci et la loi de 1946 définissant les activités et le cadre monopolistiques d'EDF (et maintenant ERDF).

2.3 Prise en compte précise des remarques des Chambres régionales des comptes

Comme expliqué par la Cour des comptes, le rapport s'inscrit dans le prolongement des contrôles réalisés par les Chambres régionales des comptes auprès de 38 autorités organisatrices.

Il est étonnant de constater le peu d'éléments repris par la Cour, des rapports des chambres régionales des comptes.

Les chambres régionales des comptes relèvent en particulier d'importantes difficultés en matière de contrôle liées à l'insuffisance des

informations transmises au niveau de chaque concession ce qui ne met pas les autorités concédantes en mesure d'avoir une maîtrise de leur contrat (ouvrages non localisés, absence d'information relative aux détails des immobilisations, à l'amortissement des ouvrages concédés, à la gestion des provisions pour renouvellement, imprécision des clés de répartition utilisées par ERDF, globalisation des données, méthode comptable non explicitée, ...).

Etant donné l'ambition présentée par la Cour des comptes de réaliser un audit et une analyse prospective et constructive du domaine de la distribution électrique en France, une telle démarche doit fortement tenir compte des observations et remarques manifestées par les 38 autorités organisatrices à l'occasion des contrôles des Chambres régionales des comptes.

Les observations formulées dans le cadre des contrôles opérés par les Chambres régionales des comptes ont d'autant plus de sens lorsqu'elles sont mises en perspective avec la décision précitée du Conseil d'État du 28 novembre 2012 : l'absence de transparence et d'équilibre entre les charges liées aux missions des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et le niveau du tarif relevée par le Conseil d'État s'agissant de la fixation du TURPE 3 fait nécessairement écho à l'absence de transparence et d'information relative aux concessions constatée par plusieurs Chambres régionales des comptes.

La lecture des rapports des chambres régionales des comptes doit également être faite en regard de la décision précitée du 21 décembre 2012 par laquelle le Conseil d'État a reconnu le droit, pour chaque autorité concédante de la distribution publique d'électricité, de se voir remettre un inventaire des biens de la concession établi par le concessionnaire. Ainsi, par sa jurisprudence récente, le Conseil d'État affiche clairement sa volonté de renforcer la transparence en matière de distribution publique d'électricité, ce qui semble bien répondre aux difficultés relevées dans le cadre des contrôles exercés par les Chambres régionales des comptes auprès de différentes autorités organisatrices de la distribution d'électricité.

2.4 Le modèle de la gouvernance locale du système de distribution d'électricité en France

Concernant l'importante question de la gouvernance du service public de la distribution d'électricité, la Cour des comptes semble manifester une certaine préférence à l'hypothèse d'un renforcement du pilotage national.

Cette position est étonnante dans le cadre actuel de réflexion du renforcement et du développement de la décentralisation, et ne prend pas suffisamment en compte les actions réalisées dans le domaine de la distribution de l'électricité au cours des nombreuses décennies passées grâce aux collectivités locales, et les potentialités et même les nécessités de l'action locale pour permettre la transition énergétique et les économies d'énergies.

Ces aspects ne sont pas en contradiction avec les démarches encore renforcées récemment par la législation, de renforcement du regroupement des autorités organisatrices, à une échelle institutionnelle et historique départementale, qui a démontré et continue à démontrer un bon niveau d'efficacité et de niveau de subsidiarité.

2.5 La gestion du service public de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente

Le rapport de la Cour des comptes sur les concessions de distribution d'électricité n'évoque pas l'autre objet de ces contrats de concession qu'est la gestion du service public de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente (TRV).

La loi du 10 février 2000 a confirmé que la fourniture au tarif réglementé de vente ou au tarif de première nécessité continue de relever de la compétence des communes ou de leurs groupements, et est donc intégrée aux contrats de concessions, aspect se traduisant par la co-signature de ces contrats par EDF et ERDF.

Cette co-signature des concessions par la société EDF, aux côtés de la société ERDF dont EDF est la maison-mère doit être prise en considération pour tirer toutes les conséquences de l'observation de la Cour sur le rôle de l'État, actionnaire principal d'EDF et intéressé à ce titre par les dividendes servis par la société ERDF, filiale à 100 % d'EDF. Il importe en effet de ne pas ignorer la qualité d'EDF de concessionnaire chargé de la fourniture d'électricité.

La recommandation de la Cour de « revoir la position d'EDF et de l'État vis-à-vis des remontées de dividendes d'ERDF, à la lumière des investissements futurs à consentir sur le réseau de distribution d'électricité » est une première étape. Elle devrait être accompagnée de la confirmation de la libre administration des collectivités locales, autorités concédantes, dans la gestion de leurs contrats de concession, afin qu'elles puissent seules, le cas échéant dans le cadre de structures assurant un échange concerté sur la pertinence des investissements, assurer pleinement la direction et le contrôle des contrats de concession. Il s'agit là de l'exercice, par les collectivités, de la liberté contractuelle qui leur est reconnue par la jurisprudence constitutionnelle.

Associer davantage l'État à ces missions des autorités concédantes comme le préconise la Cour, que ce soit pour définir des programmes prioritaires d'investissement ou le modèle de financement du réseau de distribution, ou encore pour conclure un contrat de service public entre l'État et ERDF, aboutirait à une confusion des missions : l'État, qui est le principal actionnaire d'EDF - maison mère de la société ERDF ainsi que concessionnaire chargé de la mission de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente et donc, à ce titre, co-signataire, aux côtés d'ERDF, des concessions de distribution et de fourniture d'électricité - serait concerné

tant au travers de l'activité de distribution que de l'activité de fourniture d'électricité qui sont concédées.

De ce point de vue, la FNCCR relève dans son livre blanc : « Outre 2 Md€ de dividendes annuels (dont une partie issue d'ERDF), l'État encaisse chaque année quelques centaines de millions d'euros d'impôts. Il ne faut donc pas sous-estimer sa motivation à ce qu'EDF demeure un groupe très rentable ».

3 - Eléments de réponse du SIEC sur des aspects techniques

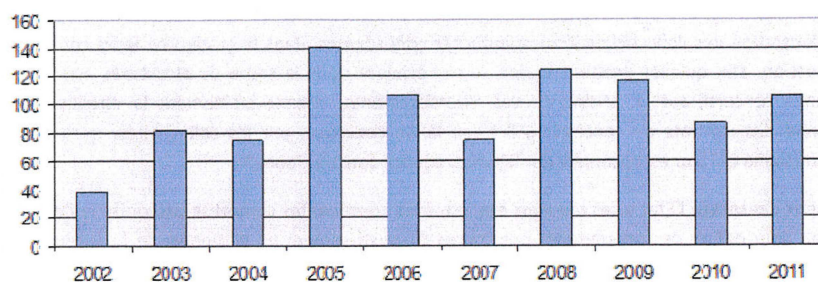
3.1 La qualité du réseau

Il est étonnant que la Cour relativise la dégradation de la qualité de desserte des réseaux depuis les années 2000, et aille même jusqu'à préciser que « la qualité de l'électricité en France reste meilleure que dans des pays européens comparables ». Il a été mis en évidence par des enquêtes réalisées à l'échelle européenne (données 2010 du CEER, Conseil Européen des Régulateurs d'Énergie) que la France connaît un temps de coupures prévisibles plus important que l'Allemagne, que l'Autriche, les Pays-Bas, la Grande-Bretagne, et l'Italie.

Des grands pays d'Europe de l'ouest, seuls l'Espagne et le Portugal ont un temps de coupures prévisibles plus important que la France.

Le graphique ci-dessous met en évidence cette dégradation importante pour les usagers de la concession du SIEC pour le Jura.

Durée moyenne annuelle de coupure par usager



Il apparaît que la dégradation du niveau de qualité de desserte qui se traduit par un temps de coupure moyen constaté en 2010 important et supérieur à de nombreux pays d'Europe, est la conjonction de plusieurs phénomènes :

- un réseau HTA très vulnérable aux aléas climatiques car non enfoui dans les zones rurales malgré les engagements pris après la tempête de 1999 (comme le souligne la Cour 29, le taux d'enfouissement du réseau HTA est important en Allemagne - de l'ordre de 80 % - alors qu'il n'atteint pas 40 % en France) ;

- un réseau BT vieillissant qui impacte lourdement la qualité de desserte dans les zones urbaines (sur cet aspect, l'âge moyen du réseau BT qu'estime la Cour à 25 ans pour 87 % du réseau semble étonnant et très faible par rapport à l'âge moyen qui peut être estimé dans le Jura) ;

- des moyens d'exploitation et de rétablissement mis en œuvre par ERDF lors d'incidents hors incidents exceptionnels qui posent question.

Le SIDEDEC considère que l'approche de la Cour, centrée sur la seule corrélation entre investissements et qualité, doit être élargie notamment aux moyens d'exploitation à mettre en œuvre.

3.2 L'évolution des investissements liés aux raccordements

L'augmentation importante relevée par la Cour des investissements réalisés par ERDF au cours des dernières années pour le raccordement des usagers ne s'explique pas par le surcroît de raccordements des producteurs délocalisés ou un surcroît d'activité du marché de l'immobilier (la situation de l'immobilier étant hélas dans le Jura comme pratiquement partout en France morose), mais par la modification du mode de financement des opérations de raccordement. En effet, à compter de 2009, 60 % du financement des raccordements ont été portés à la charge des collectivités en charge de l'urbanisme, alors que ce financement était porté en totalité par le concessionnaire auparavant.

Toutes les opérations que peut indirectement impliquer un raccordement (extension, renforcement, renouvellement du réseau) sont maintenant considérées unilatéralement par ERDF comme étant partie intégrante du raccordement même si elles sont réalisées par opportunité à l'occasion du raccordement. Ce même raisonnement permet à ERDF de les porter à la charge de la collectivité en charge de l'urbanisme.

ERDF, en incluant une part de renouvellement ou de renforcement des réseaux dans les coûts de raccordement, fait financer ces actions par les collectivités locales à hauteur de 60 % alors que les usagers lui ont procuré via le tarif d'acheminement des provisions pour le financer. Cette pratique d'ERDF est dommageable en tant qu'elle pèse sur les finances locales et qu'elle conduit à privilégier des travaux de renouvellement sans tenir compte de leur degré de priorité.

Tenant compte de ce qui précède, et par ailleurs des moyens de plus en plus limités d'ERDF sur le terrain, amenant à constater des erreurs croissantes d'estimation financière et de choix techniques dans les projets de raccordements, le SIDEDEC considère que, préalablement à toute modification des dispositions relatives aux conditions de financement des raccordements au réseau électrique mises en œuvre depuis le 1er janvier 2009, il convient d'être en capacité de porter sur le dispositif actuel une évaluation pertinente à partir de données transparentes à fournir par le concessionnaire ERDF et tout particulièrement une identification claire des parts de renouvellement et

de renforcement de réseau inclus dans les investissements dits imposés des raccordements et d'identifier de quelle ressource ils proviennent : fonds propres d'ERDF ou financement par les tiers (collectivités en charge de l'urbanisme, usagers,...).

3.3 L'exercice et la coordination de la maîtrise d'ouvrage

Les trois quarts des investissements en travaux pour les réseaux de distribution d'électricité étant réalisés par ERDF, la mise à disposition en toute transparence par le concessionnaire des informations patrimoniales sur le réseau est une condition nécessaire et prioritaire pour permettre de piloter globalement les investissements, que leur réalisation soit confiée à ERDF ou aux autorités concédantes.

Le SIDEK ne partage pas l'analyse de la Cour qui affirme que « l'organisation technique du réseau » induit « des difficultés pour obtenir des informations précises à la maille de la concession en matière d'équipement, d'investissements, d'énergie distribuée, notamment ». En effet, cette approche semble méconnaître les conditions de gestion du réseau de distribution : La grande majorité des ouvrages, tels que les câbles BT ou moyenne tension et les postes sources, sont gérés de façon localisée et donc peuvent être rattachés à une commune et donc à une concession.

Ainsi l'organisation technique du réseau n'entraîne pas de difficultés pour établir des données à la maille communale et donc de la concession. Ce sont le manque de motivation et de moyens mis en œuvre par ERDF pour adapter son système d'information pour permettre de fournir aux autorités organisatrices les informations pertinentes et précises à l'échelle de la concession, qui sont le principal obstacle à une bonne gestion et une maîtrise à l'échelle des concessions.

3.4 Le pilotage des investissements

Contrairement à l'affirmation de la Cour selon laquelle « l'organisation technique du réseau est indépendante de celle des concessions », l'architecture même du réseau de distribution, que ce soit en HTA ou en BT, en fait un réseau local, comme précité au 3.3.

Le SIDEK soutient donc que le pilotage rationnel d'investissements sur le réseau de distribution répondant à des problématiques locales n'est pas un pilotage centralisé mais un pilotage décentralisé au plus près des besoins et du réseau.

3.5 La politique financière d'ERDF et d'EDF

La Cour évoque de manière incomplète et non suffisamment précise les nombreux problèmes que pose de manière croissante la politique financière d'ERDF et de sa maison mère EDF dans le cadre du système national de financement de la distribution de l'électricité, problèmes qui sont

de plus en plus souvent mis en exergue par les audits des contrôles de concession et de préparation des fins des concessions actuelles.

Les possibilités de variables d'ajustement et de sécurités financières du modèle national des comptes d'ERDF en relation avec les mécanismes de chaque concession elle-même assujettie à un modèle national, aboutissent même à un avis de la part de certains experts auditeurs, de fragilité juridique des concessions qui pourraient être requalifiées en contrat de service, tant l'ensemble de ce système est sécurisé et très éloigné de la notion « aux risques et périls » qui est le fondement de toute DSP.

Outre les informations insuffisamment précises à l'échelle de chaque concession comme déjà précité, peuvent être citées les aspects suivants :

- le mécanisme du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) qui assure une compensation de tout risque financier de décalage pour ERDF entre les charges et produits, et par ailleurs qui permet à ERDF une grande liberté dans le niveaux et le type des investissements (à l'inverse de l'impression fautive entretenue par certains d'une fixation ex ante et « fermée » par le TURPE du niveau des investissements d'ERDF) ;

- la couverture, assurée par le TURPE, lissée dans le temps des investissements d'ERDF au prorata de leurs durée d'amortissements, de surcroît augmentée d'une rémunération de 7,25 % par an des capitaux investis ;

- les mécanismes de compensation entre concessions, établis par ERDF avec un niveau d'explications très limité, permettant à ERDF une grande « souplesse » peu transparente dans la gestion de la péréquation par le biais de ses comptes, qui aboutit in fine à une facilité d'arbitrage et de choix stratégiques d'ERDF que ni la CRE ni les autorités organisatrices ne maîtrisent réellement, et qui font par contre faussement apparaître une forme d'opposition entre « concessions déficitaires » et « concessions excédentaires », alors que la « règle du jeu » n'est absolument pas à « somme nulle » vu le nombre de variables d'ajustement que ERDF peut mettre en œuvre ;

- au titre de ces principales variables d'ajustement critiquables, la contradiction entre le refus d'EDF qu'ERDF puisse recourir à des emprunts (d'autant plus critiquable que, comme précité, les capitaux investis sont rémunérés à 7,25 %) malgré un contexte de difficultés très limitées de choix stratégiques et de risques (au vu des variables d'ajustement et sécurités précitées) et malgré le besoin manifeste en investissements pour les réseaux de distribution électriques ;

- en complément du refus précité de recours à l'emprunt par ERDF, et en contradiction avec les forts besoins d'investissements pour les réseaux de distribution d'électricité, la liberté d'affectation par ERDF de dividendes importants à EDF, avec une grande ambiguïté de l'État dans son double rôle

déontologiquement problématique de régulateur et d'actionnaire à 85 % d'EDF ;

- la priorité de choix de stratégie financière bien éloignée des seuls besoins du service public de la distribution de l'électricité, se traduisant par le refus de recours à des emprunts pour ERDF (dans la mesure où existent pour ERDF de nombreuses autres variables d'ajustement d'optimisation et de sécurisation financières) pour améliorer la consolidation à l'échelle du groupe EDF du niveau moyen d'emprunt, et se traduisant également par le placement de l'importante trésorerie excédentaire d'ERDF (3,5 Md€ environ, soit une année d'investissements de ERDF) dans les comptes d'EDF, permettant également par ce biais de limiter le besoin d'emprunts du reste du groupe EDF ;

- les perspectives de dividendes que la Cour des comptes cite font apparaître par déduction une possibilité de rentabilité financière d'ERDF aux environs de 16 % pour les prochaines années.

Globalement il serait bienvenu que la Cour mette en évidence avec plus de force et de détail les aspects précités qui tendent à montrer les limites du système actuel et les limites du modèle centralisé à l'échelle nationale pour la distribution de l'électricité.

3.6 Le manque d'information dans les CRAC d'ERDF

Contrairement à ce que laisse entendre le rapport de la Cour, le contenu des rapports d'activités (CRAC) remis par le concessionnaire n'apparaît pas satisfaisant, comme le relèvent d'ailleurs plusieurs rapports de CRC, et ne fait pas apparaître de manière réaliste les flux de péréquation inter-concessions.

En particulier les informations patrimoniales fournies par ERDF ne sont pas suffisantes et sans gestion précise explicite à l'échelle de chaque concession.

L'arrêt du Conseil d'État du 21 décembre « commune de Douai » conclu à l'exigence pour le concessionnaire de remettre un inventaire précis du patrimoine concédé à l'autorité concédante, ce qui précise utilement la portée du L 2224-31 et les obligations qui en sont issues.

De manière comparable, le SIDEK ne partage pas l'avis de la Cour fondé sur l'avis du Conseil National de la Comptabilité (CNC) du 19 décembre 1984 pour acter que le concessionnaire est dispensé de l'obligation d'établir un compte de résultat par concession. Une telle position n'est pas raisonnable au vu des exigences de Droit, liées au contrôle de concession que doivent exercer les autorités organisatrices. Par ailleurs cet avis du CNC est aujourd'hui rendu caduque du fait de nombreux aspects (le CNC n'existe plus et n'avait qu'un rôle consultatif, l'organisation d'EDF et le contexte législatif et réglementaire ont évolué ...).

De nombreuses CRC dans leur récents rapports de contrôle d'autorité organisatrices ont exprimé cette exigence de plus d'informations à fournir par ERDF et à l'échelle de la concession. Cela a été le cas du rapport du contrôle de la CRC de Franche Comté pour le SIEC.

En outre les éléments fournis dans les CRAC ne permettent pas d'appréhender et de vérifier aujourd'hui les mécanismes de la péréquation entre concessions.

3.7 Les provisions pour renouvellement

Il serait utile et nécessaire que la Cour se prononce, comme elle l'a régulièrement fait dans d'autres secteurs, sur ce qui lui apparaît comme deux manquements au cadre contractuel, lequel prévoit le provisionnement de l'ensemble des biens sans limite de durée :

- ERDF ne passe plus de provisions sur les biens dont les concédants ont été maîtres d'ouvrage.

- ERDF ne passe plus de provisions sur les biens intégralement amortis alors même que l'érosion monétaire continue de gonfler leur coût de renouvellement (il est vrai que la déduction des bénéfices imposables n'est alors plus permise ...).

Par ailleurs, le SIEC pense que la Cour commet une erreur d'appréciation en considérant que les environs 11 Md€ de provision pour renouvellement à échelle 2012 n'existent pas. En réalité, Ils sont simplement valorisés en attendant. Lorsque ces provisions auront à être mobilisées, l'emprunt qu'elles ont permis d'éviter sera tout normalement réalisé, sans pénalisation financière d'ERDF, étant entendu que le TURPE compense les intérêts induits.

3.8 La péréquation

Le SIEC ne partage pas la position de la Cour précisant que le renforcement de l'autonomie des autorités organisatrices et du retour des concessions dans le Droit commun des DSP, donc de mise en concurrence d'ERDF qui ne serait plus le seul opérateur, supprimerait la possibilité de péréquation tarifaire et de compensations entre concessions. Ces mécanismes existent déjà avec les Régies et Sicae par le biais du FPE (fonds de péréquation de l'électricité), et peuvent être généralisés.

A contrario, on pourrait espérer que ces mécanismes de péréquation seraient plus "objectifs et transparents" une fois totalement sortis de cette facilité trompeuse, difficilement contrôlable et maîtrisable de la péréquation par les comptes d'ERDF.

3.9 Les redevances de concession

Le SIEC ne partage pas la possibilité, évoquée par la Cour, d'un plafonnement des redevances en cohérence avec la trajectoire du TURPE.

En effet, pour ce qui concerne en particulier la redevance R2 un tel plafonnement :

- ne serait pas conforme aux dispositions des contrats en cours, signés pour la plupart dans la première moitié de la décennie 1990 ;

- aurait pour effet non seulement de freiner les investissements des autorités concédantes sur le réseau mais pourrait placer de surcroît certaines autorités concédantes dans une situation financière très délicate compte tenu du mécanisme de versement de la redevance. En effet, la R2 n'est pas versée l'année de la réalisation des travaux mais avec un décalage de deux ans. Autrement dit un tel plafonnement pourrait priver les syndicats d'une partie de leurs recettes d'investissement sur des travaux déjà réalisés et payés.

**RÉPONSE DU PRÉSIDENT DU SYNDICAT MIXTE
DÉPARTEMENTAL D'ÉLECTRICITÉ, DU GAZ ET DE
TÉLÉCOMMUNICATIONS DU VAL-D'OISE**

*J'ai l'honneur de vous informer que le rapport ne fait l'objet d'aucun
commentaire de ma part.*

**RÉPONSE DE LA PRÉSIDENTE DU SYNDICAT INTERCOMMUNAL
DE LA PÉRIPHÉRIE DE PARIS POUR L'ÉLECTRICITÉ ET LES
RÉSEAUX DE COMMUNICATION (SIPPEREC)**

L'insertion appelle, de la part du SIPPEREC, les principales observations suivantes, relatives pour l'essentiel aux questions financières.

La présente réponse traite successivement :

1 – Du financement des investissements.

2 – De l'économie de la concession.

1. La question centrale du financement des investissements :

1.1. Sur la mécanique tarifaire de prise en charge des investissements d'ERDF :

Le SIPPEREC rappelle que le financement des investissements d'ERDF recouvre deux réalités bien distinctes :

- d'une part, la couverture des investissements que le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) procure au distributeur sur leur durée d'amortissement : amortissement et rémunération des capitaux investis ;*
- d'autre part, le financement initial des investissements, qui requiert la mobilisation d'une ressource que le TURPE viendra rembourser et rémunérer sur la durée.*

Le tarif (TURPE) s'ajuste au vu des investissements effectifs d'ERDF, sans limite. C'est là un élément substantiel de réduction de risque économique du distributeur, dont aucun autre délégataire de service public local ne bénéficie (hormis GrDF).

Dès lors, le SIPPEREC ne partage pas l'affirmation selon laquelle « Au niveau national, la commission de régulation de l'énergie (CRE) (...) fixe le tarif d'utilisation du réseau de distribution. Ce tarif conditionne nécessairement les moyens dont dispose ERDF ». Ce propos laisse entendre qu'une enveloppe nationale fermée serait annuellement allouée au distributeur. Il n'en est rien.

Les moyens de financement des investissements ne sont donc nullement rationnés par la mécanique tarifaire, mais plutôt par une politique d'allocation financière de la ressource au sein du groupe EDF, déconnectée de la réalité physique des réseaux.

Cela renvoie à la seconde définition du mot « financement », celle qui, à l'examen, s'avère limitante. Le groupe EDF n'a pas souhaité qu'ERDF empruntât jusqu'à présent, alors que la nature des immobilisations le

justifierait et que la rémunération des investissements par le TURPE inclut d'office la prise en charge d'un coût de financement (à 7,25 % dans TURPE 2 et TURPE 3, jusqu'à l'annulation de celui-ci).

Plus encore, ERDF dégage une trésorerie conséquente, déposée auprès de sa maison mère, dont la dette se trouve réduite d'autant. Fin 2011, 3,5 Mds € étaient ainsi mis à disposition d'EDF, l'équivalent de plus d'un an d'investissement du distributeur. Il faut souligner le mutisme du groupe EDF sur ce sujet.

1.2. Sur la politique financière de groupe qui refuse l'endettement à ERDF

ERDF, de par sa volonté d'autofinancement intégral jusqu'à présent, assume s'écarter de la logique du TURPE d'étalement des coûts d'investissement. Le 14 juin 2010, devant la Commission de l'Economie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire du Sénat, sa Présidente déclarait par exemple : « Pas plus qu'aucune entreprise, ERDF ne peut investir plus qu'elle ne gagne » ... « En 2009 ... un cash flow de 2,5 Mds € pour un investissement de 2,7 Mds € ».

Cette doctrine impose à l'usager de payer en une fois des équipements de longue durée. Force est de constater qu'elle ne s'applique pas à d'autres entités du groupe.

A titre d'illustration, RTE affichait fin 2011 une dette financière nette (dette financière – trésorerie) de + 6,6 Mds € contre - 3,5 Mds € pour ERDF. Or, RTE a une activité propre environ 2 fois inférieure à celle d'ERDF. L'alignement des deux ratios « dette / chiffre d'affaires » correspondrait pour ERDF à un endettement de plus de + 13 Mds €, soit 17 Mds € au-dessus du niveau actuel (6 à 7 années d'investissements).

Ce traitement différencié d'ERDF et de RTE étonne, alors que les deux entreprises relèvent de modèles de tarification et de rémunération des investissements, très voisins. Mais, à la différence d'ERDF, le plan d'investissement de RTE est avalisé par la CRE. La variable financière d'ajustement n'y est donc pas l'investissement comme chez ERDF, mais la dette.

Le SIPPEREC se félicite de ce que la Cour relève l'existence et les conséquences de cette politique de groupe, autrement dit la subordination d'ERDF à la démarche de désendettement d'EDF.

Le Syndicat, comme la Cour, ne partage pas les arguments d'ERDF pour justifier sa politique de non endettement. Soumis à la même contrainte tarifaire, RTE, bien qu'endettée, est notée A+, de même qu'EDF et émet des obligations sur des durées longues (10 ans in fine soit environ 20 ans en dette amortissable).

Le SIPPEREC regrette que ce constat d'une gestion financière (et non technique) des investissements n'ait pas interpellé la Cour lorsque celle-ci appelle de ses vœux une recentralisation des investissements.

Au demeurant, le SIPPEREC ne saurait souscrire à la remarque de la Cour selon laquelle « il n'existe pas de mécanisme de régulation des investissements des autorités concédantes ». Certes, le FACÉ en zone rurale, la redevance R2 ou l'article 8 (le « fonds de partenariat » en ce qui concerne le SIPPEREC) financent une partie des investissements, mais une partie seulement. Et seule la redevance R2 est distribuée sans plafonnement.

La Cour note justement que 2/3 des investissements des collectivités sont couverts par les redevances. C'est donc qu' 1/3 l'est sur d'autres ressources, qu'il faut bien mobiliser.

Il est donc inopportun de présenter l'usager comme finançant à guichet ouvert les dépenses des collectivités, sans régulation.

1.3. Sur les interactions financières entre EDF et ERDF

La Cour souligne fort justement le haut taux de dividende – 75 % du résultat courant est distribué à EDF - et la position complexe de l'État, à la fois actionnaire et tutelle.

La Cour, sans fournir ses sources ni le détail de son calcul, explique que 430 M€/an de dividendes pourraient être versés à l'actionnaire unique au cours des prochaines années. Le SIPPEREC en déduit que les résultats futurs sont anticipés à 573 M€ moyens (430/0,75), soit, rapportés à 3,5 Mds € de fonds propres moyens, une rentabilité financière de 16,4 %.

Le SIPPEREC s'interroge sur la pertinence économique d'un tel niveau de rentabilité des fonds propres, s'agissant d'une activité relativement peu risquée eu égard à la mécanique tarifaire (les risques de consommation, de volumes et de prix d'investissements, de rachat des pertes, ... ne sont pas courus par ERDF, mais répercutés sur l'usager via le dispositif du compte de régulation des charges et produits).

Le SIPPEREC s'interroge d'autant plus que le résultat de l'entreprise est selon lui sous-estimé. Comment comprendre par exemple que les 900 M€ à 1 Md € de remises gratuites des collectivités, certes déduites du TURPE, ne soient pas réintégrées au chiffre d'affaires (et donc aux résultats) d'ERDF ? En vertu des principes comptables, une somme doit être déduite des résultats lorsqu'elle correspond à un « appauvrissement » de l'actionnaire. Les remises gratuites ne sont en rien dans ce cas puisqu'elles intègrent la « base d'actifs régulée » et se voient donc rémunérées sur leur durée d'amortissement. Le retraitement de ce seul effet ferait plus que doubler le résultat prévisionnel après impôt de 573 M€.

Mais le SIPPEREC considère aussi qu'il ne faut pas regarder les interactions financières EDF – ERDF au travers du seul prisme des

dividendes dans la mesure où le maintien en excellente santé financière d'ERDF bonifie les indicateurs financiers du groupe. Ainsi le ratio « dette nette / EBITDA », très suivi des analystes et dont le Président d'EDF déclarait encore lors de la conférence de présentation des résultats semestriels du groupe le 31 juillet 2012, qu'il ne saurait dépasser 2,5 ans, s'élevait à 2,2 ans fin 2011. Sans ERDF, il monterait à 3,3 ans, bien au-delà du plafond assigné.

L'excellente solvabilité d'ERDF rejaillit donc largement sur le groupe et lui permet de conserver une bonne notation (Aa3/A+/A+), d'où d'excellentes conditions d'emprunt dont ERDF ne bénéficie pourtant pas.

Le SIPPAREC souhaiterait que ces éléments (publics) de compréhension de la politique financière, et donc d'investissement, d'ERDF, soient davantage connus.

1.4. Sur le statut et la gestion des provisions pour renouvellement :

Le SIPPAREC, tout en se félicitant de la prise de position claire sur le reversement aux concédants en fin de contrat, considère ce sujet comme essentiel :

- au regard des besoins d'investissement et de financement que la Cour ne manque pas de souligner : les 10,3 Mds € de provisions présentes fin 2011 au bilan d'ERDF représentent 3 ans ½ d'investissement au rythme actuel ;*
- au regard de la stratégie financière du groupe, dont les provisions viennent réduire d' 1/3 l'endettement (sans même évoquer à ce stade leur impact fiscal). Il en ira ainsi tant qu'elles ne seront pas utilisées ou si, au prix de changements arbitraires de méthode comptable, elles sont reprises en bénéfices d'ERDF. Car telle est bien la tendance : le SIPPAREC ne trouve nulle mention des reprises récurrentes opérées depuis 2007 (total : 1,2 Md €) et de l'appauvrissement des collectivités locales qui en résulte.*

La Cour rappelle à juste titre que les provisions pour renouvellement constituent une spécificité de la comptabilité des concessionnaires, liée à l'absence de propriété des immobilisations. Il serait utile en complément de présenter le double cadre de passation de ces provisions :

- le cadre contractuel : le cahier des charges modèle 1992, qui régit la plupart des concessions avec ERDF (sauf celles renouvelées depuis 2009) stipule, en son article 10 : « En vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, (...), le concessionnaire sera tenu (...) de constituer des provisions pour renouvellement ».*
- le cadre fiscal : l'instruction 4-E-3-98 du 8 juin 1998 rappelle la déductibilité fiscale des dotations passées, sous réserve du respect d'un mode de calcul précis. Les 10,3 Mds € de provisions ont*

permis à EDF puis ERDF d'économiser au total de l'ordre de 3,5 Mds € d'impôts sur les bénéfices.

Le SIPPEREC souhaiterait que la Cour se prononçât sur deux manquements au cadre contractuel :

- ERDF ne passe plus de provisions sur les biens dont les concédants ont été maîtres d'ouvrage et qui sont mis à sa disposition.*
- ERDF ne passe plus de provisions sur les biens intégralement amortis alors même que l'érosion monétaire continue de gonfler leur coût de renouvellement.*

La Cour rappelle l'argument avancé par ERDF : « les provisions pour renouvellement au bilan d'ERDF de 11 Mds € ne constituent pas des disponibilités à la disposition d'ERDF pour investir sur les réseaux ». La Cour étaye cet argument en précisant que : « l'encours annuel moyen de trésorerie et d'actifs financiers d'ERDF oscille en effet entre 2 et 3 Mds € ».

Le SIPPEREC regrette que ce rappel ne soit assorti d'aucun commentaire critique. Les provisions pour renouvellement, comptabilisées en charges d'EDF puis d'ERDF, ont de tous temps été couvertes par le chiffre d'affaires, en d'autres termes payées par les usagers. A leur origine, elles ont donc toujours consisté en des liquidités. Que ces liquidités ne figurent pas à l'actif d'ERDF ne signifie nullement qu'elles n'existent pas.

En effet, le droit comptable n'oblige pas à sanctuariser les provisions dans l'attente de leur utilisation. EDF/ERDF ont donc investi ces sommes de manière transitoire. Ou plus exactement, elles les ont employées à moins emprunter, ce que révèle sans ambiguïté l'absence de dette au bilan d'ERDF.

La Cour ne saurait donc considérer comme elle le fait que les 11 Mds € (10,3 fin 2011) n'existent pas. Ils sont simplement valorisés en attendant. Lorsque ces provisions devront être mobilisées, l'emprunt qu'elles ont permis d'éviter sera réalisé, sans pénaliser financièrement ERDF, le TURPE compensant les intérêts induits.

Le SIPPEREC rejoint en revanche pleinement la Cour quant à ses conclusions sur le devenir des provisions au terme des contrats, dans les termes suivants :

- « ... le solde non-utilisé des provisions pour renouvellement au terme de la concession doit revenir à l'autorité concédante pour lui permettre de remplacer les ouvrages ».*
- « Bien que ce ne soit pas possible dans le cadre juridique actuel, à l'occasion d'un renouvellement du contrat de concession, les provisions constitueraient bien une dette vis-à-vis du concédant si celui-ci venait à choisir un autre concessionnaire ».*

Au passage, le SIPPAREC rappelle que la question du reversement des provisions ne se pose pas uniquement dans une perspective d'évolution du cadre juridique. L'article 31 du cahier des charges de concession modèle 1992 le prévoit aussi en cas de renouvellement simple à l'échéance du contrat en cours.

Le reversement obéit à une logique évidente : dès lors qu'il serait assuré de conserver les provisions non-utilisées au terme du contrat, ERDF aurait un intérêt objectif à différer les renouvellements.

1.5. Sur le caractère jugé inéluctable de la hausse à venir du prix de l'électricité :

Le SIPPAREC réaffirme la nécessité de s'interroger sur la manière dont sont appréciés les coûts et, à cet effet, revendique une transparence non-assurée aujourd'hui.

Le SIPPAREC ne nie pas que divers facteurs, en particulier les investissements à consentir, puissent jouer dans le sens de la hausse du tarif moyen du kWh électrique. Mais il considère que s'impose en parallèle une règle de stricte couverture des coûts, dont la vérification peut amener à s'interroger sur des surestimations, et son corollaire obligé : la transparence.

Le Syndicat illustrera cette préoccupation de trois exemples :

→S'agissant de la tarification du réseau de distribution, le recours qu'il a intenté en 2009 contre la décision ministérielle relative au TURPE 3.

Le SIPPAREC contestait l'évaluation du taux de rémunération de la base d'actifs régulée, en ce qu'elle ignorait les financements gratuits dont a pu bénéficier ERDF : « comptes spécifiques des concessions » et provisions pour renouvellement.

Le Conseil d'État, dans sa décision du 28 novembre a donné raison au Syndicat, demandant à la CRE et au Gouvernement un recalcul du TURPE 3, au motif que « ces tarifs ne seraient pas de nature à satisfaire l'exigence de couverture des coûts complets supportés par les gestionnaires de réseaux ».

→S'agissant de la transparence des coûts de distribution :

Le SIPPAREC avait donc attaqué la décision ministérielle relative au TURPE 3 sur la question de la (sur)-rémunération de la base d'actifs régulés.

Il aurait été bien en peine de se pencher sur la couverture des coûts d'exploitation. Ceux-ci, bien que représentant 4,3 Mds € annuels moyens, ne sont en effet décomposés dans aucun document public.

→S'agissant de la transparence des coûts de fourniture :

Le SIPPEREC observe que la CRE elle-même partage parfois sa perplexité sur la transparence de certains coûts.

Lorsque, par décision du 5 mai 2011, elle accepta de valider l'estimation que faisait le Gouvernement du prix de cession par EDF de l'électricité nucléaire historique aux fournisseurs intéressés (dispositif dit de l'« ARENH », qui va progressivement conditionner la part fourniture du tarif réglementé), la CRE en profita pour déplorer : « La saisine du Gouvernement ne précise pas les méthodes d'identification et de comptabilisation des coûts ayant conduit à déterminer le prix de l'ARENH au niveau de 42 €/MWh à compter du 1^{er} janvier 2012. » et ne manqua pas de préciser que sa propre méthode « conduisait à un prix compris dans une fourchette allant de 36 €/MWh à 39 €/MWh ».

Pour autant, elle ne remettait pas en cause la proposition du Gouvernement. Cet épisode illustre une nouvelle fois l'opacité qui entoure la question de la fixation du prix de l'électricité en France.

Le Syndicat souhaiterait que la Cour, à revers du discours ambiant sur l'inéluctable hausse du tarif, et dans la continuité de ses travaux sur le coût de l'électricité nucléaire rendus publics en janvier 2012, s'interroge sur les méthodes de tarification et appelle à la nécessaire transparence des coûts.

2. Les questions relatives à l'économie de la concession :

2.1 Le rapport formule des observations critiques sur la situation des syndicats d'électricité qui ne semblent que partiellement refléter les constats des rapports des CRC

Le SIPPEREC ne partage pas la remarque formulée par la Cour concernant l'évolution de ses effectifs et des dépenses de personnel du Syndicat de 30 % entre 2005 et 2010, qu'elle semble imputer à la seule augmentation des investissements du Syndicat en matière d'enfouissement des réseaux de distribution d'électricité basse tension.

En effet, le SIPPEREC exerce, sur la période 2005-2010, au-delà de la compétence « électricité », deux autres compétences optionnelles mobilisant des effectifs :

- autorité organisatrice des réseaux urbains de communication électronique et de services de communication audiovisuelle (depuis 1997),*
- développement des énergies renouvelables (depuis 2006).*

En conséquence, il est erroné de considérer que l'évolution des effectifs du Syndicat est imputable à la seule compétence électricité et notamment au développement de l'activité de maîtrise d'ouvrage de l'enfouissement du réseau électrique. Cette activité n'a fait l'objet que d'un seul recrutement complémentaire en septembre 2009, soit une augmentation

de 2,6 % des effectifs globaux du SIPPAREC par rapport à ces mêmes effectifs en 2005. Les autres recrutements que mentionne la Cour ont concerné, d'une part, le pôle communications électroniques et, d'autre part, le pôle énergies renouvelables et maîtrise de l'énergie.

Enfin, le projet de rapport souligne que « la redevance R1 est versée même en l'absence de contreparties effectives de la part de l'autorité concédante », en mentionnant un exemple constaté par une CRC. Il apparaît surprenant de formuler sur ce point un constat à caractère général alors qu'il s'appuie sur un seul exemple. Surtout, la Cour n'évoque pas le cas dans lequel l'autorité concédante est limitée dans l'exercice de son pouvoir de contrôle par plusieurs éléments :

- l'absence d'inventaire physique exhaustif et régulièrement mis à jour en cohérence avec l'inventaire comptable (rapport de la CRC d'Ile-de-France sur le SIPPAREC – p. 13) ;
- l'absence d'explications du concessionnaire sur les écarts parfois considérables constatés entre bases techniques et bases comptables (ibid, p – 13) ;
- la gestion en masse financière par le concessionnaire d'une fraction très significative (40 %) du patrimoine de la concession, les « biens non localisés » (ibid, p. 14) ;
- l'impossibilité pour l'autorité concédante d'exploiter les données produites par le concessionnaire dans les CRAC (ibid, p. 25).

Ces constats ne sont pas spécifiques à la concession du SIPPAREC, les points relevés ci-dessus faisant l'objet d'un traitement identique pour l'ensemble des concessions d'ERDF.

S'y ajoute en outre, dans certains cas, des refus du concessionnaire de communiquer des informations pourtant demandées dans le cadre du contrôle. Le SIPPAREC a été confronté à cette situation lors d'un contrôle effectué en 2008-2009⁸⁵, le concessionnaire ayant refusé de communiquer, par exemple, les rapports techniques et financiers ayant conduit à décider la reprise de 596,7 millions d'Euros de provisions pour renouvellement⁸⁶, dont 17,6 millions de provisions sur la seule concession du SIPPAREC.

⁸⁵ Contrôle notifié au concessionnaire le 22 septembre 2008.

⁸⁶ Relatives aux compteurs et bâtiments des postes de transformation.

2.2 Contrairement à ce que laisse entendre le projet d'insertion, le contenu des rapports d'activités (CRAC) remis par le concessionnaire n'apparaît pas satisfaisant, comme le relèvent d'ailleurs plusieurs rapports de CRC, et ne fait pas apparaître de manière réaliste les flux de péréquation inter-concessions

Le projet de rapport semble valider le principe selon lequel le concessionnaire n'aurait qu'« une obligation limitée d'information du concédant » sans prendre en compte les débats qui existent sur ce point et ont d'ailleurs été retracés dans plusieurs rapports de CRC⁸⁷.

L'article L. 2224-31 du CGCT auquel se réfère la Cour ne peut se substituer aux dispositions contractuelles, notamment l'article 32 C du modèle de cahier des charges de 1992⁸⁸.

Les dispositions de l'article 32 C du contrat viennent préciser celles de l'article L. 2224-31 du CGCT en mettant en œuvre le pouvoir de contrôle de l'autorité concédante et ne sauraient à ce titre être ignorées. Le projet d'insertion pourrait utilement s'y référer dans la mesure où le contrat s'impose aux parties signataires et ne saurait être ignoré sur des dispositions aussi importantes.

De surcroît s'agissant du L. 2224-31, il semblerait opportun que la Cour mentionne la décision du Conseil d'État du 21 décembre 2012 « Commune de Douai », qui a, notamment sur la base de cet article, conclu que le concessionnaire devait remettre un inventaire précis du patrimoine concédé à l'autorité concédante, ce qui précise utilement la portée de l'article L.2224-31 et les obligations qui en découlent.

Le projet d'insertion se réfère ensuite à l'avis du Conseil National de la Comptabilité (CNC) du 19 décembre 1984 pour acter que le concessionnaire est dispensé de l'obligation d'établir un compte de résultat par concession.

Or, il existe, du point de vue du SIPPAREC, de solides arguments pour considérer que cet avis, sur lequel s'appuie systématiquement le concessionnaire pour refuser de communiquer au Syndicat un compte de résultat détaillé, ce qui restreint le pouvoir de contrôle dévolu au SIPPAREC en sa qualité d'autorité concédante, est aujourd'hui caduc et n'a de plus jamais eu de portée prescriptive.

En premier lieu, en application de l'ordonnance n°2009-79 du 22 janvier 2009 modifiée, le CNC a été remplacé par l'Autorité des Normes Comptables ;

⁸⁷ En particulier les rapports de CRC relatifs au SIDEC du Jura et à la Ville de Lyon.

⁸⁸ Voir cet article dans le modèle de cahier des charges établi entre la FNCCR et ERDF : http://www.fnccr.asso.fr/documents/Cchelec_6.pdf

En second lieu, le CNC ne disposait que d'un pouvoir consultatif. Son avis du 19 décembre 1984 n'a donc aucune portée contraignante, malgré son intitulé qui laisse à penser que, par cet avis, le CNC a statué sur la « conformité » du plan comptable d'EDF au plan comptable général.

Au-delà de ces considérations, on peut s'interroger sur la pertinence que cet avis est susceptible d'avoir aujourd'hui compte tenu des multiples réformes intervenues dans le secteur de l'électricité depuis 1984.

Ainsi, 25 ans plus tard, dans un environnement législatif totalement refondu, les deux arguments du CNC n'ont plus de sens :

- le fait que les tarifs soient fixés au plan national n'interdit en rien de les localiser concession par concession. Au demeurant, la recette d'acheminement est l'une des rares rubriques natives et signifiante du compte produits – charges du CRAC, i.e. valorisée par application du tarif national (TURPE) aux quantités effectivement vendues sur le territoire syndical ;*
- les produits spécifiques relatifs à l'activité de distribution sont aujourd'hui parfaitement discernables à deux égards : premièrement, depuis novembre 2002, ils sont régis par le TURPE distribution et donc distincts ; deuxièmement, l'activité de distribution est désormais juridiquement et comptablement scindée au sein du groupe EDF (loi du 10 février 2000) ;*

Le SIPPEREC constate que, du fait des évolutions qui ont affecté l'établissement public EDF (passage à un statut de société de droit privé, dissociation comptable des activités commerciales et des missions de service public,...) le plan comptable général d'EDF qui a fait l'objet de l'avis du 19 décembre 1984 ne peut nécessairement plus être appliqué.

Enfin, par cet avis, le CNC se prononce sur la conformité du plan comptable d'EDF au plan comptable général approuvé par arrêté du 27 avril 1982, plan comptable qui n'est plus en vigueur.

Pour autant, le concessionnaire prend appui sur cet avis pour refuser la communication de nombreuses informations à la maille de la concession. Il en résulte qu'il remet aujourd'hui des comptes de concession dans lesquels plus de 80 % des charges imputées à la concession (présentées de plus dans des rubriques fort peu détaillées) sont reconstituées par l'application de clés de répartition à des montants régionaux ou nationaux ce qui leur ôte toute signification économique.

Cette situation a d'ailleurs conduit la CRC d'Ile-de-France à conclure que « quel que soit le mode de calcul des charges et produits de la concession, qu'ils soient calculés directement à la maille de la concession ou qu'ils soient affectés au moyen d'une comptabilité analytique, les données

produites doivent être exploitables par l'autorité concédante » et que « tel n'est pas le cas des CRAC produits, chaque année, par ERDF »⁸⁹.

La lisibilité des données transmises est également altérée, comme le soulignent le rapport d'observations définitives du SIPPEREC (p. 25) et d'autres rapports (SIDEDEC du Jura), par de fréquents changements des méthodes comptables opérés par le concessionnaire. Ainsi, les modalités de calcul des charges de personnel ont été révisées dans le CRAC 2010 tandis que les CRAC 2011 font apparaître un nouveau poste dénommé « charges centrales ». Il est à noter que ces « charges centrales » apparaissaient dans les CRAC jusqu'en 2005 mais avaient été supprimées depuis les CRAC 2006.

Dans ces conditions le SIPPEREC considère que la formulation adoptée par la Cour, qui indique, dans son projet d'insertion, que « (l)'analyse de nombreuses concessions a permis de vérifier qu'ERDF produit généralement l'ensemble des éléments requis », ne correspond pas à la réalité.

En outre, il résulte du constat précédemment exposé sur les comptes transmis dans les CRAC qu'il est impossible d'appréhender aujourd'hui les réalités de la péréquation entre concessions.

L'absence de communication de comptes à la maille des concessions ne permet pas d'identifier l'équilibre réel des concessions, donc la réalité des flux de la péréquation. Cette situation est relevée par la CRC de Rhône-Alpes, qui observe, à propos de la concession de Lyon, qu'à l'exception de 2005 la ville a toujours bénéficié de la péréquation ce qui « peut apparaître surprenant pour une concession de type urbain ».

La contribution à la péréquation est déterminée afin d'homogénéiser le ratio « résultat d'exploitation / chiffre d'affaires » de toutes les concessions françaises. Chaque concession doit donc récupérer une quote-part du résultat d'exploitation ERDF égale à sa quote-part dans le chiffre d'affaires. Celles qui sont déficitaires ou peu excédentaires reçoivent donc un apport extérieur et vice-versa.

⁸⁹ Page 25 du rapport d'observations définitives de la CRC d'Ile-de-France sur la concession de distribution d'électricité du SIPPEREC.

La concession du SIPPAREC se trouve dans ce second cas de figure : en 2011 par exemple, elle a extériorisé un ratio de résultat / chiffre d'affaires égal à 24,9 % pour une moyenne nationale de 6,8 % (source rapport financier ERDF). La différence, soit l'équivalent de 18,1 points de chiffre d'affaires, a été écrêtée et attribuée aux concessions les moins rentables.

Chiffres en M€	ERDF	Sipperec	Poids Sipperec
Résultat d'exploitation	839	150	17,9%
Chiffre d'affaires	12 262	601	4,9%
Ratio résultat / CA	6,8%	24,9%	

Sources : rapport financier ERDF 2011 et CRAC de la concession du SIPPAREC 2011

Cette méthode a un effet que l'on peut juger pervers : en reliant le résultat final au seul chiffre d'affaires local, elle le déconnecte totalement du niveau des charges imputées à la concession et, lui ôte toute valeur explicative de la situation économique effective de ladite concession.

Par exemple, si une année donnée, ERDF consent un gros effort de maintenance sur une concession, le résultat après péréquation ne le reflètera pas. Et vice-versa, si l'effort est relâché.

Il serait permis d'imaginer des dispositifs plus fins d'appréciation de la péréquation, fondés non sur une uniformisation forfaitaire et aveugle des différents ratios résultat / chiffre d'affaires, mais sur les caractéristiques physico-économiques des divers territoires : longueur de réseau, nombre de postes et de transformateurs, consommation, ... Au demeurant, un tel dispositif existe, puisqu'il régit le « fonds de péréquation de l'électricité » (« FPE »), institué entre les différents distributeurs non-nationalisés et ERDF.

2.3 L'information patrimoniale du concédant souffre d'importantes carences non relevées dans le projet d'insertion :

Ainsi que l'indique le projet de rapport, la connaissance du patrimoine de la concession par l'autorité concédante, pourtant hautement stratégique dans une perspective de renouvellement prochain des contrats, présente aujourd'hui d'importantes lacunes.

Pour autant, la responsabilité en incombe aujourd'hui principalement au concessionnaire et n'est pas, comme semble le considérer le rapport, le résultat d'une absence de suivi par l'autorité concédante.

La réalisation d'un inventaire de l'ensemble des biens en concession est, en effet, le préalable indispensable à un suivi de l'ensemble des immobilisations du patrimoine concédé.

Or, le concessionnaire refuse jusqu'à présent de réaliser un tel inventaire. Si des informations par communes sont effectivement

communiquées pour certains éléments de réseaux (réseau moyenne tension (HTA), basse tension (BT) et postes de transformations), une part très significative du patrimoine continue d'être gérée en masse financière. Il s'agit, en particulier des branchements et colonnes montantes, des compteurs et transformateurs. Ces biens non localisés représentaient pour le SIPPAREC à fin 2011 42,8 % des immobilisations non amorties de la concession.

Si le concessionnaire a jusqu'alors refusé de mettre en œuvre une démarche d'inventaire de ces biens non localisés, le SIPPAREC espère vivement que la décision du Conseil d'État « commune de Douai » du 21 décembre 2012, qui a conclu des dispositions législatives en vigueur que « le concessionnaire est tenu, pour permettre à l'autorité concédante d'exercer son contrôle sur le service public concédé, de lui communiquer, à sa demande, toutes informations utiles, notamment un inventaire précis des biens de la concession... », devrait donner la faculté aux autorités concédantes d'obtenir à l'avenir un inventaire précis et complet.

Un autre point qui mérite d'être connu concerne la qualité des inventaires pour les immobilisations aujourd'hui suivies individuellement (câbles HTA et BT et postes de transformation).

En effet, les rapprochements effectués dans le cadre des contrôles diligentés par l'autorité concédante peuvent faire apparaître des écarts très significatifs entre bases techniques et bases comptables des immobilisations.

C'est ainsi le constat, d'ailleurs relevé dans le rapport de la CRC⁹⁰, qui a été fait pour le SIPPAREC lors d'un contrôle réalisé en 2007-2008. Celui-ci a montré que les écarts entre inventaires physique et comptable atteignaient, pour le réseau HTA, 12,45 % en valeur relative et 1,88 % en valeur absolue. Il serait donc souhaitable qu'ERDF soit enjoint d'améliorer la qualité des inventaires et d'assurer la réconciliation régulière des bases comptables et techniques.

Une autre difficulté importante pour le concédant tient au refus du concessionnaire de communiquer des informations prospectives chiffrées sur les investissements prévisionnels sur le réseau ainsi que des orientations sur les évolutions prévisibles à une échelle de temps supérieure à trois ans.

Conscient de l'importance essentielle de pouvoir disposer d'une vision prospective sur les investissements et les évolutions du réseau, le SIPPAREC a obtenu que l'avenant au contrat de concession d'avril 2011 intègre le principe de l'établissement et de la remise par le concessionnaire d'un schéma directeur d'investissement.

⁹⁰ Cf p.13 du rapport d'observations définitives de la CRC d'Ile-de-France sur la concession de distribution d'électricité du SIPPAREC.

Le schéma, remis fin 2011, est très peu détaillé, notamment en termes d'objectifs qui sont formulés en termes très généraux ne reflétant pas les réalités de la concession. Aucun calendrier ni ordre de priorité n'est communiqué, pas plus que l'estimation chiffrée des investissements envisagés au-delà de l'année N+1.

Pourtant, la Cour fait état dans le projet de rapport d'un triplement des investissements d'ERDF affectés à la qualité et aux réseaux intelligents sur la période 2011-2020.

S'il est évidemment indispensable que le concessionnaire établisse des projections nationales, il apparaît indispensable que celles-ci soient déclinées localement pour permettre aux autorités concédantes d'assurer un pilotage et un suivi effectif de la concession.

Cela vaut, en particulier, pour les concessions de taille départementale, ou interdépartementale comme le SIPPAREC, sur lesquelles le concessionnaire devrait être à même de décliner les prévisions nationales en fonction des caractéristiques et priorités de chaque concession locale.

2.4 La question des redevances

Concernant les redevances de concession R1 et R2, l'observation selon laquelle « En pratique, ERDF ne dispose que d'une faible latitude sur le montant de ces redevances contractuelles » mérite d'être atténuée pour plusieurs raisons :

- Le versement de redevances de concessions est habituel dans un contrat de délégation de service public. En outre le TURPE prend en charge les redevances, sur la base des prévisions que communique ERDF à la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) lors de l'établissement du tarif. Malgré ses demandes répétées, à la CRE, de communication des montants de redevances pris en compte par le tarif le SIPPAREC n'a jamais pu obtenir cette information.*
- Seul le montant de la redevance R2 est ajusté en fonction des investissements réalisés par les concédants, dont elle est la contrepartie normale. Le montant de la redevance R1 ne varie que marginalement, en fonction d'un indice contractuel, et est donc aisément prévisible.*
- Enfin, la CRE ne partage pas la position d'ERDF et considère au contraire que le montant des redevances peut faire l'objet de prévisions fiables. C'est ce qui a conduit la CRE à se déclarer défavorable à l'inclusion des redevances dans le périmètre du CRCP lors de la dernière consultation relative au TURPE 4⁹¹.*

⁹¹ Consultation publique du 6 novembre 2012 sur les Quatrième Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité.

L'évolution envisagée par la Cour du périmètre des travaux éligibles à la redevance R2 n'apparaît pas acceptable, du point de vue des autorités concédantes, car elle viendrait les priver, sans contrepartie, de ressources contractuellement définies et destinées à financer en outre des investissements présentant un intérêt pour la distribution d'électricité.

En ce qui concerne tout d'abord l'éclairage public, les investissements réalisés sur ce réseau sont aujourd'hui très fréquemment (et presque exclusivement dans le cas du SIPPAREC) orientés vers la maîtrise de l'énergie et éligibles aux Certificats d'Economie d'Energie, ce qui permet de réduire la consommation et consécutivement d'éviter ou de différer des renforcements des réseaux de distribution. Ce faisant, ces investissements sont conduits dans l'intérêt certain des services concédés à EDF et ERDF.

Parallèlement, s'agissant de l'enfouissement des réseaux basse tension, les investissements réalisés dans ce domaine et qui sont qualifiés d'« esthétiques » présentent en réalité un intérêt bien plus large :

- Ils permettent, d'une part, de remplacer des réseaux parfois très anciens⁹² dans un contexte où l'âge moyen du réseau basse tension ne peut être déterminé compte tenu de l'absence d'informations suffisantes transmises par le concessionnaire. Ainsi, les contrôles effectués ont montré que plus de 30% du réseau BT a été posé en 1946 (date indiquée par défaut) sur le territoire du SIPPAREC ;*
- Ils limitent, d'autre part, la sensibilité du réseau basse tension aux aléas climatiques, ce qui apparaît particulièrement judicieux dans le contexte de très forte densité de l'habitat et des activités du territoire du SIPPAREC.*

Enfin, le SIPPAREC tient à exprimer ses plus vives réserves sur la possibilité d'un plafonnement des redevances en cohérence avec la trajectoire du TURPE.

En effet, pour ce qui concerne en particulier la redevance R2, un tel plafonnement :

- ne serait pas conforme aux dispositions des contrats en cours, signés pour la plupart dans la première moitié de la décennie 1990 ;*
- aurait pour effet non seulement de freiner les investissements des autorités concédantes sur le réseau mais pourrait placer de surcroît certaines autorités concédantes dans une situation*

⁹² Par exemple le programme d'enfouissement du réseau dit « en toiture » qui a permis, sur le territoire du SIPPAREC d'enfouir, sur la période 1995-2012, 711 kilomètres de réseaux datant de l'électrification initiale des communes de la proche banlieue parisienne.

financière très délicate compte tenu du mécanisme de versement de la redevance. En effet, la redevance R2

- *n'est pas versée l'année de la réalisation des travaux mais avec un décalage de 2 ans. Autrement dit un tel plafonnement pourrait priver les syndicats d'une partie de leurs recettes d'investissement sur des travaux déjà réalisés et payés.*

2.5 Le poids des raccordements dans les investissements d'ERDF

La forte augmentation des investissements liés aux raccordements depuis 2009 ne peut pas s'expliquer par le raccordement des producteurs délocalisés : pour le SIPPAREC en 2011, les producteurs locaux représentent 2% seulement des branchements réalisés⁹³.

Elle ne peut pas non plus s'expliquer par un surcroît d'activité du marché de l'immobilier sur la période comme le montre l'évolution du nombre de logements autorisés :

<i>Année</i>	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2011</i>
<i>Nobre de logements autorisés</i>	<i>379 120</i>	<i>323 838</i>	<i>410 957</i>	<i>455 679</i>
<i>Evolution par rapport à 2008</i>		<i>- 15 %</i>	<i>8 %</i>	<i>20 %</i>

Source SITADEL

L'augmentation des investissements menés par ERDF pour les raccordements d'usagers peut être rapprochée de la modification du mode de financement des opérations de raccordement. En effet, depuis 2009, les collectivités en charge de l'urbanisme⁹⁴ supportent 60% du financement des raccordements, alors que ce financement était porté en totalité par le concessionnaire auparavant.

Toutes les opérations mises en œuvre lors des raccordements (extension, renforcement, renouvellement du réseau), en sus de la stricte opération de branchement, sont aujourd'hui considérées par ERDF comme étant partie intégrante du raccordement, même si elles sont réalisées par opportunité.

Ce sont les collectivités locales qui financent désormais ces travaux à hauteur de 60%, alors que les usagers ont procuré au concessionnaire, via le TURPE, des provisions pour financer ces mêmes travaux. Cette pratique est dommageable car elle pèse sur les finances locales et conduit à privilégier des travaux de renouvellement indépendamment de leur degré de priorité.

* * *

⁹³ Source CRAC SIPPAREC 2011

⁹⁴ Article 18 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 et arrêté du 28 août 2007 fixant les principes de calcul de la contribution.

S'agissant des recommandations de la Cour, présentées en conclusion de son projet d'insertion, le SIPPEREC tient à souligner les points suivants concernant la préconisation de la signature d'un contrat de service public entre l'État et ERDF :

- le contrat de service public signé le 24 octobre 2005 entre l'État et EDF ne comporte que très peu d'objectifs chiffrés et ne présente aucun aspect contraignant pour l'entreprise. Ainsi, les engagements en termes d'enfouissement de réseau pris par EDF, suite à la tempête de 1999, n'ont pas été tenus. De même, l'engagement de limitation de la hausse des tarifs réglementés de vente à la hausse du coût de la vie n'a pas été non plus respecté. Il est donc raisonnable de s'interroger sur l'efficacité d'un tel contrat.*
 - le SIPPEREC a souligné plus haut le risque de conflit d'intérêt pour l'État qui pourrait être incité à une certaine bienveillance à l'égard d'une entreprise, filiale à 100% d'EDF dont l'État est actionnaire à 85%. Pour mémoire, l'État perçoit annuellement environ 1,8 Md€ en dividendes.*
-

**RÉPONSE DU PRÉSIDENT DU SYNDICAT DÉPARTEMENTAL
D'ÉNERGIE ET D'ÉQUIPEMENT DE LA VENDÉE (SYDEV)**

Cette transmission appelle de ma part les observations suivantes :

La Cour a procédé à une juste analyse du système de distribution électrique français. Si j'accepte l'idée de sa complexité et de sa fragilité juridique, j'estime que le constat pourrait être nuancé par une comparaison à l'échelle européenne de l'état général du réseau de distribution français ce qui permettrait de constater son efficacité technique et économique. J'y ajouterai, et c'est bien une des caractéristiques du service public, que l'intervention des deux acteurs institutionnels – autorité concédante et concessionnaire – n'a pas été la source d'une rupture d'égalité des usagers et l'apparition d'une " fracture électrique ". En cela le modèle français a plutôt bien résisté à la profonde mutation du paysage énergétique.

Pour autant, le constat dressé par la Cour est juste : l'émission des autorités concédantes, l'absence de coordination des investissements, la rémunération du concessionnaire par le TURPE, la dégradation des investissements d'ERDF ont été et sont potentiellement aujourd'hui de nature à fragiliser durablement notre système de distribution.

Il m'apparaît que nos concitoyens restent attachés à ce modèle, convaincus qu'une entreprise nationale est mieux à même de répondre aux besoins croissants de disponibilité et de sécurisation du réseau. La récurrence des événements climatiques exceptionnels en atteste. Garanties du service public de proximité, les collectivités territoriales et leurs groupements exercent une mission essentielle à ce titre.

Comme la Cour l'a noté, le SyDEV se caractérise par un partage atypique de la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux d'électrification. La Cour a bien noté que cela relevait d'une libre disposition contractuelle des parties, établie en 1994, à une époque où il était difficile d'apprécier la dynamique démographique et économique vendéenne. Facteur de déséquilibre croissant, cette dynamique a été à l'origine de différends avec le concessionnaire. La volonté des deux parties de trouver la voie d'une rénovation de leur relation a permis de dénouer amiablement les contentieux et d'ouvrir des travaux d'actualisation du contrat de concession qui devraient aboutir courant 2013.

C'est aussi cette dynamique qui a conduit le syndicat à investir, bien avant d'autres, les thématiques de la maîtrise de la demande en énergie ou la production d'énergies renouvelables avec des bilans exceptionnels en termes de mise à niveau des bâtiments publics, d'optimisation des consommations ou de puissances installées. A cela j'ajouterai des actions importantes de soutien au développement du réseau public de distribution du gaz

(100 communes desservies sur 282 contre 70 en 2005) et l'optimisation des achats de fourniture d'énergie pour les communes en électricité ou en gaz par la gestion de groupements de commandes départementaux. La croissance des effectifs trouve largement son origine dans ces politiques et l'expertise du syndicat est une des plus élevées de France dans bien des domaines.

Conscient des insuffisances du système de distribution électrique français, j'ai souhaité, à l'échelle de la Vendée, explorer avec ERDF les voies d'une rénovation de notre relation contractuelle.

Le SyDEV et ERDF ont initié en Vendée, sur la base d'un constat technique partagé, une coordination renforcée de leurs investissements ce qui a permis de conduire la conférence de programmation en préfecture dans les meilleures conditions. Les deux parties ont conscience des enjeux de la modernisation des réseaux électriques et nous associons notre expertise et nos moyens dans un partenariat sur les réseaux électriques intelligents (Smart Grid).

Au plan national, mon attente est identique aux recommandations de la Cour et je suis convaincu que notre système dual mérite une rénovation et une confortation des rôles respectifs du concédant et du concessionnaire ; il convient également qu'ERDF voit ses responsabilités affirmées par un contrat de service public avec l'État, déclinable au niveau territorial, et garantissant un niveau élevé d'investissements et de résultats. L'inexistence de ce cadre juridique laisse aujourd'hui les autorités concédantes esseulées face à ERDF, même si la FNCCR apporte un soutien précieux au niveau national.

Le modèle français est perfectible et doit s'adapter. Aux côtés de l'État, les autorités concédantes ont pleinement légitimité à participer activement à cette rénovation.

**RÉPONSE DU PRÉSIDENT DU SYNDICAT INTERCOMMUNAL
D'ÉLECTRICITÉ ET D'ÉQUIPEMENT DU DÉPARTEMENT
DE LA VIENNE**

*Je vous informe que je n'ai pas d'observations particulières à
formuler sur ce document.*
