



CONTRIBUTION DES ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTION

Dans le cadre de la consultation publique lancée le 14 février dernier sur le cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France, les fédérations représentatives des ELD, qui regroupent 140 entreprises en charge de la distribution d'électricité sur le territoire national, se sont associées pour formaliser une contribution commune. Elles souhaitent soumettre à la CRE leurs réflexions, résultats d'analyses et remarques.

Parmi les tarifs régulés traités dans la présente consultation, nous concentrerons nos remarques sur le TURPE HTA-BT. En effet, bien qu'il soit calé sur le modèle de financement d'ENEDIS, le TURPE constitue la rémunération essentielle des entreprises locales de distribution pour leur activité de gestionnaire de réseaux. Chaque évolution du TURPE implique des conséquences majeures pour chacune d'entre elles.

- **Questions 1 et 2 : partagez-vous le bilan globalement positif du cadre tarifaire mis en œuvre par la CRE depuis 10 ans ? partagez-vous les grands enjeux identifiés par la CRE pour la prochaine génération de tarifs ?**

Nous partageons le bilan globalement positif du cadre tarifaire mis en œuvre par la CRE depuis 10 ans.

Comme indiqué à de multiples reprises par les fédérations des ELD et l'ADEEF, les réseaux publics de distribution apportent de nombreux services à tous les utilisateurs de réseau : garantie de desserte ; accès à une puissance garantie en permanence avec une fiabilité de 99,99% ; acheminement d'énergie en soutirage comme en injection, avec la possibilité de choisir son fournisseur et la possibilité de valoriser le surplus de production autoproduite ou de la partager avec ses voisins ; mise à disposition de données fiables et sécurisées ; accès à une puissance de court-circuit permettant le fonctionnement des protections individuelles ; compensation à chaque instant des variations de production locale pour les autoconsommateurs ; onde électrique stabilisée en tension et en fréquence.

Les coûts de ces services sont très majoritairement des coûts indépendants de l'énergie acheminée dont l'origine principale provient de la puissance soutirée ou injectée par les utilisateurs de réseau. Les ELD soulignent de façon constante et depuis de nombreuses années que le poids relatif de la part puissance dans les tarifs d'utilisation des réseaux est nettement inférieur au poids relatif de la part puissance dans les coûts. Un rééquilibrage s'impose et il est important de l'annoncer afin de donner une visibilité aux acteurs.

Par ailleurs, les ELD ont partagé en 2016-2017 avec la CRE une étude menée par le cabinet Microeconomix afin d'étudier les paramètres pour la détermination du taux de rémunération des capitaux propres régulés des gestionnaires de réseaux de distribution. Nous regrettons que les enseignements de cette étude n'aient été que partiellement intégrés dans le cadre tarifaire.

Enfin il nous semble important de pointer le sujet de l'innovation qui ne peut être présenté uniquement comme source de moindres coûts. Les ELD considèrent en effet que l'innovation peut



tout aussi bien engendrer des coûts additionnels dès lors que les nouveaux services développés présentent un très bon rapport intérêt / coûts pour les parties prenantes.

➤ **Question 3 : considérez-vous comme la CRE qu'une durée de la période tarifaire de 4 ans est adaptée pour l'ensemble des tarifs ?**

Nous sommes favorables au maintien d'une période tarifaire de 4 ans. Au-delà du nombre d'années, et afin d'avoir un signal fiable pour le marché, il nous semble important que la période annoncée soit tenue et qu'il n'y ait pas de report.

En revanche, une durée de la période tarifaire de 4 ans est adaptée pour l'ensemble des tarifs à la seule exception de maintenir la clause de rendez-vous au minimum en milieu de période à savoir au bout de 2 ans afin de permettre au GRD de modifier la trajectoire de charges nettes d'exploitation sur les deux dernières années.

➤ **Question 4 : êtes-vous favorable à la publication par les opérateurs de prévisions indicatives du tarif au-delà de la période tarifaire en cours et sur 4 années glissantes ?**

La publication par les opérateurs de prévisions indicatives du tarif au-delà de la période tarifaire en cours et sur quatre années glissantes apporte une visibilité (certes incomplète) pour les acteurs du secteur, y compris les GRD-ELD. Le caractère non engageant des prévisions fournies est nécessaire pour l'opérateur qui est à l'origine de cette prévision.

Cependant, afin que cette information soit utile, il convient également d'accompagner cette publication émanant des opérateurs par une information émanant cette fois-ci de la CRE s'agissant notamment de la structure tarifaire.

➤ **Question 5 : êtes-vous favorable aux principes de fonctionnement du CRCP envisagés par la CRE ?**

La CRE envisage de prévoir que le solde du CRCP de l'ensemble des tarifs soit apuré sur une période d'un an en maintenant la limitation de l'évolution du tarif, dû à la prise en compte du CRCP, de 2% par an. Elle considère en outre que le solde du CRCP en fin de période tarifaire devrait être pris en compte lors de l'établissement du revenu autorisé de la période suivante.

Nous sommes favorables aux principes de fonctionnement du CRCP tels qu'envisagés.

Nous nous interrogeons sur la possibilité de considérer les limitations de la plage de variation du CRCP (+ ou - 2%) indépendamment des variations du TURPE HTB. Par exemple, une hausse de 2% du TURPE HTB capte 0,5% du CRCP GRD. Ainsi l'évolution du TURPE HTA/BT serait la somme des variations du CRCP (limité à + ou - 2%), de l'inflation (sans limitation) et de l'impact du TURPE HTB (sans limitation).

➤ **Question 6 : êtes-vous favorable au principe envisagé par la CRE d'évolution du calcul du CRCP pour coordonner les tarifs de transport et de distribution d'électricité ?**

Le TURPE5 HTB évolue au 1^{er} août de chaque année, ce qui a des conséquences sur les GRD puisqu'ils s'acquittent du paiement de ce TURPE. Actuellement, l'évolution au 1^{er} août de l'année N du TURPE 5 HTB est prise en compte un an après dans le TURPE 5 HTA-BT.

Nous sommes favorables à ce que l'évolution du TURPE 5 HTB soit intégrée dans le TURPE 5 HTA-BT à la même date que l'entrée en vigueur de l'évolution du TURPE 5 HTB.

➤ **Question 7 : êtes-vous favorables à la reconduction du mécanisme de régulation incitative des charges d'exploitation en vigueur pour les prochains tarifs ?**

Le mécanisme de régulation incitative des charges d'exploitation se base sur le niveau de productivité et de charges nettes d'exploitation atteint par les opérateurs pendant la période tarifaire précédente. Autrement dit, il existe un effet cliquet en ne retenant que les meilleures performances des opérateurs. Des efforts de productivité peuvent être non récurrents et une baisse de certaines charges nettes d'exploitation peut également être non récurrente.. Il serait pertinent de procéder à une moyennisation des efforts de productivité et du niveau des charges nettes d'exploitation sur une durée de deux ou trois ans, ou bien de neutraliser les événements exceptionnels afin de ne pas imposer implicitement des efforts de productivité complémentaires aux opérateurs, qui par ailleurs doivent être atteignables et dans des conditions sociales acceptables.

Par ailleurs, nous sommes attachés à la clause de revoyure tous les deux ans qui permet de rééquilibrer les charges d'exploitation – clause qui n'est pas mentionnée dans le document de consultation.

➤ **Question 8 : êtes-vous favorable à la reconduction du mécanisme incitant les opérateurs à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements « hors réseaux » ? Le cas échéant, pensez-vous que les systèmes d'information de pilotage du réseau ou de mise à disposition des données devraient être exclus du périmètre « hors réseaux » incité et faire l'objet d'une régulation « classique » avec inclusion automatique dans la BAR des investissements réalisés ?**

Nous sommes favorables à la reconduction du mécanisme incitant les opérateurs à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements « hors réseaux » mais à certaines conditions :

- Sur ce type de dépense (immobilier, véhicules, systèmes d'information), l'opérateur peut réaliser un arbitrage entre l'acquisition d'un actif (charges de capital) ou l'achat d'un service équivalent (charges d'exploitation). Il serait pertinent de définir une enveloppe globale entre les charges d'exploitation et ces charges de capital « hors réseaux » afin de ne pas contraindre dans le temps un opérateur qui aurait envisagé par exemple de louer un immeuble et qui finalement souhaiterait l'acheter.

- Sur l'intégralité des SI, étant donné leur importance pour le bon fonctionnement du système électrique et des différents mécanismes de marché et leur constante évolution difficilement prévisible au gré de l'évolution des réglementations et des nouveaux usages, il est nécessaire que ces investissements fassent l'objet d'une régulation classique avec inclusion automatique dans la BAR des investissements réalisés.
- Ce mécanisme doit être proportionné aux différentes typologies d'opérateurs d'infrastructures réseaux. En effet, un tel dispositif ne peut se justifier que si l'enjeu financier associé est suffisant. Ainsi, il ne présente pas d'intérêt particulier pour les opérateurs d'infrastructure intervenant à l'échelon local.

➤ **Question 9 : êtes-vous favorable au maintien des principes généraux de fonctionnement du CRCP et de partage des risques entre les gestionnaires de réseaux et les utilisateurs ?**

Nous sommes favorables au maintien des principes généraux de fonctionnement du CRCP et de partage des risques entre les gestionnaires de réseaux et les utilisateurs. Nous nous inscrivons dans les réflexions de la CRE en demandant à ce que seuls les dépenses strictement prévisibles et maîtrisables fassent l'objet d'une incitation. Les dépenses d'exploitation relatives aux catastrophes naturelles et aux événements climatiques exceptionnels pourraient ainsi par exemple rentrer dans le CRCP compte tenu de leur caractère non prévisible et non maîtrisable.

➤ **Question 10 : êtes-vous favorable à maintenir la compensation au CRCP des pertes et profits des gestionnaires de réseau dus aux variations de consommations / souscriptions ?**

Les recettes tarifaires, assises essentiellement sur les consommations sont peu prévisibles et non maîtrisables (aléas climatiques). Nous sommes donc favorables à ce que soit maintenue la compensation au CRCP des pertes et profits des gestionnaires de réseau dus aux variations de consommation.

➤ **Question 11 : êtes-vous favorable à maintenir les charges de capital liées aux réseaux au CRCP pour ne pas envoyer d'incitation à réduire le volume d'investissement à court terme ?**

Du fait que les charges de capital sur les réseaux puissent être, seulement en partie, prévisibles et maîtrisables par les GRD, nous sommes favorables, comme le propose la CRE, à maintenir les charges de capital liées aux réseaux au CRCP pour ne pas envoyer d'incitation à réduire le volume d'investissement à court terme. Par ailleurs, prévoir des mesures incitatives sur les charges de capital liées aux réseaux pourrait avoir des conséquences sur le volume des dépenses d'investissement au détriment de la sécurité et de la qualité du réseau à moyen/long terme.

➤ **Question 12 : êtes-vous favorable au maintien des charges d'énergie / de pertes partiellement au CRCP afin d'inciter les gestionnaires de réseau à les réduire ?**



La CRE distingue les éléments non prévisibles et non maîtrisables (quantité globale d'énergie qui transite sur le réseau – aléa climatique, prix des marchés de l'énergie) d'éléments qui seraient prévisibles et maîtrisables par les opérateurs (politique d'achat, conduite du réseau visant à réduire les pertes). Elle souhaite par conséquent maintenir une incitation partielle de ce poste.

Nous considérons en revanche que ce poste de charge est en quasi-totalité non maîtrisable et non-prévisible par les opérateurs, pour les raisons décrites par la CRE (la volatilité des prix de marché représentant une part importante de l'aléas) mais également en raison de facteurs exogènes. On peut notamment citer le déploiement des énergies renouvelables difficilement anticipable et qui engendrent des volumes de perte significatifs. Par ailleurs, les opérateurs pourraient être amenés à réaliser des arbitrages délicats entre les schémas d'exploitation minimisant les pertes et les schémas d'exploitation garantissant une qualité de service optimale ou permettant de minimiser les investissements pour le raccordement des EnR.

➤ **Question 13 : que pensez-vous du périmètre des charges prises en compte au CRCP ?**

S'agissant des impôts et taxes, la CRE considère qu'il s'agit d'un poste de charges raisonnablement prévisible et maîtrisable. En effet, si le degré de prévisibilité et de maîtrise du niveau d'imposition peut être questionné, l'assiette d'imposition des opérateurs est quant à elle prévisible et maîtrisable.

Nous nous étonnons de ce raisonnement. En effet, la CRE considère à juste titre que les recettes sont imprévisibles (aléa climatique notamment) et sont donc intégrées au CRCP. Dans ces conditions, le niveau et l'assiette des taxes et impositions qui sont appliquées sur ces recettes doivent être également considérées comme imprévisibles.

Le périmètre des charges incitées ne doit contenir que des dépenses d'exploitation prévisibles et maîtrisables.

➤ **Question 14 : êtes-vous favorable au maintien des principes qui régissent le cadre de régulation en vigueur concernant les dépenses d'investissement des différents opérateurs d'infrastructures régulées ?**

Nous sommes favorables, pour les raisons décrites par la CRE, au maintien des principes qui régissent le cadre de régulation en vigueur concernant les dépenses d'investissement des différents opérateurs d'infrastructures régulées.

Il est important de noter ici que le suivi des coûts unitaires d'investissement des ouvrages de distribution n'a de sens que sur un volume financier de travaux suffisant. Il ne présente aucun intérêt pour les opérateurs locaux d'infrastructures réseaux dont les volumes financiers sont trop faibles pour les 6 catégories de travaux identifiées par la CRE. Si un tel mécanisme de suivi était mis en place, cela générerait obligatoirement une trop forte variabilité et volatilité des coûts unitaires d'investissement. Pour être plus précis, des circonstances locales peuvent avoir un impact sur les coûts unitaires : variation du volume de travaux (par exemple, la réalisation de raccordement par des tiers pourrait baisser le volume des marchés des GRD et accroître leurs coûts unitaires), offre locale



de prestataires et conditions de concurrence, concurrence ponctuelle d'autres activités voisines plus rémunératrices (déploiement de la fibre optique par exemple).

- **Question 15 : partagez-vous la position préliminaire de la CRE selon laquelle une rémunération explicite au titre du capital des actifs amortis toujours exploités n'est pas souhaitable ?**

Les arguments développés s'entendent mais ils ne prennent pas en compte le risque d'exploitation induit par les actifs totalement amortis qui est beaucoup plus fort pour ces actifs vu leur âge.

Si un taux de rémunération spécifique n'était pas introduit, il conviendrait d'en tenir compte comme d'un risque spécifique de l'activité de l'opérateur à prendre en compte dans le CMPC.

- **Question 16 : partagez-vous la position préliminaire de la CRE selon laquelle une rémunération explicite des subventions d'investissement n'est pas souhaitable ?**

Nous n'avons pas d'opinion sur cette question.

- **Question 17 : êtes-vous favorable aux évolutions des modalités de calcul de la rémunération des actifs des opérateurs envisagées par la CRE, et principalement la différenciation des taux de rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs ?**

La CRE envisage la mise en place de deux mécanismes :

- la différenciation entre le taux de rémunération des actifs historiques, qui resterait fixé selon des paramètres et des données de moyen/long terme d'une part, et le taux de rémunération des actifs mis en service pendant une période glissante, selon des paramètres et des données de court terme d'autre part ;
- l'indexation du taux de rémunération dédié aux nouveaux actifs au sein d'une même période tarifaire, selon des modalités (méthode et fréquence de mise à jour) qui restent à définir.

Nous sommes favorables à l'instauration de ces deux mécanismes qui traduisent avec une plus grande justesse les conditions d'emprunt des opérateurs, sous réserve toutefois que ces mécanismes ne se traduisent pas par une trop forte complexité et que les conséquences de ces nouvelles modalités de rémunération soient au préalable bien étudiées. Les opérateurs sont en effet engagés par les contrats de concession et le risque souligné par la CRE de sur ou de sous incitation à l'investissement en lien avec les taux de rémunération des actifs est donc limité.

- **Question 18 : jugez-vous satisfaisants le principe et les paramètres (taux de partage, plafond de l'incitation) du mécanisme de régulation incitative des coûts unitaires d'investissement introduit par les délibérations tarifaires ATRD5 et TURPE 5 HTA-BT ?**



Si un tel mécanisme peut être envisageable à l'échelle quasi-nationale, un tel dispositif perd de sa pertinence à un périmètre ELD puisque les statistiques d'un coût moyen d'investissement ne sont pas significatives d'une année sur l'autre et peuvent fluctuer sans lien avec les performances du GRD. De plus, les ELD ne disposent pas comme les opérateurs nationaux, de marges importantes de négociation avec les fournisseurs et sous-traitants.

- **Question 19 : avez-vous des observations à formuler sur le cadre incitatif en vigueur et les évolutions envisagées par la CRE pour les grands projets de transport ?**

Nous n'avons pas d'opinion sur cette question.

- **Question 20 : avez-vous des remarques sur l'application de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets à des projets de taille plus réduite, sélectionnés de façon aléatoire ou discrétionnaire ?**

Nous n'avons pas d'opinion sur cette question.

- **Question 21 : quelles évolutions du cadre incitatif en vigueur pour les projets d'interconnexion vous sembleraient pertinentes ?**

Nous n'avons pas d'opinion sur cette question.

- **Question 22 : êtes-vous favorable à la définition des coûts échoués proposée par la CRE ?**

Nous sommes favorables à la définition des coûts échoués proposée par la CRE en y ajoutant ceux résultant des S3RENR notamment par l'absence de quote part pour les productions diffuses : Aussi, dans le cadre des travaux entre Gestionnaires de réseaux et producteurs (GT anticipation), d'autres coûts échoués pourraient venir s'ajouter : coûts d'études sans suite, dimensionnement durable d'un ouvrage qui s'apparente à un surinvestissement ponctuel par anticipation, etc.

- **Question 23 : êtes-vous favorable aux principes que la CRE propose de retenir pour le traitement des coûts échoués et qui sont ceux déjà en place dans le tarif ATRT ?**

La CRE envisage, s'agissant des coûts échoués :

- une analyse au cas par cas lors de l'occurrence de coûts échoués sur des montants d'actifs significatifs (conséquences d'aléas climatiques, par exemple) ;
- la mise en place d'une trajectoire tarifaire et donc d'une incitation pour l'ensemble des autres sorties d'actifs avant la fin de leur vie comptable.



Nous ne sommes pas favorables à une telle évolution. Nous souhaitons rappeler que, par principe, quand un opérateur est amené à abandonner un ouvrage qui n'est pas amorti, cette décision s'impose à l'opérateur et ne résulte pas de sa volonté.

➤ **Question 24 : partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle les frais d'études sans suite devraient être couverts par le tarif ?**

Nous partageons l'analyse de la CRE selon laquelle les frais d'études sans suite devraient être couverts par le tarif. Par principe, si un projet est abandonné, cette décision s'impose à l'opérateur régulé et doit donc être couvert.

Nous insistons sur le fait que de tels frais d'études sans suite peuvent également apparaître en dehors des grands projets d'investissement et devront être également couverts (S3REN par exemple). Il en est de même pour les autres types de frais engagés par l'opérateur dans la mesure où il s'agit de charges qui ne sauraient être considérées comme ne relevant pas d'un opérateur efficace

➤ **Question 25 : pour les investissements à cycle long, êtes-vous favorable à la proposition de la CRE concernant la rémunération des immobilisations en cours (IEC) ?**

Nous sommes favorables à cette évolution sur la totalité des investissements et non uniquement sur les investissements à cycle long.

Nous demandons au même titre que les autres opérateurs à ce que les IEC soient rémunérées au même taux que la BAR (c'est-à-dire au CMPC) plutôt qu'au coût de la dette. En effet, ce dernier ne reflète pas le coût du capital mobilisé en phase de construction.

➤ **Question 26 : êtes-vous favorable au maintien d'une trajectoire de R&D telle que fixée actuellement ? Êtes-vous favorable à la révision de ces montants au bout de deux ans en milieu de période tarifaire ?**

Nous sommes favorables à la révision de ces montants au bout de deux ans en milieu de période tarifaire pour apporter plus de souplesse aux opérateurs.

➤ **Question 27 : êtes-vous favorable à la mise en place d'un tel mécanisme dans le secteur du gaz ? Avez-vous des suggestions d'évolution qui permettraient d'améliorer le déploiement de technologies smart grids par les opérateurs ?**

Nous n'avons pas d'opinion sur cette question.



- **Question 28 : les évolutions envisagées par la CRE vous semblent-elles être pertinentes pour améliorer la transparence des opérateurs sur leurs projets de R&D et d'innovation ? Avez-vous d'autres suggestions pour améliorer cette transparence ?**

Nous attirons l'attention du régulateur sur le contexte d'une innovation : pour innover, les opérateurs régulés sont le plus souvent amenés à s'associer à d'autres acteurs privés du secteur concurrentiel qui ne souhaitent pas subir une telle transparence, même vis-à-vis de la CRE. En conséquence, une transparence excessive peut conduire à limiter l'innovation. Nous avons déjà vécu cette situation.

Pour cette raison, nous ne sommes pas favorables aux évolutions proposées.

- **Question 29 : êtes-vous favorable à la démarche envisagée par la CRE pour inciter les opérateurs à favoriser l'innovation de l'ensemble des acteurs ?**

Si la démarche envisagée par la CRE pourrait s'entendre pour un opérateur national, sa lourdeur la rend inapplicable pour un GRD ELD.

- **Question 30 : quelles sont, selon vous, les thématiques prioritaires sur lesquelles les opérateurs doivent être incités ? Partagez-vous la priorité identifiée par la CRE sur les délais de raccordement ?**

Actuellement, l'indicateur de respect de la date de mise à disposition des raccordements par Enedis se base sur une « date convenue ». La CRE suggère qu'une incitation assise sur un délai en nombre de jours pourrait être plus efficace et être davantage en adéquation avec les besoins des clients.

Nous ne mesurons pas aujourd'hui de vraies difficultés avec les demandeurs sur ce sujet et attirons l'attention de la CRE sur le fait qu'un délai en valeur absolu n'a pas de sens : le GRD est tenu par une multitude de contraintes et de réglementations (Code de l'énergie, Code de l'environnement, Code de l'urbanisme, Code de la voirie routière, etc.) spécifiques pour chaque projet et pour lesquelles le GRD ne maîtrise pas les délais. A titre d'exemple, les traversées de voies SNCF peuvent nécessiter jusqu'à trois ans pour être réalisées.

Nous souhaitons que soit maintenu un indicateur basé sur le respect de la date convenue qui résulte d'un dialogue constructif et transparent avec le demandeur du raccordement. Un indicateur en nombre de jours ne reflètera pas la performance du GRD.

- **Question 31 : êtes-vous favorable à la mise en œuvre envisagée par la CRE d'un ou plusieurs indicateurs statistiques sur la distribution géographique de certains indicateurs de qualité d'alimentation et de service ? Avez-vous des propositions à faire ?**

Afin que les indicateurs soient pertinents et calculables, il ne faut pas descendre à une granularité trop faible. Nous pensons que la maille pertinente est celle du département.



➤ **Question 32 : êtes-vous favorable à l'introduction envisagée par la CRE d'indicateurs environnementaux ? Considérez-vous qu'ils doivent faire l'objet d'une incitation ?**

Si nous sommes très attachés aux objectifs environnementaux, nous ne sommes pas favorables à l'introduction d'indicateurs environnementaux. En effet, une multitude d'acteur connaît déjà des objectifs environnementaux. A titre d'exemple, les grandes entreprises sont déjà soumises à des obligations en matière d'efficacité énergétique sous le contrôle des DREAL. Il existe également des clauses relatives aux objectifs environnementaux dans le cadre des cahiers des charges des concessions de distribution. Il convient donc de s'interroger au préalable sur la pertinence d'ajouter une autorité de contrôle supplémentaire.

En revanche, s'il est décidé d'introduire de tels indicateurs, ils doivent être impérativement pertinents et simples à produire et dans l'idéal identiques à ceux déjà imposés par d'autres réglementations.

➤ **Question 33 : avez-vous toute autre proposition ou remarque sur le cadre de régulation tarifaire ?**

Dans le document de consultation, la CRE met en avant les bienfaits de la régulation incitative. Nous souhaitons également rappeler que les GRD ont également un intérêt à ce qu'ils soient efficaces en apportant satisfaction aux clients et aux autorités concédantes, garant de la pérennité de notre activité.

Par ailleurs, nous demandons, dans le cadre de l'actualisation des indicateurs de suivi, qu'une démarche de simplification soit initiée.

Enfin, nous souhaitons rappeler que les GRD sont aussi responsables vis-à-vis de leur autorité organisatrice de la distribution d'électricité et que le cadre tarifaire doit prendre en compte ce contexte notamment dans le cadre des investissements qui font l'objet d'engagements des GRD vers lesdites autorités.