

5 mars 2010

Groupe de travail sur la qualité de la distribution d'électricité

RAPPORT D'ETAPE

A la suite de ses travaux relatifs à l'élaboration du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité en vigueur depuis le 1^{er} août 2009 (TURPE 3), la commission de régulation de l'énergie a créé un groupe de travail chargé d'étudier les remèdes à apporter à la dégradation de la qualité du service rendu par les réseaux de distribution.

Le groupe de travail a procédé à 25 auditions et à 10 déplacements sur le terrain. A partir des informations et propositions ainsi recueillies, le présent rapport décrit la situation et propose des solutions.

Celles-ci comprennent tout d'abord une méthode pour, d'une part, définir le niveau de qualité optimal et, d'autre part, évaluer les investissements à réaliser pour atteindre ce niveau.

Le rapport recense ensuite les possibilités de financement de ces investissements : utilisation de la trésorerie disponible, emprunt, réduction du prix de l'électricité consommée par les pertes, amélioration de la productivité, recours à des capitaux autres que ceux des distributeurs, etc.

La principale cause de la dégradation de la qualité réside en effet dans l'insuffisance des investissements d'ERDF, distributeur soumis à des pressions opposées, dont la résultante est défavorable aux investissements.

La pression la plus importante – celle d'EDF- obéit à la logique d'arbitrage entre des investissements présentant des caractéristiques de rendement et de risque différents, potentiellement au détriment des investissements concernant la distribution.

L'autre pression est celle des autorités de régulation au sens de l'article 18 du décret no 2004-1224 du 17 novembre 2004, c'est-à-dire le ministère chargé de l'énergie, les autorités concédantes de la distribution et la CRE, pour lesquelles les investissements doivent être tels que le niveau de qualité corresponde, à un prix raisonnable, aux besoins des consommateurs. Cette pression est insuffisante, probablement en raison du manque de coordination de ces autorités et parce que les objectifs poursuivis par le ministère chargé de l'énergie sont marqués par le fait que l'Etat est le principal actionnaire d'EDF.

Le rapport propose par ailleurs diverses mesures destinées à améliorer l'exploitation des réseaux par ERDF, notamment la simplification de son organigramme et une plus grande responsabilisation de ses échelons locaux.

Enfin, il préconise le renforcement ou la mise en œuvre effective de dispositifs d'incitation financière des distributeurs à améliorer la qualité.

Le présent rapport est rendu public, sans engagement de la CRE, dans le but de connaître les observations et propositions des parties prenantes, dans la perspective de l'établissement du rapport définitif.

*Michel Lapeyre, vice-président de la CRE, président du groupe de travail
Maurice Méda, vice-président de la CRE, vice-président du groupe de travail*

*Les observations ou propositions peuvent être adressées aux adresses suivantes:
michel.lapeyre@cre.fr et maurice.meda@cre.fr*

1 Les performances des réseaux se sont très sensiblement dégradées

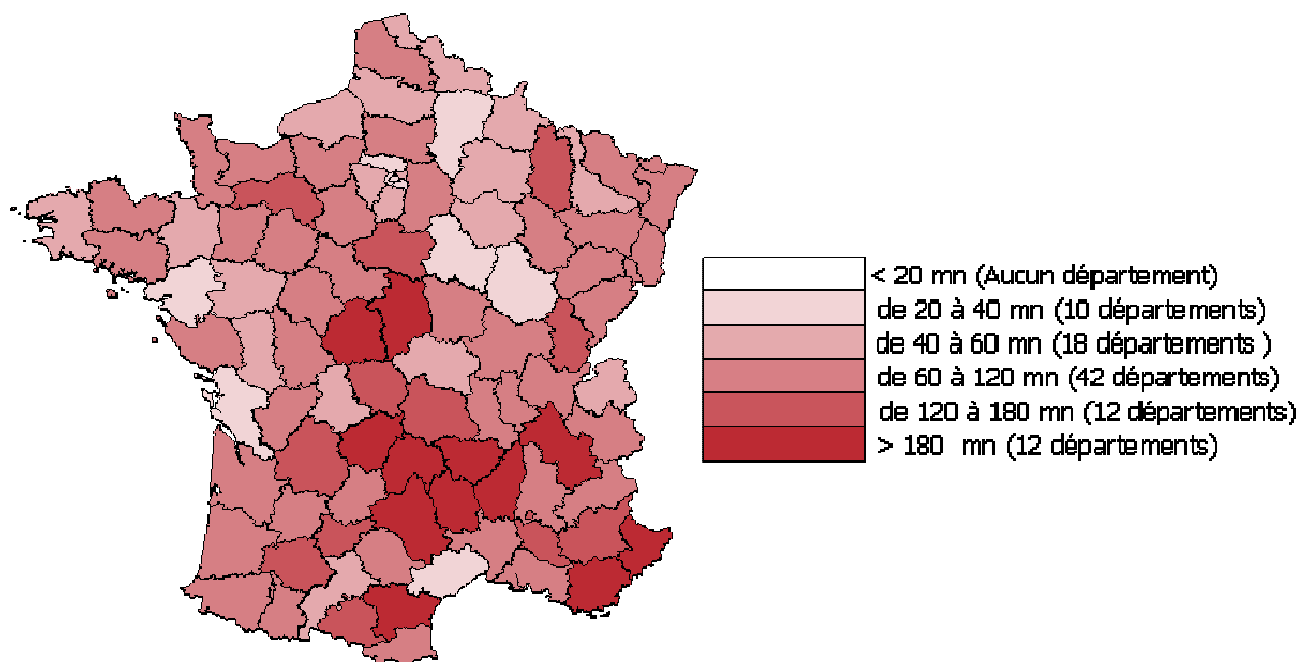
a) Depuis plusieurs années, en particulier dans ses rapports annuels d'activité, la CRE signale la baisse de la qualité du service rendu par les réseaux publics de distribution. Par exemple, le nombre et la durée des coupures augmentent.

Les autorités organisatrices du service public de distribution expriment, pour la plupart, les mêmes critiques. Elles se plaignent en outre de délais d'intervention devenus excessifs. Elles dénoncent l'état d'abandon dans lequel se trouvent aujourd'hui des ouvrages, ce qui a notamment pour conséquence d'enlaidir les paysages urbains et ruraux. Certaines estiment que la situation pourrait s'améliorer si elles avaient la possibilité de changer de concessionnaire ou d'exploiter le service dans le cadre d'une régie.

La tempête Klaus de janvier 2009 a perturbé gravement la distribution dans le sud-ouest de la France. Elle a constitué un révélateur de la situation actuelle de la distribution. Les consommateurs concernés et leurs élus ont été plus nombreux que lors des tempêtes Martin et Lothar en 1999 à critiquer ces coupures et à exprimer leur incrédulité sur le caractère inéluctable de celles-ci.

b) Le temps moyen annuel de coupure des réseaux concédés à ERDF est actuellement de 1 h 30 mn pour le consommateur en basse tension. Il a augmenté de moitié ces dix dernières années. Les disparités sont grandes d'un département à l'autre (en 2008 par exemple, 35 h 31 mn en Lozère et 20 mn à Paris), ainsi qu'à l'intérieur d'un même département.

Encore 62 % de la longueur totale des réseaux sont en technique aérienne. En basse tension, il reste 16 % de la longueur des lignes en conducteurs non isolés.



Temps annuel moyen de coupure longue en basse tension, toutes causes confondues, en minutes, moyenné par département en 2008

c) Les entreprises gestionnaires des réseaux locaux (distributeurs) sont, dans 95 % des communes, la société ERDF (filiale à 100 % d'EDF) et, dans les autres communes, des distributeurs non nationalisés en 1946 (DNN). Des prescriptions en matière de niveau de qualité sont fixées par, d'une part, le ministre chargé de l'énergie et, d'autre part, les autorités organisatrices de la distribution. Le contrôle public de la qualité des réseaux est assuré par les autorités organisatrices.

Ces réseaux sont propriété des autorités organisatrices. La plupart d'entre elles en ont délégué la gestion. Dans ce cas, des concessionnaires (ERDF par exemple) gèrent le service public selon les clauses de contrats de concession qu'ils ont passés avec les autorités organisatrices. Les autres autorités organisatrices gèrent leurs réseaux en régie, selon les dispositions de règlements de service établis par elles.

Les autorités organisatrices ne délèguent pas la totalité de la maîtrise d'ouvrage aux distributeurs. Elles exercent ainsi elles-mêmes la maîtrise d'ouvrage de travaux réputés non rentables pour les distributeurs : extensions et renforcements en zone rurale, améliorations esthétiques. Ces travaux sont financés principalement par les budgets des collectivités locales et par le fonds d'amortissement des charges d'électrification (Facé). Ce fonds est alimenté par les distributeurs. Ses aides sont destinées aux autorités organisatrices situées en zone rurale. Les travaux des autorités organisatrices (urbaines ou rurales) sont aussi financés par des versements directs des distributeurs, dans des conditions fixées par les contrats de concession.

Les distributeurs (concessionnaires et régies) sont rémunérés grâce au tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). Ce tarif est le même quelle que soit l'autorité organisatrice et quel que soit le distributeur. Les distributeurs placés dans des situations plus rentables que la moyenne, en raison des caractéristiques des réseaux qu'ils gèrent et des

consommateurs correspondants, versent des contributions au fonds de péréquation de l'électricité (FPE). Le FPE verse des aides aux distributeurs placés dans les situations moins rentables que la moyenne.

Le TURPE est fixé par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur proposition de la commission de régulation de l'énergie (CRE). Dans le but d'inciter les distributeurs à améliorer la qualité, le tarif en vigueur depuis le 1^{er} août 2009 est susceptible d'être majoré ou minoré chaque année en fonction du niveau de qualité constaté l'année précédente.

d) La dégradation constatée de la performance des réseaux peut s'expliquer par plusieurs causes, de nature et d'importance diverses.

L'ouverture à la concurrence de la fourniture de l'électricité a nécessairement conduit à séparer les activités de distribution et de fourniture d'électricité, jusqu'alors exercées par la même direction au sein d'EDF. Les profonds changements internes intervenus à ce titre ont absorbé une grande partie des efforts des équipes responsables de la distribution à EDF. Il a pu en résulter à la fois une attention moins grande que par le passé aux questions techniques de réseau et, simultanément, un moindre souci de la qualité telle que perçue par le consommateur de la part des équipes désormais en charge de la seule distribution.

En effet, la direction d'EDF chargée de la fourniture a accaparé l'essentiel de la relation avec les consommateurs, au détriment de la direction ERD, puis de la filiale ERDF, chargées de la distribution. De nombreux agents de la distribution se sont ainsi sentis responsables de la qualité moins à l'égard des consommateurs qu'à l'égard des fournisseurs, qu'il s'agisse d'EDF ou de ses concurrents. Or les fournisseurs n'aiguillonnent que rarement le distributeur en vue d'améliorer la qualité des réseaux, car celle-ci ne constitue pas leur première préoccupation.

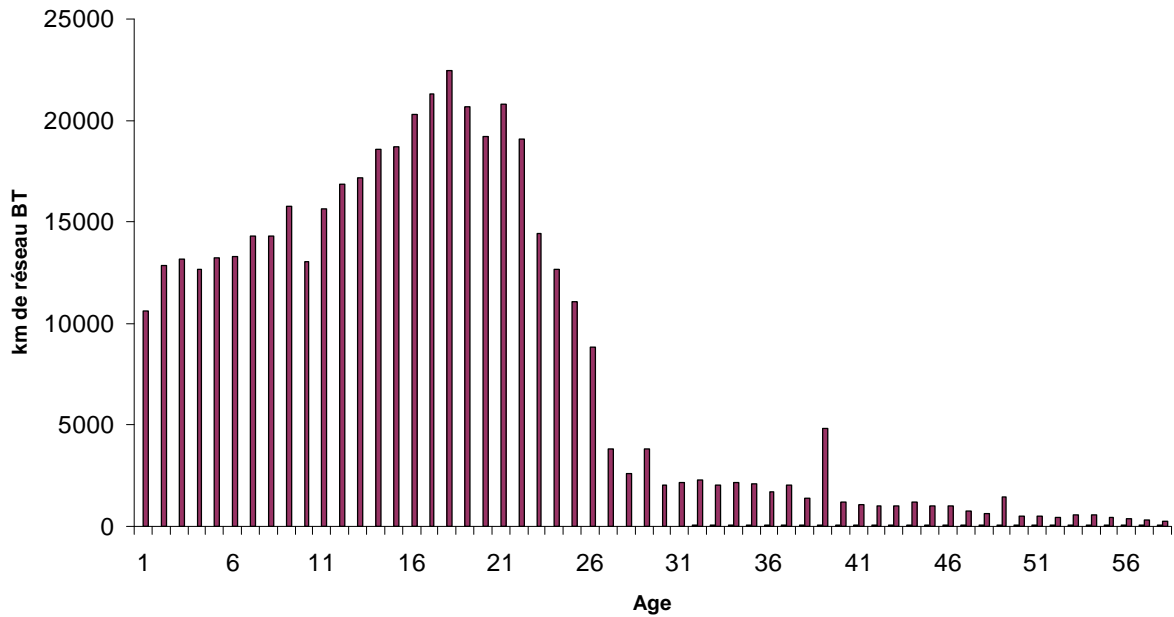
De plus, les organigrammes d'ERD, puis d'ERDF, issus de la nouvelle organisation, ont dilué la responsabilité de la qualité entre plusieurs entités, le plus souvent éloignées du terrain.

De nombreux agents d'ERDF dépendent de plusieurs hiérarchies. Or les frontières de celles-ci sont parfois mal identifiées. Les populations concernées, comme les élus qui les représentent, ne savent donc pas à qui s'adresser. Quand un interlocuteur est enfin trouvé, il n'a généralement pas les attributions suffisantes lui permettant de prendre seul les décisions nécessaires.

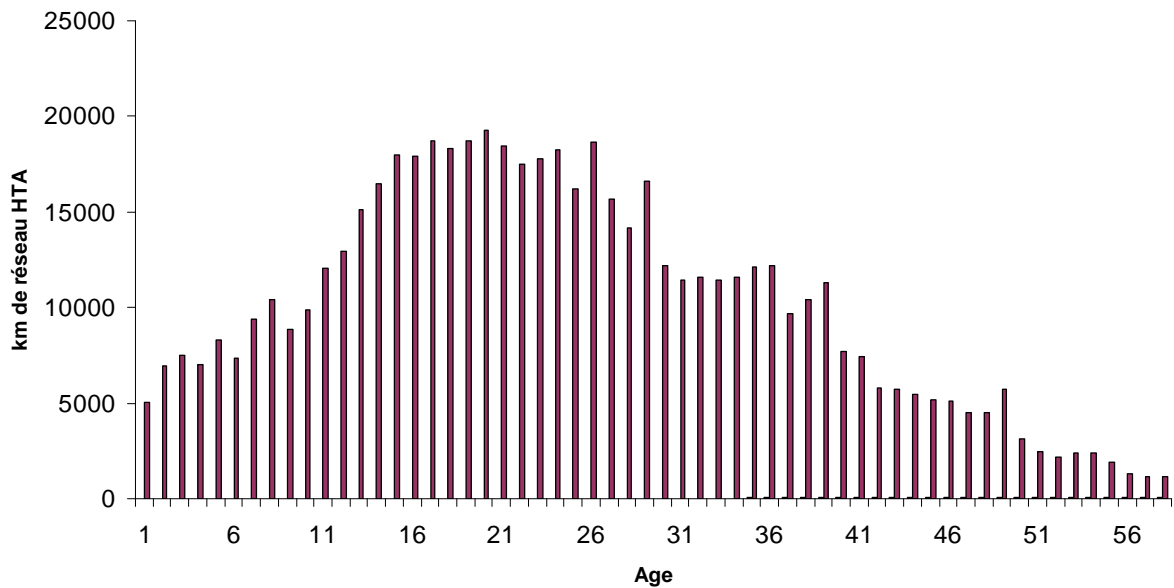
Pour un agent d'ERDF, l'impossibilité de distinguer, aussi clairement qu'il conviendrait, l'interlocuteur approprié dans les hiérarchies dont il relève nuit au dialogue social, ce qui peut diminuer sa motivation, notamment en faveur de la qualité.

Mais la cause la plus déterminante est sans conteste la réduction excessive à la fois de la maintenance préventive et des investissements de modernisation des réseaux concédés à ERDF. Depuis 1992, le tarif de vente de l'électricité n'a cessé de baisser, en monnaie constante. Or, simultanément, EDF a procédé à d'importantes acquisitions à l'étranger. Cette expansion internationale a été financée certes par le recours à l'emprunt et par des gains de productivité, mais aussi par une réduction de la maintenance et de l'investissement sur le territoire national, en particulier par la réduction du renouvellement des ouvrages de distribution vétustes.

Pyramide des âges du réseau BT



Pyramide des âges du réseau HTA



2 Fixer les objectifs de performance des réseaux dans l'intérêt des consommateurs

2.1 Répondre aux attentes actuelles pour la qualité ordinaire

Le niveau de qualité est, pour une large part, fonction des investissements réalisés sur les réseaux. Or, ces investissements, en raison de leur nature même, ont probablement le défaut, aux yeux d'EDF, actionnaire d'ERDF, d'être insuffisamment créateurs de valeur.

Il semble que cette considération a guidé la rédaction du décret et de l'arrêté du 24 décembre 2007, qui fixent le niveau minimum de qualité des réseaux publics de distribution : celui-ci a été fixé à un niveau plus bas que celui qui avait été constaté en 2007.

Ainsi, le décret et l'arrêté autorisent, de fait, un montant insuffisant des investissements. Loin de stimuler la progression de la qualité, ils permettent sa régression. Ces textes sont donc inadaptés aux besoins du consommateur, qui impliquent une progression de la qualité.

Dans ces conditions, il semble indispensable que les performances à atteindre par les réseaux de distribution soient fixées par des structures qui ne sont pas actionnaires d'EDF : la CRE ou les autorités organisatrices.

Les autorités organisatrices sont compétentes pour déterminer les critères de performance de la distribution. De son côté, la CRE devra, en application de l'article 37 de la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, « définir ou approuver des normes et exigences en matière de qualité de service et de fourniture, ou y contribuer en collaboration avec d'autres autorités compétentes ». Dans ce contexte, il semble souhaitable que la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR), qui regroupe les autorités organisatrices, et la CRE établissent en commun un référentiel pour la qualité, en concertation avec les distributeurs.

Ce référentiel serait conçu de manière à respecter à la fois la diversité des situations d'un département à l'autre et l'uniformité qu'implique le caractère national du TURPE. A la différence de la réglementation actuelle, il placerait l'accent plus sur les « points noirs » que sur les valeurs moyennes départementales.

Chaque année, les niveaux de référence des indicateurs de performance et ceux effectivement atteints seraient publiés sur les sites Internet des autorités organisatrices et sur ceux des distributeurs.

2.2 Définir une politique de sécurisation

En décembre 1999, les tempêtes Lothar et Martin ont privé d'électricité 4 millions de foyers. Le coût pour EDF a été de 1,6 Md€ 2009. Le coût de l'énergie non distribuée a été estimé à 2,8 Md€ 2009.

Un rapport sur « la sécurisation du système électrique suite aux tempêtes de décembre 1999 » a été demandé par le ministre chargé de l'énergie au conseil général des mines. Un rapport d'étape, remis le 10 mai 2000 (Rapport Piketty-Trink-Abord de Chatillon), a évalué entre 300 et 400 M€ 2009 l'effort annuel supplémentaire de sécurisation économiquement acceptable à réaliser sur les réseaux de distribution pendant 15 ans.

Le rapport définitif (rapport Piketty-Trink), daté de janvier 2001, a préconisé de retenir la valeur haute de la fourchette, soit 400 M€ 2009. Le montant des travaux réalisés auparavant était de 150 M€ 2009 par an. Le rapport a donc préconisé de réaliser 550 M€ 2009 par an jusqu'en 2017.

Le 1^{er} juin 2006, en application de son contrat de service public avec l'Etat, EDF a présenté son plan « Aléas climatiques ». L'engagement correspondant portait sur un montant annuel d'investissement de 240 M€ 2009 actuels jusqu'en 2017, donc en nette diminution par rapport aux préconisations du conseil général des mines.

En outre, de 2006 à 2009, EDF n'a investi pour la sécurisation des réseaux de distribution, en moyenne, que 170 M€ 2009 par an, de nouveau en diminution par rapport aux engagements du plan « Aléas climatiques ».

En janvier 2009, la tempête Klaus a privé d'électricité 1,7 millions de foyers. Le coût pour ERDF a été de 160 M€. Le coût de l'énergie non distribuée a été estimé à 500 M€.

Les conséquences de cette tempête confirment que la sécurisation des réseaux publics de distribution reste insuffisante. Pourtant, les réseaux de distribution sont des équipements publics indispensables à la vie économique et sociale du pays. Ils sont en particulier nécessaires au fonctionnement d'autres services publics essentiels.

Il conviendrait en conséquence qu'un objectif de sécurisation, actualisé, soit défini et que cet objectif soit tenu, ce qui n'a pas été le cas de l'objectif défini après les tempêtes de 1999. Il semble indispensable que le nouvel objectif soit atteint en 2017, à l'instar de ce qui a été décidé pour le réseau de transport.

De telles dispositions devraient normalement être définies dans le cadre de la politique de sécurisation du système électrique national face aux événements naturels extrêmes, que l'Etat pourrait fixer à partir des propositions que, par lettre du 27 avril 2009, le ministre chargé de l'énergie a demandées au conseil général de l'environnement, du développement durable et de l'aménagement du territoire et au conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies. Ces dispositions seraient complémentaires à celles du plan national de continuité électrique du 18 septembre 2009 du secrétariat général de la défense nationale.

3 Définir une méthode pour déterminer les investissements

La transparence des politiques d'investissement des distributeurs est nécessaire à plusieurs titres, notamment parce qu'elle constitue un élément essentiel de leur indépendance par rapport aux fournisseurs et aux producteurs. Elle est également indispensable pour assurer la coordination des investissements de distribution avec les opérations d'efficacité énergétique, de maîtrise de la demande ou de production décentralisée.

Pour que la transparence soit garantie, un contrôle public est indispensable. Dans ce but, le processus suivant serait envisageable. Il aurait lieu tous les quatre ans, avant l'élaboration de chaque TURPE.

- a) Tout d'abord, le ministre chargé de l'énergie fixerait le taux d'évolution du montant des investissements de qualité et de sécurisation à réaliser pendant la période quadriennale à venir, par rapport à la période quadriennale précédente.

- b) Ensuite, dans ce cadre, chaque distributeur préparerait, par département et pour le territoire qui le concerne, un programme pluriannuel d'investissements de distribution (PPID) et proposerait un montant de travaux correspondant.
- c) Cet avant-projet serait discuté avec les autorités organisatrices de la distribution (syndicat départemental ou conférence départementale mentionnée au IV de l'article L 2224-31 du code général des collectivités territoriales), puis soumis à leur approbation. En cas de refus d'approbation, l'arbitrage relèverait d'une instance nationale dont les membres seraient nommés par la FNCCR et les représentants des distributeurs.
- d) Les projets de PPID approuvés par les autorités organisatrices (ou déterminées par l'instance d'arbitrage) seraient transmis à la CRE. La CRE arrêterait ainsi les montants définitifs des PPID départementaux :
 - dans le cas où le total de ces projets évoluerait, par rapport à la période quadriennale précédente, au-delà du taux fixé par le ministre, les montants de tous les projets seraient réduits dans la même proportion ;
 - dans le cas contraire, les montants définitifs seraient égaux aux montants des projets.
- e) Enfin, au vu des montants définitifs ainsi arrêtés, le PPID définitif serait établi dans chaque département selon la procédure indiquée ci-dessus en b et c.

Le PPID définirait les travaux d'amélioration de la qualité pour les quatre ans à venir. Son objectif serait que soit atteint, si possible au bout de cette période, l'objectif de qualité défini ci-dessus en 2.1.

Le PPID tirerait parti des possibilités locales de substituer, à des travaux sur le réseau, des opérations de gestion de la demande ou de production distribuée. Il tiendrait compte des éventuels plans « climat » des collectivités concernées.

Le PPID comprendrait aussi des travaux de sécurisation. Concrètement, pour le secteur concédé à ERDF, ces travaux pourraient être déterminés à partir des données techniques figurant dans le plan « Aléas climatiques » présenté le 1^{er} juin 2006 par cette entreprise.

Pour la sécurisation, le PPID tiendrait compte des priorités économiques et sociales locales, ainsi que de la diversité des risques d'un département à l'autre : tempêtes, givre, neige collante, avalanches, inondations, mouvements de terrain, incendies de forêt, etc.

Le niveau départemental aurait pour avantage d'être proche des réalités locales, ce qui est essentiel car les investissements sont constitués de multiples petites opérations réalisées dans des contextes différents. Le niveau départemental serait cohérent avec le dispositif réglementaire concernant la qualité, qui organise un suivi de celle-ci au niveau départemental. Il serait cohérent également avec la disposition législative prescrivant l'achèvement, au moins au niveau départemental, du regroupement des autorités organisatrices.

Par ailleurs, pour renforcer la transparence et assurer le suivi de l'exécution des PPID, les distributeurs élaboreraient des programmes annuels d'investissements de distribution (PAID) s'inscrivant dans les PPID. Les PAID et les comptes rendus annuels d'exécution correspondants seraient naturellement contrôlés par les autorités organisatrices concernées.

Les distributeurs rendraient compte à la CRE des montants prévisionnels des PAID, ainsi que des montants de travaux effectivement réalisés.

Les PAID, comme les PPID, instaурeraient de la concertation et de la coordination dans le processus de décision des investissements. Pour renforcer la transparence, ils seraient publiés sur les sites Internet des autorités organisatrices et des distributeurs.

4 Financer les investissements

4.1 Utiliser la trésorerie disponible

La remise à niveau des réseaux concédés à ERDF pourrait être financée en partie par l'utilisation de la trésorerie (2,7 Md€ à la fin de 2008) de cette société.

Il convient de noter à cet égard qu'EDF pourrait trouver un inconvénient à une telle opération. En effet, à la différence de celle de RTE, la trésorerie d'ERDF est gérée de façon centralisée au niveau du groupe EDF. ERDF met ainsi sa trésorerie à disposition de sa maison-mère, qui lui sert en retour un intérêt comparable à ce qu'ERDF obtiendrait sur les marchés financiers. L'intérêt d'EDF est sans doute de bénéficier de ce dispositif aussi longtemps que possible.

4.2 Emprunter

Si le groupe EDF peut être considéré comme trop endetté, il n'en est pas de même d'ERDF, qui n'a aucune dette. Compte tenu de la taille de son bilan, la capacité d'endettement théorique d'ERDF est élevée. En pratique, en se limitant à un endettement d'un niveau comparable à celui de ses fonds propres, ERDF pourrait emprunter environ 3 Md€.

La question se pose toutefois de l'avantage, pour EDF, d'une telle opération. Certes, par rapport au niveau de rémunération fixé par le TURPE, ERDF a la possibilité de réduire le coût effectif de son capital. Mais le gain correspondant est du deuxième ordre par rapport à un arbitrage d'actionnaire entre différents investissements présentant des caractéristiques de rendement et de risque différents. Il est donc possible qu'EDF ne trouve pas d'intérêt à ce qu'ERDF emprunte pour financer des investissements de distribution.

4.3 Réduire le coût des pertes

Actuellement, ERDF achète sur le marché de gros l'électricité dissipée dans les réseaux publics. Le coût annuel correspondant, tel qu'il a été estimé pour calculer le TURPE 3, est égal à 1,4 Md€. Mais il varie d'une année à l'autre, selon les fluctuations du marché. Ce mode de couverture des pertes a donc l'inconvénient d'entraîner des fluctuations du TURPE et d'induire un coût d'achat des pertes sensiblement supérieur au coût complet de production du parc historique français.

Pour l'achat de l'électricité compensant les pertes, l'avant-projet de loi NOME donne la possibilité à ERDF d'accéder, par l'intermédiaire des fournisseurs, à la production nucléaire en base, dont le prix serait réglementé. Dans la mesure où ERDF a d'ores et déjà acheté une

large partie de cette électricité pour les prochaines années, cette disposition ne pourrait toutefois connaître son plein effet que pendant la période du TURPE 4.

Pour ERDF, il résulterait de cette nouvelle modalité d'achat des pertes des liquidités additionnelles de quelques centaines de millions d'euros pour cette période tarifaire. Leur montant ne peut pas être évalué plus précisément tant que ne sont décidés ni le tarif, ni le volume d'énergie bénéficiant de cette disposition.

4.4 Réduire les coûts de gestion

a) En 2007, la CRE a réalisé une étude comparative des coûts de gestion des réseaux de distribution en Europe. Selon cette étude, le coût d'ERD (c'est-à-dire le service de distribution d'EDF devenu en 2008 ERDF) est supérieur de 20% au coût moyen des autres gestionnaires de réseaux de distribution étudiés en Europe, à périmètre comparable. Pour autant, la qualité de l'électricité des réseaux gérés par ERDF n'est pas meilleure que celle des autres réseaux étudiés : elle se situe dans la moyenne européenne.

Elle est en particulier nettement inférieure à celle observée en Allemagne, où les techniques utilisées sont plus robustes que dans notre pays. Par exemple, si les longueurs moyennes de réseau par consommateur dans les deux pays sont comparables (37 m en Allemagne et 38 m en France), 80 % de la longueur totale des réseaux de distribution allemands sont souterrains, alors que ce taux n'est que de 38 % en France. En contrepartie, le niveau moyen de l'équivalent du TURPE en Allemagne est supérieur de moitié au niveau du TURPE en France.

b) L'étude porte aussi sur les six plus grands distributeurs français autres qu'ERDF, qui bénéficient du même TURPE qu'ERDF.

On constate:

- que le coût complet de distribution d'ERD est supérieur à ceux des plus grands distributeurs autres qu'ERD: l'écart avec ERD est de 7 à 19 %, selon les distributeurs ;
- mais que, simultanément, la proportion de souterrain dans les lignes concédées à ERDF est inférieure aux proportions correspondantes des autres distributeurs.

Par exemple, en zone urbaine, le distributeur URM, desservant 132 communes dont Metz, a un temps de coupure sept fois moindre qu'ERDF. Son taux de souterrain est deux fois plus grand.

En zone rurale, la Sicae de Compiègne, desservant 186 communes, a une durée de coupure trois fois moindre qu'ERDF et un taux de souterrain deux fois plus élevé.

c) Ces dernières années, les coûts d'ERD, puis d'ERDF, ont pourtant sensiblement diminué à la suite de la réduction des effectifs, de la fermeture de sites d'exploitation et de l'automatisation des réseaux.

Mais les coûts ont diminué aussi du fait d'une réduction drastique de l'entretien et du renouvellement des ouvrages. Il en est résulté une fragilité accrue des réseaux, à l'origine de nombreuses pannes. Les dépenses de dépannage sont ainsi devenues excessives.

Dans un premier temps, il faudra donc financer à la fois, d'une part, le rattrapage de l'entretien et du renouvellement et, d'autre part, la réparation des pannes qui resteront encore en trop grand nombre. Ce n'est que lorsque les réseaux seront remis à niveau que les dépenses de dépannage reviendront à un niveau normal.

Afin que ses coûts de distribution, toutes choses égales par ailleurs, deviennent proches de la moyenne européenne, ERDF devra augmenter encore sa productivité. Un objectif aussi important semble donc difficile à atteindre pendant la durée du TURPE 3 et même pendant celle du TURPE 4. Il pourrait toutefois être fixé dans le cadre du TURPE 5 (applicable en principe de 2017 à 2020). Un gain de l'ordre de 200 M€ par an est envisageable.

d) Aujourd'hui, sans préjuger de sa compatibilité avec le droit communautaire, la loi française ne permet pas à une autorité organisatrice dont le réseau est exploité par ERDF de changer de distributeur au terme du contrat de concession. En effet, ERDF ne relève pas de la loi no 93-122 du 29 janvier 1993 (loi Sapin).

Cette loi a renforcé les conditions de la concurrence des concessions de service public. Dans les secteurs qui en relèvent, elle a contribué efficacement à accroître la transparence, à faire progresser la qualité et à réduire les prix. En application du code du travail, les nouveaux concessionnaires engagent les collaborateurs de l'ancien concessionnaire affectés à la concession transférée.

Il conviendrait d'étudier dans quelle mesure l'application des dispositions de la loi précitée au cas particulier de l'électricité pourrait, le cas échéant, diminuer le coût de la distribution. La péréquation des charges continuerait d'être assurée par le fonds d'amortissement des charges d'électrification et par le fonds de péréquation de l'électricité.

4.5 Accéder à des capitaux autres que ceux d'ERDF

Une solution envisageable serait de procéder à une ouverture du capital d'ERDF à des investisseurs externes.

En effet, certains investisseurs pourraient être attirés par le placement de long terme et peu risqué que constitue la distribution d'électricité. D'autres investisseurs, présents dans l'énergie ou dans les services publics de proximité, pourraient être également intéressés par une logique industrielle de rapprochement avec un distributeur d'électricité.

La nécessaire indépendance des autorités concédantes, puisqu'elles sont chargées du contrôle local de la qualité, leur interdit d'être au capital d'ERDF (sauf à y être majoritaires). En revanche, elles pourraient être invitées à s'engager plus largement qu'aujourd'hui dans le financement des investissements, en empruntant et en percevant en contrepartie, par l'intermédiaire des distributeurs, une part du TURPE plus importante que maintenant.

Une extension de la maîtrise d'ouvrage directe des autorités organisatrices éviterait au groupe EDF d'augmenter son endettement. En outre, elle permettrait de financer des investissements au coût d'emprunt des autorités concédantes, moins élevé que la rémunération fixée par le TURPE.

4.6 Donner de la visibilité

a) Le présent rapport ne propose pas de montants annuels de travaux à réaliser, mais seulement une méthode pour les fixer. En effet, ces montants ne pourront être fixés qu'à la suite de l'élaboration des programmes pluriannuels d'investissement de distribution (PPID) définis ci-dessus en 3.

S'il est impossible de chiffrer les besoins à ce stade, on peut en revanche préciser, à titre indicatif, le montant de l'enveloppe globale de ressources supplémentaires envisageable sur la base de trois des sources de financement recensées ci-dessus : utilisation de la trésorerie, emprunt, nouvelles modalités d'achat des pertes.

Cette enveloppe n'intègre pas le gain susceptible d'être procuré par un renforcement de l'objectif de productivité pour la période du TURPE 4, par rapport à la période tarifaire actuelle.

D'un montant de 6 Md€, elle porte sur la période couvrant l'actuel TURPE 3 et le futur TURPE 4, c'est-à-dire jusqu'en 2017. Elle permettrait de financer des travaux qui s'ajouteraient à ceux inscrits à la trajectoire d'investissements sur laquelle ERDF s'est engagée pour la durée du TURPE 3. Elle se répartit comme suit :

-Trésorerie disponible : 2,7 Md€

-Emprunt : 3 Md€

-Nouvelles modalités d'achat des pertes : 0,3 Md€ (pour mémoire, car le chiffrage exact n'est pas possible à ce jour)

Total : 6 Md€.

S'il se révélait, à l'issue du processus de programmation mentionné ci-dessus en 3, que le montant de 6 Md€ n'était pas suffisant, le complément nécessaire devrait être financé par une augmentation du TURPE.

b) Plusieurs raisons militent pour une réhabilitation des réseaux aussitôt que possible :

- l'électricité étant de plus en plus vitale pour l'économie, les coupures sont de moins en moins supportables, de moins en moins bien supportées et de plus en plus coûteuses ;

- un ajournement accélérerait la dégradation des réseaux, ce qui augmenterait le coût de la réhabilitation ;

- attendre quelques années conduirait à cumuler les charges de la remise à niveau de la distribution avec celles du renouvellement de la production, ce qui entraînerait des augmentations du prix de l'électricité en proportion excessive.

Il est toutefois essentiel que l'augmentation des investissements soit progressive, afin que les distributeurs puissent organiser au mieux leur maîtrise d'ouvrage. Il est par ailleurs indispensable de donner une visibilité suffisante aux entreprises chargées de l'exécution, afin qu'elles recrutent le personnel nécessaire et acquièrent l'équipement correspondant. A défaut, l'augmentation des travaux d'une année à l'autre aurait pour premier effet d'augmenter les délais et les prix.

5 Améliorer l'exploitation

5.1 Accroître la maintenance préventive

Ces dernières années, les dépenses d'entretien des réseaux (maintenance préventive) ont diminué. Il en est résulté, progressivement, une augmentation des pannes et, par conséquent, des dépenses de dépannage (maintenance corrective).

Ainsi, dans un premier temps, les dépenses totales de maintenance (préventive et corrective) ont certes pu être diminuées. Mais les dépenses de maintenance corrective ont augmenté. Elles atteignent aujourd'hui 57 % des dépenses totales de maintenance.

Ce pourcentage est excessif, ce qui n'est satisfaisant ni pour la qualité du service, ni pour le niveau des dépenses de distribution.

Il convient donc d'inverser la politique de court terme suivie ces dernières années et, pour cela, qu'ERDF renforce significativement la maintenance préventive, ce qui a d'ailleurs été amorcé récemment pour les ouvrages HTA.

Il convient aussi qu'ERDF détermine, de manière transparente, le niveau optimum de la maintenance préventive, en évaluant non seulement les effets sur ses comptes, mais aussi les conséquences sur les comptes des ménages et sur ceux des activités économiques.

A cette occasion, en raison de la progression de la dépendance des consommateurs à la continuité du service public de distribution, il sera nécessaire de vérifier si le coût normatif de l'énergie non distribuée, actuellement adopté par ERDF pour la planification de ses investissements, ne doit pas être réévalué afin de mieux correspondre aux besoins réels de notre pays.

5.2 Développer les travaux sous tension

Ces dernières années, les effectifs d'EDF, puis d'ERDF, affectés aux travaux sous tension en HTA ont diminué d'un tiers. Dès lors qu'ERDF n'accepte pas de sous-traiter ces travaux, il est désormais nécessaire, pour réaliser certains d'entre eux, d'interrompre la fourniture de courant aux consommateurs, ce qui n'était pas le cas auparavant.

Il résulte de ce qui précède qu'ERDF devrait, d'une part, augmenter le nombre de ses agents habilités à travailler sous tension en HTA et, d'autre part, admettre que d'autres entreprises puissent intervenir.

5.3 Améliorer l'organisation en cas d'événement exceptionnel

Lors de la tempête Klaus, de nombreux dépanneurs présents sur le terrain n'ont pas été en mesure d'agir, faute d'autorisation donnée par les agences de conduite des réseaux (ACR). En effet, si le fonctionnement des ACR est satisfaisant en situation normale, il n'en est pas de même lorsque le nombre d'interventions à réaliser est élevé. Il est donc essentiel que soit apportée une solution au problème posé par ces goulets d'étranglement que constituent les ACR.

Une solution doit également être apportée aux difficultés rencontrées par les agents des ACR pour joindre les responsables de terrain quand, faute d'énergie électrique, les réseaux publics de télécommunication sont inopérants. Des moyens de communication propres à ERDF ou le recours (comme RTE) à la téléphonie satellitaire semblent souhaitables.

5.4 Changer l'organisation territoriale d'ERDF

La gestion d'un réseau de distribution comprend une multitude de petites interventions à réaliser dans des contextes locaux très divers. Pour un tel service public de proximité, il est utile et opérationnel que le niveau de la décision soit aussi proche que possible du terrain. Cette proximité est moins naturelle pour une entreprise de grande taille, comme ERDF, que pour les autres distributeurs français, ainsi d'ailleurs que pour de nombreux autres distributeurs en Europe ayant une taille inférieure à celle d'ERDF.

A ERDF, un trop grand nombre de responsabilités sont diluées entre plusieurs personnes, de surcroît souvent géographiquement éloignées les unes des autres. Les coûts de gestion s'en ressentent quand une décision simple est prise par plusieurs personnes, alors qu'une seule suffirait. Des délais sont excessifs pour la même raison.

En vue d'une meilleure efficacité, il est nécessaire qu'ERDF procède à la refonte de son organigramme. Il semble à cet égard souhaitable que celui-ci soit simplifié et que les directeurs territoriaux disposent de véritables responsabilités, ainsi que des moyens réels de les exercer.

95 % des collaborateurs d'ERDF sont aussi collaborateurs de GRDF. Certes, cette organisation améliore le maillage territorial en zone rurale. Mais aujourd'hui, pour les consommateurs, elle accentue la difficulté de comprendre le nouveau système électrique et gazier. Par exemple, devant les mêmes interlocuteurs, un responsable commun aux deux entreprises peut vanter le chauffage au gaz quand il agit au nom de GRDF, puis exprimer le contraire quand il parle au nom d'ERDF

En outre, dans l'hypothèse d'une ouverture à la concurrence des concessions de distribution, ERDF et GRDF seraient en compétition. L'organisation actuelle ne pourrait pas alors être maintenue.

6 Inciter financièrement les distributeurs

6.1 Accentuer le caractère incitatif du TURPE

Dans le cadre du TURPE 3, actuellement en application, une incitation à diminuer la durée nationale moyenne de coupure a été mise en place pour la première fois.

Concrètement, un objectif de réduction de cette durée a été fixé à ERDF. Un bonus est attribué à cette société en cas de dépassement de l'objectif. Un malus lui est appliqué si l'objectif n'est pas atteint. Le bonus et le malus sont plafonnés à 50 M€.

A partir du retour d'expérience du TURPE 3, la CRE préparera un dispositif d'incitation renforcé, à mettre en œuvre dans le cadre des tarifs suivants.

6.2 Renforcer l'indemnisation des utilisateurs des réseaux

Quand un consommateur subit une coupure de courant, le TURPE qui lui est appliqué fait l'objet d'un abattement forfaitaire en application de l'article 6 du décret no 2001-365 du 26 avril 2001. Le principe d'une telle indemnisation ne peut qu'être approuvé.

Mais il n'en est pas de même de son montant, nettement insuffisant. En effet :

- seules les interruptions d'une durée supérieure à 6 heures sont prises en considération ;
- et l'abattement n'est égal qu'à 2%, par période de 6 heures, du montant annuel de la seule composante du TURPE fonction de la puissance souscrite.

En pratique, l'abattement n'est que de trois euros environ, en moyenne, pour les coupures de durée supérieure à six heures affectant les consommateurs domestiques ou professionnels ayant une puissance inférieure à 36 kVA.

Pour le distributeur, ce dispositif ne constitue donc pas une véritable incitation. Pour le consommateur, il conduit à une indemnisation dérisoire, qui soit passe inaperçue, soit choque car représentant peu de chose par rapport à la gêne subie par un ménage ou par une entreprise.

Il convient donc de renforcer ce dispositif, en augmentant sensiblement le taux d'indemnisation et en le rendant progressif. Le nouveau dispositif pourrait utilement s'inspirer de dispositions applicables dans plusieurs pays européens en matière d'indemnisation de la dégradation de la qualité.

6.3 Prendre le décret relatif aux sommes consignées en cas d'inaction du distributeur

Selon le III de l'article 21-1 de la loi no 2000-108 du 10 février 2000, « lorsque le niveau de qualité n'est pas atteint en matière d'interruptions d'alimentation imputables aux réseaux publics de distribution, l'autorité organisatrice peut obliger le gestionnaire du réseau public de distribution concerné à remettre entre les mains d'un comptable public une somme qui sera restituée après constat du rétablissement du niveau de qualité ».

Pour que ce dispositif soit opérationnel, il est nécessaire que soit pris un décret en conseil d'Etat. Afin que le montant consigné soit réellement incitatif, il serait souhaitable qu'il soit égal au coût estimé des travaux.

CINQ PROPOSITIONS

En conclusion, le présent rapport formule les propositions suivantes.

- 1. Etablir des objectifs de performance des réseaux répondant aux attentes des consommateurs, à un coût raisonnable.**
- 2. Déterminer les investissements nécessaires grâce à une collaboration des autorités de régulation nationales et locales.**
- 3. Financer les investissements destinés à retrouver la qualité par : la trésorerie disponible, l'emprunt, la réduction du coût des pertes et le recours à des capitaux complétant ceux d'ERDF.**
- 4. Simplifier et décentraliser l'organigramme d'ERDF.**
- 5. Renforcer les incitations financières des distributeurs destinées à améliorer la qualité.**