

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 9 juillet 2013 sur les quatrièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité

Observations provisoires de la FNCCR sur la consultation de la CRE du 9 juillet 2013

NB.

1) Compte tenu des enjeux politiques importants de ce dossier, la position de la FNCCR ne pourra être considérée comme définitive qu'après délibération de son Conseil d'administration, qui se réunira dans cette perspective le 11 septembre prochain. Les indications de la présente note sont donc susceptibles de précisions voire d'évolutions.

2) La présente note propose une approche tarifaire distincte de la « méthode ERDF » et de la « méthode alternative ». Les développements ci-dessous répondent à la plupart des questions posées par la CRE, auxquelles il ne sera par conséquent pas fait de réponse spécifique.

En préambule, la FNCCR rappelle tout d'abord qu'elle regroupe au niveau national les autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE), mais également de nombreuses entreprises publiques ou coopératives de distribution d'électricité.

La FNCCR relève que la CRE évoque pour la première fois clairement dans sa consultation publique la prise en compte des spécificités des concessions de distribution publique d'électricité. La FNCCR rappelle qu'elle avait, à plusieurs reprises lors de ses précédentes contributions, demandé à la CRE des précisions sur la façon dont elle tenait compte des particularités liées au cadre des concessions, estimant que les principes applicables à la couverture tarifaire des engagements contractuels d'ERDF vis-à-vis des autorités concédantes nécessitaient plus de transparence, cette couverture tarifaire étant par ailleurs insuffisante. Si la FNCCR peut se féliciter de cette évolution de l'approche de la CRE, elle estime en revanche qu'il est totalement anormal que les AODE n'aient pas été consultées concernant les données chiffrées qui les concernent, en particulier s'agissant des hypothèses afférentes aux redevances de concession.

La CRE présente, pour le calcul des charges de capital et subséquemment du revenu tarifaire, deux méthodes, l'une proposée par ERDF, l'autre qualifiée d'alternative. La FNCCR considère que cette approche binaire est, à certains égards, trop restrictive, chacune des méthodes présentant des avantages mais aussi des inconvénients rendant difficile un arbitrage univoque : il doit être possible de sortir de cette alternative, en recherchant une formule préservant l'intérêt des différentes parties en présence, et donc au final l'intérêt général.

Après un rappel de quelques principes structurants (I), la présente note fera en conséquence une présentation globale de l'approche tarifaire proposée par la FNCCR (II).

I – Rappel de quelques principes

A/ Caractère industriel de l'activité régulée

L'aspect fortement capitalistique de la mission de développement des réseaux de distribution dont ERDF est chargée sur sa zone de desserte nécessite que l'opérateur puisse exercer son activité dans un cadre présentant une bonne sécurité juridique (i), une visibilité financière compatible avec la durée de vie des ouvrages (ii) et une permanence des méthodes (iii), notamment concernant les conditions de rémunération des investissements, pour autant que ces méthodes satisfont aux fondamentaux ici exposés.

i- Le cadre juridique du TURPE est aujourd'hui constitué en premier lieu par la directive 2009/72/CE du 13/7/09, dont l'article 49 prévoit que les Etats membres prennent avant le 3/3/2011 les dispositions législatives, réglementaires et administratives nécessaires pour se conformer à la directive. La FNCCR demande à ce titre que la conformité du droit interne français à cette directive soit bien évaluée, et que le cas échéant les dispositions du décret du 26 avril 2001 soient adaptées si cette conformité le rend nécessaire. En particulier, le 4 de l'article 35 de la directive précise que les Etats « *veillent à ce que, dans l'exécution des tâches de régulation qui lui sont conférées par la présente directive et la législation connexe, l'autorité de régulation veille à ce que son personnel et les personnes chargées de sa gestion ne sollicitent ni n'acceptent d'instructions directes d'aucun gouvernement ...* » ; le point 5 précise également qu'afin de protéger l'indépendance de l'autorité de régulation, « *les Etats membres veillent notamment à ce que l'autorité de régulation puisse prendre des décisions de manière autonome, indépendamment de tout organe politique...* » : il est nécessaire de vérifier dans quelle mesure ces dispositions s'accommodent d'un encadrement par décret de la marge de manœuvre de la CRE dans la fixation du TURPE, l'article 37.6.a de la directive susmentionnée assignant par ailleurs aux tarifs de transport et de distribution l'objectif de permettre de réaliser les investissements nécessaires à la viabilité des réseaux. Il convient de bien tirer les conséquences de cette obligation de financement en ce qui concerne la détermination du périmètre de couverture tarifaire.

La FNCCR note au passage que l'article 37.3.d de la directive susvisée précise que les tarifs d'accès au réseau perçus par le gestionnaire de réseau indépendant incluent une rémunération du ou des propriétaires de réseau, qui rétribue de manière appropriée l'utilisation des actifs du réseau et les éventuels nouveaux investissements effectués dans celui-ci. Si la CRE a (comme rappelé ci-dessus) intégré pour la première fois dans son approche la dimension concessive, elle ne tire pas selon nous toutes les conséquences logiques de cette dimension, puisque si la « méthode d'ERDF » conduit bien à identifier une « BAR concédant », elle ne traite pas pour autant (non plus d'ailleurs que l'approche dite « alternative ») le flux de revenu subséquent comme un revenu dû aux propriétaires des réseaux que sont les autorités concédantes : un progrès très important reste encore à accomplir sur ce plan.

ii- La rémunération tarifaire du capital est, avec la couverture tarifaire des dotations aux amortissements et aux provisions (si celle-ci est prévue), la ressource qui génère la capacité d'autofinancement du gestionnaire de réseau. De ce point de vue le taux marginal de rémunération est important, mais il convient également de tenir compte du taux moyen, qui détermine le cash-flow global qui s'attache à un stock de capital donné. Ceci dit, la rémunération du capital doit constituer une incitation à investir et non à remonter vers la maison mère des dividendes excessifs (car ne permettant plus de tenir la trajectoire d'investissement prévue) ou divers autres flux notamment sous forme de prestations. La FNCCR estime indispensable que la CRE se saisisse de manière transparente de cette question qu'elle avait d'ailleurs évoquée succinctement dans l'un de ses rapports d'activité. Elle devrait à tout le moins prendre position sur l'encadrement des flux financiers remontant de la filiale ERDF à la maison-mère EDF, sur la base d'une analyse plus précise et transparente de l'ensemble des flux, qui ne se limitent pas aux seuls dividendes, mais comprennent également la contrepartie de « prestations » dont le contenu et sans doute leur juste montant par rapport aux « services rendus » par la maison-mère mériteraient une justification explicite y compris par rapport aux exigences du droit communautaire. Rappelons sur ce point que la directive 2009/72/CE confère au régulateur la mission de « faire en sorte qu'il n'y ait pas de subventions croisées entre les activités de transport, de distribution et de fourniture » (point f du 1 de l'article 37).

iii- La FNCCR considère qu'il serait néfaste pour le service public d'acheminement de l'électricité par les réseaux de distribution que le taux de rémunération intégré dans le calcul économique au moment d'un choix initial d'investissement soit remis fortement en cause à la faveur d'une nouvelle période tarifaire alors que les ouvrages sont encore loin du terme de leur durée de vie. La perspective d'une réduction ultérieure de la rémunération pour un actif donné interdit pratiquement le recours à l'emprunt pour son financement (cf. LINKY). Il est au contraire nécessaire que le taux moyen (et pas seulement le taux marginal) de rémunération des investissements reste conforme à celui sur la base duquel la plupart des investissements récents ont été décidés, de façon à éviter un effet de « yoyo » au niveau du calcul économique, préjudiciable à la stabilité des engagements d'investissement d'ERDF dans la durée. Cela conduit à la nécessité de lisser fortement les évolutions du taux de rémunération d'une période tarifaire à une autre, sauf à créer un véritable « risque régulateur », qui ferait du régulateur national qu'est la CRE en réalité un véritable « perturbateur » économique...

La FNCCR considère enfin que les règles concernant les durées de vie comptable des ouvrages doivent être clairement précisées, tant elles impactent l'équilibre économique des gestionnaires de réseaux de distribution.

B/ La persistance de très importants besoins d'investissement dans les réseaux de distribution

La FNCCR a toujours milité pour une mise à niveau, un redressement et une amélioration de la qualité de l'électricité distribuée au profit des usagers consommateurs dans le cadre de l'organisation de ce service public. Dès lors la FNCCR soutient le besoin d'une augmentation des investissements allant vers le renforcement des réseaux publics d'électricité, leur adaptation au développement des énergies renouvelables et aux besoins des utilisateurs (en particulier aux usages spécifiques liés à la généralisation de l'informatique et de l'accès à internet) ainsi que leur fiabilisation et leur automatisation qui permettront de disposer du réseau

« communicant » de demain. La FNCCR se pose toutefois la question de la prise en compte des dispositifs de comptage qui n'apparaissent que très succinctement dans la proposition de la CRE et souhaiterait une clarification sur ce point.

Par ailleurs, dans ses précédentes contributions, la FNCCR attirait déjà l'attention des pouvoirs publics sur la vulnérabilité des réseaux de distribution aux accidents climatiques. La Fédération avait demandé, suite aux tempêtes de 2009, la mise en place d'un plan de relance des investissements dédiés à l'amélioration de la qualité : celui-ci conduisait à un engagement financier à hauteur de 1 milliard d'euros par an dédié à la qualité, en sus des 600 millions d'euros acquis à cet effet en 2009. Les épisodes neigeux de l'hiver dernier et les récentes inondations ont encore démontré des faiblesses sur les réseaux, qu'il est nécessaire de sécuriser et de renouveler pour les plus fragiles d'entre eux. Aussi, la FNCCR souhaite que l'augmentation des investissements relative au plan aléa climatique soit maintenue voire renforcée alors que la note de consultation mentionne une révision à la baisse par ERDF. En pratique, il faudrait porter les investissements de qualité et modernisation du réseau de 982 millions en moyenne annuelle (trajectoire d'investissement retenue par la CRE) à 1,6, voire deux milliards, ce qui porterait le total (moyenne annuelle 2014-2017) plutôt au voisinage de 4 milliards d'euros, voire un peu plus. Sur la forme, et pour une plus grande lisibilité de la trajectoire d'investissement, il est nécessaire de distinguer les raccordements des renforcements, et, s'agissant des raccordements, de préciser s'il s'agit des raccordements de consommateurs ou de producteurs (en ventilant le cas échéant les chiffres entre ces deux catégories) de façon à identifier ceux des investissements qui sont obligatoires et ceux qui sont délibérés.

La FNCCR aborde donc la problématique du TURPE4 avec la conviction que, compte tenu des besoins d'investissement considérables à financer au cours des prochaines années, les opérateurs des services publics de la distribution d'électricité (ERDF, ELD, mais aussi AODE pour leur activité de maîtrise d'ouvrage) auront besoin d'une importante augmentation des ressources financières dédiées aux investissements sur les réseaux de distribution.

Concernant les investissements réalisés par les autorités organisatrices de la distribution, la FNCCR invite la CRE à s'engager dans une véritable analyse économique de l'intervention des AODE, qui la conduirait à observer que cette intervention relève de deux registres différents :

- Portage d'investissements de développement liés à l'universalité de desserte et à l'aménagement du territoire, logiquement adossés à la fiscalité à laquelle il faut intégrer le FACE
- Mais aussi participation importante à la fonction de renouvellement des réseaux grâce aux investissements d'amélioration qui évitent au GRD de réaliser effectivement le renouvellement alors qu'il s'agit d'une de ses missions de base bénéficiant en principe d'une couverture tarifaire intégrale.

En d'autres termes, la distribution publique d'électricité relève en partie d'une logique d'affermage, qui devrait la conduire à fléchir directement vers les AODE la partie du TURPE qui leur revient. De ce point de vue, comme indiqué supra, la distinction entre la BAR « concédant » et la BAR « concessionnaire » retenue dans la méthode « ERDF » est un premier pas, mais cela reste insuffisant : la construction tarifaire doit garantir structurellement aux AODE maîtres d'ouvrages la couverture tarifaire de la fonction de renouvellement dont elles assurent le portage.

Dans l'attente de ce fléchage, les éléments de couverture tarifaire concernant le financement des investissements des AODE (FACE, redevances de concession) doivent impérativement être intégrés dans le champ du compte de régulation des

charges et des produits (CRCP). Cette question est l'occasion de rappeler incidemment que les prestations facturées par ERDF aux AODE maîtres d'ouvrages au titre des travaux sous tension devraient faire l'objet d'une clarification sur la part de ces prestations dont la CRE entend réguler les tarifs.

C/ Prise en compte de la dévolution des droits exclusifs à des distributeurs non nationalisés intervenant sur des territoires structurellement déficitaires.

Il nous paraît indispensable d'intégrer dans le CRCP les variations du fonds de péréquation de l'électricité (FPE), de façon à garantir tout au long de la période tarifaire la capacité d'ERDF (et des ELD structurellement excédentaires) à contribuer aux besoins du FPE et des ELD dont les concessions sont structurellement déficitaires. Cette proposition de la FNCCR lors du Comité du FPE du 3 juillet 2013 a reçu l'aval de l'ensemble des participants. L'intégration de la charge financière du FPE dans le CRCP au cours de la prochaine période tarifaire serait cohérente avec la réforme du Fonds (volume et gouvernance) sollicitée par plusieurs acteurs dont la FNCCR.

D/ Garantir la couverture tarifaire des coûts fixes

La distribution d'énergie électrique est une activité très capitalistique dont les coûts fixes sont importants. La grille tarifaire doit tenir compte de cette caractéristique dans le cadre de la détermination de la part fixe et de la part variable du tarif. En effet, toute diminution de la part fixe porte un risque de non couverture des charges fixes des GRD, ce risque étant aggravé pour les GRD dont la structure de clientèle s'écarte de la moyenne nationale.

E/ Assurer la synchronisation des mouvements tarifaires des tarifs de transport et de distribution d'électricité

La désynchronisation actuelle des mouvements tarifaires crée des effets dommageables de pincement de marges dont sont victimes notamment les ELD. La FNCCR souhaite vivement qu'une synchronisation de ces mouvements soit assurée à l'avenir. La synchronisation des mouvements tarifaires est essentielle à la meilleure compréhension et à une lisibilité accrue des tarifs.

II – Approche tarifaire proposée par la FNCCR

Les principes rappelés ci-dessus ne sont correctement appréhendés dans leur totalité, ni par la méthode proposée par ERDF, ni par la méthode alternative ; il est donc nécessaire de s'orienter vers une approche différente (qui pourrait être décrite comme un « mix » des deux précédentes).

A/ Le TURPE doit maintenir la capacité d'autofinancement de l'opérateur

Cela implique à la fois pour la rémunération d'ERDF:

- Une couverture tarifaire explicite des dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement (pour ce qui concerne les renouvellements à la charge d'ERDF), dont le principe est de toute façon prévu par la quasi-totalité des cahiers des charges de concession en vigueur ;

- Une rémunération du capital garantissant un cash-flow suffisamment élevé

1) Dotations aux provisions pour renouvellement

La méthode proposée par ERDF n'est pas satisfaisante, en ce qu'elle ne prévoit pas de couverture tarifaire explicite des dotations aux provisions pour renouvellement. La FNCCR demande que, comme le prévoit la méthode alternative, et comme elle l'a elle-même constamment soutenu lors des diverses consultations tarifaires, le TURPE assure explicitement la couverture des dotations aux provisions pour renouvellement, la contrevaletur des provisions pour renouvellement étant corrélativement soustraite aux bases d'actifs régulées donnant lieu à une rémunération tarifaire.

2) Rémunération du capital et recours à l'emprunt

Toutefois, la méthode alternative conduirait telle quelle, sur la base des taux de rémunération qu'elle propose, à une contrainte sur le niveau du TURPE par rapport à la méthode proposée par ERDF et corrélativement à une approche restrictive de la capacité d'autofinancement d'ERDF et des ELD.

Une étude réalisée, après l'annulation du TURPE 3 par le Conseil d'Etat montrait que l'application d'un CMPC inférieur à 7,25 % aurait conduit à une baisse du produit tarifaire ; un taux de 6,5%, qui semble résulter de l'analyse (conduite sur la base du décret de 2001 dont la caducité probable au regard de la directive de 2009 a été signalée supra) du Conseil d'Etat, conduirait en effet à une baisse (par rapport au TURPE 3) du niveau du produit tarifaire de l'ordre de 300 millions d'euros par an soit environ 1 200 millions d'euros sur la période, ce qui correspond à environ 2% du chiffre d'affaire tarifaire prévisionnel moyen d'ERDF sur la période du TURPE 4. Une telle évolution poserait la question de l'évolution du cash-flow disponible, i.e. du delta entre le chiffre d'affaires annuel de l'entreprise et le montant des charges d'exploitation, et de la ligne rouge à partir de laquelle une baisse du taux de rémunération ne serait plus acceptable parce qu'elle imposerait un recours très important à l'emprunt : cela est bien le scénario de référence de la méthode alternative qui propose l'adjonction, au périmètre de couverture tarifaire, d'un élément correspondant au « coût de la dette financière ».

La FNCCR considère qu'une contrainte tarifaire trop forte entraînant un recours excessif à l'emprunt – auquel elle n'est pas opposée par principe - créerait une menace sur la péréquation nationale. En effet, la transparence exigée pour la production des comptes détaillés des concessions (comptes de résultat et bilans) pourrait conduire à une ventilation du service de la dette entre concessions, à proportion des investissements réalisés par ERDF. Cela conduirait à imputer une partie de la dette d'ERDF sur les concessions structurellement déficitaires, conduisant ainsi à mettre en évidence des comptes de résultat structurellement insolubles, le volume des recettes y étant par nature inférieur au volume des charges ordinaires (situation spécifique aux concessions de distribution d'électricité, les autres concessions de services publics industriels et commerciaux locaux étant soumises au principe d'équilibre budgétaire). Dans ces conditions, la péréquation nationale (opérée implicitement par ERDF pour ce qui concerne les investissements de cette entreprise) se verrait attribuer non seulement la fonction de compenser l'écart entre les recettes et les charges ordinaires des concessions déficitaires, mais également celle de garantir la bancabilité de ces concessions.

Dans un contexte politique dans lequel certains demandent désormais ouvertement la fin du monopole légal, et dans lequel la péréquation tarifaire elle-même est devenue un objet de débat dans le cadre de la transition énergétique et de la proposition par

certaines acteurs de l'émission de signaux tarifaires adaptés aux particularités de chaque territoire, une telle orientation créerait d'évidence un grand risque pour les autorités organisatrices des concessions structurellement déficitaires de devoir assumer *in fine* sur leurs fonds propres (i.e. la fiscalité locale) la garantie de cette bancabilité.

Au demeurant, l'article 31 de la plupart des cahiers des charges de concession implique d'ores et déjà le concédant dans la garantie de bancabilité du concessionnaire en prévoyant que l'éventuelle indemnité de non renouvellement de concession due par le concédant à l'opérateur sera réévaluée sur la base du taux des emprunts souscrits par celui-ci : le recours effectif à l'emprunt dans des conditions de taux difficilement prévisibles dans la durée ne pourrait qu'augmenter le risque d'une charge indemnitaire accrue pour le concédant. Et la perspective d'un risque de contentieux entre l'AODE et le concessionnaire sur les modalités d'application de cette disposition conduirait selon toute probabilité à une chute des investissements de l'opérateur sur les territoires structurellement déficitaires qui ne pourront garantir sa bancabilité.

3) *La question du financement du déploiement des compteurs communicants*

La FNCCR considère comme totalement anormal le fait que la note de consultation de la CRE ne donne aucune précision sur la façon dont le régulateur propose de procéder pour le financement du déploiement des compteurs communicants, alors que cette opération, supposée commencer durant la période tarifaire du TURPE 4, est d'évidence susceptible d'avoir un impact particulièrement important sur les équilibres économiques et financiers de la distribution d'électricité (en particulier pour les ELD, notamment les ELD rurales ayant une faible densité de clients) au cours des prochaines années.

En particulier, la FNCCR souhaiterait savoir dans quelle mesure cette opération mobilisera le recours à l'emprunt : si cette mobilisation est importante, la marge de manœuvre pour un endettement supplémentaire sera d'autant plus fortement réduite, rendant peu opportune une baisse sensible du taux de rémunération du capital.

4) *La prise en compte des niveaux de risque pesant sur l'opérateur*

L'évaluation de la pertinence du taux de rémunération de la BAR doit intervenir par référence aux niveaux habituels de prise en compte des risques pour l'évaluation de la marge des opérateurs. De ce point de vue, il faut tenir compte du fait que dans la méthode proposée par ERDF, l'assiette à laquelle s'appliquerait désormais le taux de 7,25% serait réduite à la seule base d'actif financée par le concessionnaire, à laquelle la FNCCR propose de soustraire également la contrevalet du stock de provisions (les dotations étant couvertes spécifiquement), réduisant ainsi notablement le produit subséquent de rémunération. Dans ce cadre, très différent de celui du TURPE 3, il conviendra d'être prudent avant d'envisager une réduction du taux de rémunération (à supposer que l'analyse des risques conduise à le faire) – a fortiori si le stock des amortissements des financements des concédants était, comme conduirait à le faire la méthode alternative, soustrait de l'assiette de la rémunération du gestionnaire de réseau.

En tout état de cause, la prise en compte du niveau de risque ne doit pas exclure une approche en termes de détermination du besoin de financement induit par la trajectoire d'investissement retenue (la FNCCR rappelle qu'elle demande un redressement de cette trajectoire par rapport à la proposition d'ERDF). La comparaison de cette trajectoire avec le volume de préfinancement que constitue la couverture tarifaire des dotations aux amortissements et des dotations aux provisions doit permettre de statuer

sur le volume minimum de rémunération tarifaire. Le taux de rémunération pourra être, le cas échéant, revu à la baisse par rapport au taux de 7,25 % sous réserve qu'il ne soumette pas ERDF et les ELD à des contraintes sur l'autofinancement telles qu'un recours important à l'emprunt deviendrait inéluctable.

B/ Le TURPE doit inciter à l'investissement, tout en régulant l'arbitrage entre investissement et versement de flux financiers à la maison mère EDF :

- 1) Si la régulation des remontées de dividendes est une réelle nécessité, la FNCCR considère qu'une information transparente associée à une évolution de la législation, plus que le rationnement tarifaire, doit la rendre possible.*

Selon la FNCCR, la méthode alternative pourrait conduire à limiter sensiblement le niveau de la couverture tarifaire d'ERDF, réduisant ainsi sa capacité d'autofinancement et subséquemment la possibilité de remontées de dividendes importantes vers la maison-mère ; mais ce rationnement aurait les conséquences indésirables évoquées ci-dessus en termes d'endettement.

De ce point de vue, le bilan des avantages et des inconvénients de la méthode alternative n'est pas convaincant. Celle-ci étant élaborée par référence à certaines conséquences de l'arrêt du Conseil d'Etat ayant annulé le TURPE 3 en 2012, il convient toutefois de s'assurer des possibilités juridiques en la matière.

A cet égard il est rappelé que l'arrêt du Conseil d'Etat relatif au TURPE 3 ayant pris comme fondement le droit antérieur à la publication et à la date limite de transposition de la directive 2009/72/CE, les considérants sur la base desquels le Conseil d'Etat a fixé son jugement doivent être probablement évalués à la lumière des conséquences de cette directive, notamment en ce qui concerne la marge de manœuvre des régulateurs par rapport au Gouvernement et les principes sur la base desquels ils doivent déterminer leurs décisions.

- 2) La CRE doit procéder à un audit transparent des flux financiers circulant entre EDF et ERDF et assurer a minima un suivi public des remontées de dividendes*

Il est du devoir de la CRE de procéder à un audit approfondi de l'ensemble des flux financiers circulant entre ERDF et EDF, et d'en rendre compte de manière transparente aux acteurs consultés sur le TURPE. En cours de période tarifaire, la CRE doit rendre compte publiquement de l'évolution des montants de dividendes versés et des autres flux circulant entre EDF et ERDF.

- 3) Il est nécessaire de mettre à profit les prochains véhicules législatifs concernant l'énergie pour encadrer les flux financiers circulant entre ERDF et EDF et garantir l'indépendance d'ERDF vis-à-vis d'EDF en ce qui concerne les choix d'investissements sur les réseaux de distribution*

Sur la base de ces éléments, un encadrement régulant les flux remontant vers EDF en fonction notamment de la capacité ou non de la filiale à tenir la trajectoire d'investissement prévue devrait être envisagé le plus rapidement possible par voie législative.

En conclusion, sous ces réserves importantes, la rémunération de deux bases d'actif définies indépendamment de la structure du passif du bilan de l'entreprise (approche

proposée par ERDF) serait acceptable, dans le cadre de détermination des niveaux des taux de rémunération tel que précisé ci-dessus.

C/ Les principes de construction du TURPE doivent fléchir vers les autorités organisatrices (AODE) maîtres d'ouvrages de travaux de renouvellement la partie du tarif prévue à ce titre :

La FNCCR considère que si la distinction, proposée par ERDF, entre une BAR Concédant et une BAR Concessionnaire ouvre le champ à une évolution intéressante de la logique tarifaire, elle ne répond évidemment pas en l'état à l'objectif du fléchage vers les AODE de la part du tarif correspondant à la part qu'elles prennent (grâce aux travaux dont elles sont maîtres d'ouvrages) dans la fonction de renouvellement des ouvrages.

La méthode d'ERDF ne propose pas de couverture tarifaire spécifique pour les dotations aux provisions pour renouvellement, alors qu'il faudrait prévoir celle-ci en la ventilant entre la part dédiée au préfinancement des renouvellements opérés par ERDF, et la part dédiée au préfinancement des renouvellements opérés par les AODE financés hors FACE et redevances, i. e. par la fiscalité locale (cette seconde part ayant alors vocation à être reversée par le concessionnaire à l'AODE maître d'ouvrage, comme le prévoit l'article 10 des cahiers des charges de concession, malheureusement non appliqué en raison de cette opacité de la logique tarifaire). S'agissant de la rémunération de la BAR Concédant, la FNCCR estime que le taux de 1 % demandé par ERDF mériterait une explicitation plus détaillée.

D/ Le CRCP doit intégrer les contributions des gestionnaires de réseau au FACE, les redevances de concession, ainsi que les contributions des gestionnaires de réseaux au FPE :

Les contributions des GRD au FACE, au FPE ainsi que les redevances de concession, qui sont incluses dans le poste « impôts et taxes », constituent des charges d'exploitation dont les montants peuvent évoluer en cours de période tarifaire, consécutivement à des décisions politiques. Comme ces charges sont difficilement prévisibles et/ou difficilement maîtrisables, il est donc indispensable, d'une part, de les intégrer dans le compte de régulation des charges et des produits, afin de compenser aux gestionnaires de réseaux les manques à gagner ou bien de rétrocéder aux utilisateurs des réseaux les trop-perçus qui peuvent résulter de ces décisions.

D'autre part, il convient également d'exclure les redevances de concession des charges d'exploitation considérées comme maîtrisables, qui de ce fait sont actuellement comprises dans le périmètre de la régulation visant à inciter le concessionnaire à améliorer sa productivité.

En effet, si la maîtrise des coûts constitue en soi un objectif louable, il est en revanche anormal que le concessionnaire soit pénalisé dans le cas où il verserait aux autorités concédantes un montant de redevances supérieur à celui retenu en début de période tarifaire (ce qui ne peut s'analyser comme une baisse de productivité de sa part), ou inversement encouragé, sous la forme d'une incitation financière, à verser à ces autorités, par les moyens qu'il juge les plus appropriés, un montant de redevances inférieur au montant prévisionnel retenu initialement dans la couverture tarifaire.