



**Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie
du 27 juillet 2016 sur les prochains tarifs d'utilisation des réseaux
publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT**

Réponse de l'USERAA

15 septembre 2016

Préambule

Créée le 16 janvier 2012 par neuf syndicats d'énergies de la région Rhône-Alpes (SIEA (Ain), SDE 07(Ardèche), E-SDED (Drôme), SEDI (Isère), SIEL42 (Loire), SIGERLy et SYDER (Rhône), SDES (Savoie), SYANE (Haute-Savoie)), **l'USERAA (Union des Syndicats d'Energies de Rhône-Alpes Auvergne) regroupe à présent, outre les 9 membres fondateurs, 4 syndicats départementaux d'énergies d'Auvergne** (pour les département de l'Allier, de la Haute-Loire, du Puy-de-Dôme et du Cantal), 4 188 communes et communautés adhérentes, ainsi que plusieurs Conseils Départementaux.

D'un point de vue juridique, l'USERAA est une « entente » avec pour objectif principal de permettre aux syndicats d'énergies du territoire d'agir conjointement notamment pour le contrôle des concessions électriques et de gaz confiées à ENEDIS, GRDF ou à des opérateurs locaux.

Les missions d'USERAA concernent le contrôle commun et régionalisé des concessionnaires des réseaux de distribution publique de gaz, d'électricité et de chaleur, des études et des expérimentations liées à la maîtrise de l'énergie et aux énergies renouvelables, la lutte contre la fracture numérique et enfin des actions d'information et de défense des intérêts des collectivités adhérentes aux 13 syndicats (communes, groupements de communes).

Ainsi constituée, l'USERA représente près de 8 millions d'habitants et, pour ce qui concerne plus spécifiquement la distribution électrique, près de 180 000 kilomètres de réseau basse et moyenne tension.

Question 1 : Quel est votre retour d'expérience sur le TURPE 4 HTA-BT entré en vigueur le 1er janvier 2014 ? Partagez-vous les analyses de la CRE sur le bilan du TURPE 4 HTA BT ?

L'USERAA prend acte du respect par ENEDIS de la trajectoire d'investissement hors la composante non-délibérée des raccordements.

Elle en déduit que la méthode comptable de couverture des charges en capital, parmi lesquelles les dotations aux provisions pour renouvellement et aux amortissements de financements des concédants qu'imposent les contrats de concession, n'a pas dissuadé le distributeur d'investir au regard des ambitions du Régulateur, du moins en 2014-2015. Les craintes exprimées à ce sujet en 2013 étaient donc infondées.

Mais l'USERAA ne saurait s'arrêter au satisfecit de respect de la trajectoire prévisionnelle des investissements délibérés sur 2014-2015, ce pour deux raisons.

Premièrement, depuis une vingtaine d'années, le montant des investissements de distribution dépend bien davantage de la politique financière du groupe EDF que des modalités de couverture tarifaire. Si les deux premiers exercices du TURPE 4 ont pu donner lieu à une accalmie, l'USERAA exprime de vives inquiétudes sur les années à venir (fin du TURPE 4 et TURPE 5). Quelle sera la part d'ENEDIS dans la réduction de 12,4 Mds € en 1995 à 10,5 Mds € en 2018 (soit -15%) des investissements nets hors développement décidée par le groupe EDF¹ en vue de limiter son endettement consolidé ?

¹ Voir par exemple à ce sujet la page 4 du document de présentation des résultats du premier trimestre 2016 du groupe.

L'USERAA s'inquiète vivement de ce que la CRE, garante de l'étanchéité entre le fournisseur EDF et sa filiale de distribution régulée, n'aborde jamais cette interaction étroite entre les deux sociétés et, plus concrètement, le rôle de variable d'ajustement des investissements d'ENEDIS au regard des besoins de la production, en France et à l'étranger.

Deuxièmement, le respect de la trajectoire a été grandement facilité par la programmation de la composante « qualité et modernisation » à un niveau d' 1 Md €/an en moyenne, objectivement incompatible avec les besoins de maintien en état et de sécurisation du réseau.

En 2013, la FNCCR, en lien avec ses adhérents, avait évalué entre 1,6 et 2 Mds € par an les besoins de la période 2014-2017, étant entendu que le sous-investissement des années 2000, pointé par la Cour des Comptes elle-même dans son rapport de 2014 sur la distribution électrique, n'a pas été rattrapé.

L'USERAA n'adhère donc pas au propos de la CRE selon lequel, parce qu'elle aurait suivi les investissements *programmés*, ENEDIS aurait réalisé les investissements « nécessaires ».

S'agissant des charges d'exploitation, la CRE pointe qu' « *ENEDIS a réalisé des gains de productivité sur la période 2014-2015* ». Elle fonde sa remarque sur les 248 M€ de charges d'exploitation économisées en 2 ans par rapport la trajectoire couverte.

Ce constat, en particulier l'emploi du mot « *productivité* », est pour partie impropre selon l'USERAA.

Tout d'abord, sur les 248 M€,

- une centaine de M€ procède du crédit d'impôt emploi compétitivité (CICE), mesure nationale d'allègement du coût du travail apparue en 2013-2014 indépendante de toute action d'ENEDIS
- 14 M€ provient du décalage de lancement du déploiement de Linky.

Ensuite, l'audit des charges d'exploitation d'ENEDIS annexé à la consultation révèle que 39 M€ ont été tirés d'un moindre versement que prévu de redevances au concédants (économie totale qui devrait atteindre 92 M€ au terme du TURPE 4). Assimiler les bonus obtenus sur ce poste à des efforts de productivité revient à nier le rôle des concédants en tant :

- qu'investisseurs sur le réseau,
- que « régulateurs » locaux, de l'activité de leur concessionnaire ENEDIS, complétant par là même la vision nationale de la CRE.

Les syndicats rhônalpins et auvergnats s'alarment de ce que cette intégration des redevances au champ des « charges maîtrisables » ait incité depuis le début des années 2010 à une érosion tendancielle des redevances alors même que les investissements des collectivités et leur mission de contrôle ne faiblissaient pas.

Redevances R1, R2 et RODP payées par ERDF depuis 2010 (en M€)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
R1, R2, RODP	281	265	271	243	248	241

Source : rapports financiers d'ERDF

Cette remarque fait écho à la réponse à la question 20 ci-dessous.

S'agissant de la qualité de desserte, la Commission souligne, dans le document soumis à la consultation des acteurs, que « concernant la continuité d'alimentation, la durée moyenne

de coupure hors événements exceptionnels et hors travaux sur les réseaux gérés par ENEDIS, de 64,05 min en 2014 et 61,13 min en 2015, a été inférieure aux durées de référence prévues par la délibération TURPE 4 (68 min en 2014 et 67 min en 2015) » et que « cet indicateur a donné lieu à un bonus au bénéfice d'ENEDIS de 18 M€ en 2014 et 28 M€ en 2015 au titre de la continuité d'alimentation ».

Pour sa part, l'USERAA ne constate pas sur la période TURPE 4 d'amélioration notable de la continuité de fourniture. En moyenne sur le territoire de l'USERAA, le temps moyen de coupure s'est établi à hauteur de 1h et 17mn en 2014 et 1h et 24mn en 2015, bien au-dessus donc des niveaux nationaux. De plus, la continuité de fourniture reste encore fortement sensible à tout aléa climatique : les années 2014 et 2015 ayant été clémentes, le temps de coupure peut pour certains exercices atteindre des niveaux très importants (en 2013 : 2h et 11mn en moyenne pour les 8 millions d'usagers desservis sur le territoire de l'USERAA).

Aussi l'USERAA ne considère pas que le niveau de durées de référence retenu par la CRE pour la période TURPE 4 ait permis d'inciter efficacement le GRD pour améliorer la qualité de desserte des usagers du réseau électrique.

Les objectifs assignés au concessionnaire ne lui imposent pas de mener les efforts nécessaires pour relever la qualité de desserte. Une qualité et surtout une continuité insuffisantes sont susceptibles d'entraver notablement le développement de territoires et créent un réel inconfort pour les usagers.

Pour mémoire, le niveau du temps de coupure atteint place la France au 8^e rang des pays européens derrière le Luxembourg, le Danemark, la Suisse, l'Allemagne, les Pays-Bas, l'Autriche et le Royaume-Uni².

Question 2 : Etes-vous favorable au maintien d'une durée de quatre ans environ pour le prochain TURPE HTA-BT ? Sinon, quelle serait, selon vous, la durée la plus pertinente ?

L'USERAA considère que cette question s'inscrit dans le cadre plus large du profil risque / rémunération alloué à ENEDIS.

La CRE envisage une durée relativement courte (4 ans, à comparer par exemple aux 5 ans allemands, aux 6 ans espagnols ou aux 8 ans britanniques), qui plus est doublée d'une clause de rendez-vous à 2 ans. Sachant que chaque TURPE se détermine notamment au regard des charges récentes d'ENEDIS, cette fréquence de révision a pour effet d'atténuer substantiellement le risque du concessionnaire, assuré de voir régulièrement son tarif recalé sur ses réalisations.

L'USERAA est prête à rejoindre la CRE sur ce schéma pour autant qu'elle permette donc d'alléger la prime de risque allouée par le TURPE au bénéfice des consommateurs sous forme de modération tarifaire et/ou de capacité pour un prix donné à investir davantage. Or, il n'apparaît pas que la garantie accordée à ENEDIS s'accompagne d'une réduction corrélative de la prime de risque (voir réponse à la question 26).

² Cf. le rapport du CEER « Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply » de février 2015 ; Ref: C14-EQS-62-03

Question 3 : Etes-vous favorable à la reconduction du mécanisme en vigueur d'incitation à la productivité sur les charges nettes d'exploitation d'ENEDIS selon lequel l'opérateur conserve les gains et pertes par rapport à la trajectoire prévisionnelle ?

Ce mécanisme de conservation des gains et pertes sur la durée de la période tarifaire, traditionnel en matière de concessions, n'appelle pas d'objection de principe de l'USERAA.

Mais il convient de le manier avec précaution dans un contexte où EDF elle-même va exercer une pression forte à la limitation des charges d'exploitation de sa filiale. L'annonce récente d'un objectif de compression des charges du groupe d' 1 Md € d'ici 2019 inquiète tout autant que l'objectif de réduction d' 1,9 Md € des investissements commenté en question 1.

C'est pourquoi l'USERAA s'interroge sur une modulation du degré de conservation à l'image de ce qui existait dans le cadre du TURPE 3 (50%).

D'autre part, l'USERAA demande instamment que les redevances aux concédants quittent le champ des charges incitées pour devenir éligibles au CRCP (c'est-à-dire couvertes au réel et non selon un forfait ex ante).

Question 4 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme incitant ENEDIS à la maîtrise de ses coûts unitaires d'investissement dans les réseaux ? Que pensez-vous des modalités envisagées par la CRE ?

La CRE prévoit d'accorder un bonus / malus de 20% des économies / dépassements de coûts unitaires moyens au sein de 4 zones de densité urbaine, le tout étant plafonné à +/-30 M€/an.

La méthode proposée nécessite de dominer une méthodologie solide pour définir les couts unitaires.

L'USERAA rappelle à cet effet que la mise en place du barème de raccordement en 2009, comprenant des couts unitaires, a conduit à une augmentation concomitante du montant des investissements de raccordement d'ENEDIS, sur l'ensemble du territoire national, sans qu'on puisse corréler cet évènement avec un bouleversement dans l'immobilier (logement ou tertiaire). Ainsi, l'USERAA s'interroge sur l'impact que pourrait avoir la disposition proposée par la CRE.

En complément, la CRE rapporte dans le document de consultation les remarques d'ENEDIS suggérant des distorsions entre l'observation statistique (évolution sectorielle) et le niveau des couts unitaires finalement retenus. Ainsi, la confrontation de ces couts unitaires et de leur évolution avec la réalité s'annonce complexe et sujette à discussion.

La mise en œuvre d'un mécanisme d'incitation sur les couts unitaires pourraient devenir à terme une approche technocratique, inutile pour rendre plus efficace ENEDIS lors de ces investissements et chronophage.

Au demeurant, l'USERAA s'interroge sur le caractère très sommaire de la division de la France en 4 zones de densité urbaine.

Au sein de zones homogènes de son territoire, soit très rurales, soit très urbaines, elle a elle-même pu constater des écarts de coût unitaire moyen (au m de BT aérienne, de BT souterraine ou de HT souterraine) de 1 à 2.

Certes, comme l'indique la CRE, ses effets se moyenneront (peut-être). Mais le mécanisme de bonus / malus envisagé va objectivement inciter ENEDIS à évacuer les investissements les plus coûteux au sein de chaque zone de densité.

Faut-il ajouter à la pression que le groupe va déjà exercer sur les investissements de sa filiale ?

En conclusion, l'USERAA est défavorable à cette mesure d'incitation.

Question 5 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme incitant ENEDIS à la maîtrise de ses charges de capital sur les actifs hors réseaux au même titre que les charges d'exploitation ? Que pensez-vous du mécanisme envisagé par la CRE ?

L'USERAA adhère à l'idée de prévenir tout arbitrage d'aubaine entre les charges d'exploitation incitées et les investissements couverts au réel (compte tenu de l'éligibilité au CRCP de l'amortissement et de la rémunération des capitaux investis).

Le mécanisme proposé n'appelle donc pas d'objection particulière dès lors que sont dûment écartés les investissements dans le réseau.

Cependant, l'exclusion du CRCP des charges de capital des investissements hors réseaux ne concernerait pas les investissements sur certains SI, cités par la Commission dans le document de consultation. Les charges citées relèvent pour la majorité d'entre elles de SI de gestion de la clientèle. Cette proposition est difficile à comprendre pour l'USERAA.

La CRE précise qu'elle souhaite ainsi maintenir la capacité d'ENEDIS à répondre aux besoins du marché qui imposeraient des évolutions majeures en cours de période tarifaire.

Les évolutions majeures des SI de gestion de la clientèle, compte tenu de leur taille et de leur complexité, font l'objet d'études préalables : elles sont donc anticipées, prévues et prévisibles.

Il est de plus improbable que ces SI subissent de profonds remaniements sous 4 ans, sans que ces évolutions ne soient connues à ce jour.

L'USERAA considère que le maintien des investissements sur les SI de gestion de la clientèle dans le CRCP réduit considérablement l'impact d'une éventuelle décision d'inciter ENEDIS à maîtriser ses charges d'investissements hors réseau.

Question 6 : Etes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE pour les différentes incitations financières concernant la qualité d'alimentation ? Les indicateurs, les cibles et la force des incitations vous semblent-ils pertinents ?

Concernant la force des incitations :

Pour l'USERAA, il est inconcevable de mettre en place des incitations à la maîtrise des charges d'exploitation du réseau, voire, si l'idée en était finalement retenue, à la maîtrise des coûts unitaires d'investissement, sans dispositifs d'intéressement puissants à la qualité d'alimentation et de service en général. Les deux volets doivent s'équilibrer l'un l'autre.

D'autre part, les sanctions doivent être proportionnées à la rémunération du risque allouée (la « marge sur actifs ») au distributeur.

Force est d'observer que ces conditions ne sont pas réunies.

Certes, la CRE envisage de renforcer l'intensité de l'incitation annuelle au temps de coupure de +/-4,3 M€ à +6,4 M€ par minute gagnée / perdue eu égard à la cible. Mais la mesure est largement vidée de son sens par l'application du plafond annuel de bonus / malus de +/-83 M€.

Quant aux diverses incitations financières à la qualité de service, elles sont plafonnées globalement à +/-40 M€ environ.

Compte tenu de ces plafonnements, le bonus / malus maximal représente à peine :

- 3% des charges incitées ; autrement dit, du strict point de vue financier d'ENEDIS, comprimer de 4% les charges incitées au prix d'une dégradation de service entraînant le paiement de la sanction s'avère donc une décision opportune,
- 1% du TURPE hors péages de transport,
- 7% du bénéfice moyen d' 1,7 Md €/an que le TURPE 5 projette d'accorder à ENEDIS sous la double forme de la prime de risque et de la rémunération des capitaux propres régulés ; en d'autres termes, si ENEDIS se montre opérationnellement défaillante, elle conservera le droit de percevoir 93% de son bénéfice normatif.

L'USERAA déplore donc le caractère symbolique des sanctions envisagées. Elle doute de ce que puisse être ainsi infléchie la propension d'ENEDIS, sous la tutelle de son groupe, à une gestion d'abord financière de la distribution.

En novembre 2015, à l'appui de la consultation publique sur le tarif de distribution gazière (ATRD 5), la CRE avait opportunément rendu publique une analyse comparative des cadres de régulation dans divers pays européens (auteur : Schwartz and Co). Les auditeurs, pointant le caractère peu incitatif de la régulation française, y préconisaient « *d'augmenter les montants de bonus / malus relatifs aux mécanismes d'incitation à la qualité de service en cohérence avec les pratiques observées dans les pays voisins étudiés, afin qu'ils représentent chaque année au total de l'ordre de 2 à 4% du revenu autorisé* ».

2% à 4% du revenu autorisé d'ENEDIS (c'est-à-dire du TURPE hors transport) représentent de l'ordre de 200 à 400 M€/an. Vu l'ampleur de la prime de risque allouée au concessionnaire (voire question 26), se positionner en haut de fourchette serait justifié.

L'USERAA prône donc un triplement des plafonds de sanctions applicable à ENEDIS en cas de sous-qualité, afin de rendre celles-ci réellement incitatives.

Concernant la pertinence du niveau cible des indicateurs :

Les temps de coupure cibles restent trop élevés, comme cela a été souligné plus haut (cf. question 1).

ENEDIS se voit ainsi octroyer des bonus pour l'atteinte des objectifs de qualité de desserte via le TURPE, alors que la qualité de desserte de territoires entiers reste fortement dégradée.

L'USERAA considère que compte tenu du niveau de la cible de l'incitation mise en place, celle-ci ne constitue pas un vecteur d'amélioration ou permettant d'enrayer la dégradation de la qualité.

L'USERAA souhaite que l'incitation du concessionnaire, gestionnaire du réseau de distribution pour améliorer la qualité de desserte impose une réelle amélioration avec pour objectif d'atteindre un niveau comparable aux pays européens voisins (Allemagne, Pays-Bas, Suisse ou Royaume-Uni).

En retenant un niveau objectif suffisamment supérieur au niveau atteint actuellement, la régulation incitative permet de garantir une amélioration de la qualité de desserte sur chaque territoire tant urbain que rural.

A titre subsidiaire, l'approche tendancielle retenue pour l'évolution de la cible dans la continuité de celle engagée dans TURPE 3 et poursuivie pendant TURPE 4, minimise le risque de non atteinte par ENEDIS. Ce point est d'autant plus vrai pour les coupures des usagers en BT, qui, dans l'attente du déploiement complet de LINKY, font l'objet d'une collecte manuelle et non automatique.

Question 7 : Etes-vous favorable aux évolutions envisagées pour la pénalité versée aux utilisateurs en cas de coupure longue ?

L'USERAA approuve l'objectif de la CRE d'accroître la lisibilité pour les usagers des règles d'application de la pénalité à verser en cas de coupure longue.

La CRE propose de réduire le seuil ouvrant droit à dédommagement de 6 à 5h et d'inclure les coupures liées au réseau amont.

Cependant, l'indemnité doit être proportionnée à la perte financière (contenu du réfrigérateur et/ou du congélateur) dès la tranche « 5h – 10h de coupure » pour le réfrigérateur (soit de l'ordre de 100€) et dès la tranche « 20 – 25h de coupure » pour le congélateur (de l'ordre de 500€ à 1000€).

Le niveau proposé par la Commission atteint 24 à 48€ pour une coupure de 5 à 10h (tarif bleu base) et de 60 à 120€ pour une coupure de 20 à 25h.

Ces niveaux d'indemnisation apparaissent cohérents avec la perte financière moyenne et montrent une nette évolution par rapport aux règles d'indemnisation en vigueur pour TURPE 4 (les montants sont multipliés par 10).

L'USERAA est favorable à ces propositions en faveur des usagers.

Question 8 : Etes-vous favorable à l'ajout des indicateurs de suivi de la qualité d'alimentation proposés ?

L'USERAA est favorable aux propositions de la CRE d'introduire des indicateurs de suivi de la qualité concernant les surtensions ou chutes de tension, les microcoupures et les coupures subies par les producteurs ;

Ces indicateurs de suivi permettront de mettre en place à terme, le cas échéant, un mécanisme d'incitations financières.

Cependant, pour être efficace, le mécanisme d'incitation financière doit s'appuyer sur un régime de sanction suffisamment dissuasif d'une part et les niveaux de qualité ciblés doivent pousser le gestionnaire de réseau à mener des efforts et non uniquement à maintenir l'état existant.

Question 9 : Avez-vous des remarques sur la liste des indicateurs de suivi de la qualité de service envisagés ?

Relève et facturation : l'USERAA approuve la proposition de la CRE pour maintenir l'incitation financière relative au taux d'index relevés ou auto relevés pour les usagers non équipés de LINKY et de suivre le taux d'absence au relevé 2 fois et plus.

Interventions : L'USERAA confirme effectivement que les mises en service ne sont pas réalisées à la date souhaitée par l'utilisateur mais à une date imposée par le fournisseur et/ou par ENEDIS (en fonction de son tableau de charge). L'incitation financière sur cet indicateur ainsi établie n'est pas fondée.

La CRE propose de la maintenir en retenant soit le délai du catalogue des prestations ou un délai supérieur ayant reçu l'accord de l'utilisateur.

L'USERAA approuve la CRE dans sa démarche pour tenter de rendre effective cette incitation financière. Cependant, l'USERAA s'interroge sur l'impact de l'évolution proposée par la Commission.

- Comment l'accord de l'utilisateur sur un délai supérieur au catalogue des prestations sera-t-il recueilli ?
- Quel utilisateur refusera de donner son accord si son fournisseur ou ENEDIS lui explique que le délai proposé est le seul possible ?

L'USERAA suggère de revenir à un mode d'incitation qu'EDF s'était elle-même imposée au début des années 2000³ : le respect strict du délai prévu au catalogue des prestations et versement systématique d'une indemnité aux usagers qui seront mis en service au-delà de ce délai, quel que soit la raison.

Relations avec les utilisateurs : l'USERAA est favorable aux propositions de la CRE.

Raccordements : le TURPE 4 prévoyait une incitation financière pour le taux de respect de la date convenue de mise à disposition d'un raccordement. Une pénalité était à verser aux utilisateurs sur réclamation.

ENEDIS relève le faible taux de pénalités versées, sans l'expliquer. Il est vrai que rares sont les usagers qui savent qu'ils peuvent percevoir une pénalité s'ils adressent une réclamation. Le peu de publicité fait sur cette disposition par ENEDIS explique également le faible nombre de pénalités versées.

ENEDIS relève surtout qu'il est difficile de déterminer à qui incombe le retard, et compte tenu de cette complexité, le maintien de la pénalité prévue par TURPE 4 est remis en cause.

L'USERAA demande le maintien de la pénalité en imposant à ENEDIS d'inscrire dans toutes les correspondances liées aux raccordements au réseau, le régime d'indemnisation dont bénéficient les usagers. Cette inscription devra être lisible et notable. Enfin, le montant de l'indemnité pourra être calé sur celui de l'indemnisation en cas de coupure, de façon à refléter la perte économique et de confort de l'utilisateur, de manière équivalente.

³ La garantie des services imposait des délais fermes, quel que soit les situations et des indemnités systématiques. En effet, si l'opérateur s'organise pour réaliser une prestation en un délai donné, la demande expresse d'un usager de la réaliser dans un délai plus long soulage son planning donc ses charges : l'indemnisation n'est donc pas induite, y compris lorsque c'est l'utilisateur qui souhaite allonger le délai.

Question 10 : Selon vous, les indicateurs existants permettent-ils de mesurer tous les aspects importants de la qualité de service d'ENEDIS ? Sinon, quels indicateurs devraient être ajoutés ?

Compte tenu du nombre conséquent d'indicateurs pour la mesure de la qualité de service, l'USERAA propose de s'attacher à améliorer l'efficacité des indicateurs existants et à ne pas en créer de nouveaux.

Question 11 : Que pensez-vous de la caractérisation des indisponibilités du portail SGE (heures de garantie de service prises en compte et délai de prévenance des indisponibilités programmées au regard des besoins des fournisseurs) ?

L'USERAA ne répond pas à cette question principalement tournée vers les fournisseurs.

Question 12 : Etes-vous favorable à l'évolution proposée du mécanisme d'attribution des bonus et des pénalités, c'est-à-dire à la fixation d'un unique objectif de référence et de valeurs plafond et plancher pour les indicateurs incités financièrement pour la qualité de service ?

Jusqu'ici le mécanisme de régulation incitative prévoyait :

- un objectif de base, en-deçà duquel une pénalité était appliquée
- un objectif cible au-dessus duquel ENEDIS percevait un bonus.

La CRE propose de modifier ce dispositif pour ne retenir qu'un objectif, médian entre l'objectif de base et l'objectif cible, fondée sur la performance actuelle d'ENEDIS.

L'USERAA observe que le mécanisme actuel limitait les pénalités aux cas de non qualité qualifiés de « non acceptable » et imposait à ENEDIS d'améliorer effectivement ces performances pour percevoir un bonus.

ENEDIS maintient ses résultats dans la zone neutre (entre l'objectif de base et l'objectif cible). Cette politique d'ENEDIS est selon l'USERAA la conséquence du faible niveau financier des incitations et du non relèvement régulier des objectifs base et cible : ENEDIS n'a que peu d'intérêt à améliorer ses performances.

Le mécanisme proposé par le CRE pour le TURPE 5 garantit, en revanche, à ENEDIS de percevoir plus de bonus, sans garantie que la qualité de service aux usagers en soit améliorée, donc potentiellement, sans effort de la part du concessionnaire.

L'USERAA souhaite le maintien du système actuel (objectif de base et objectif cible) avec une revalorisation de ces objectifs et des montants de pénalités réellement motivant pour ENEDIS.

Question 13 : Etes-vous favorable à l'évolution proposée du mécanisme d'ajustement des paramètres de la régulation incitative de la qualité de service en cours de période tarifaire ? Avez-vous des remarques sur la liste des indicateurs de suivi de la qualité de service dont les caractéristiques seront fixées pour la période TURPE 5 ?

L'amélioration de la qualité de service demande de revoir les processus de gestion des usagers, ou des pratiques professionnelles. Il s'agit donc d'évolutions mises en place sur la durée.

Une modification régulière des indicateurs ou des objectifs ne donne pas une visibilité suffisante pour engager ces évolutions. La lisibilité des objectifs de la construction tarifaire sera également fortement entamée par des changements fréquents dans les indicateurs suivis.

L'USERAA considère que des modifications annuelles d'indicateurs ne sont pas souhaitables et nuisent à la lisibilité du dispositif.

Question 14 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'intérêt d'inciter ENEDIS à réduire le coût total de ses pertes ?

L'USERAA approuve la mise en place d'une régulation incitative d'ENEDIS sur le coût total des pertes. Les pertes sont le reflet de l'état du réseau (surcharge du réseau = plus de pertes techniques) et de la qualité de la gestion des usagers (relève, facturation, gestion des contrats,...)

Question 15 : Etes-vous favorable au mécanisme d'incitation sur les pertes envisagé par la CRE ?

Le mécanisme proposé par la CRE couvre à la fois le volume et le prix, il n'est pas construit sur le seul maintien de la performance actuelle d'ENEDIS et l'USERAA approuve cette approche de la performance du concessionnaire.

Toutefois, ce mécanisme, ainsi que tous les éléments de la tarification, doivent être communicables et communiqués en toute transparence.

Ainsi, l'USERAA demande que l'annexe traitant du coût de référence pour l'achat des pertes déterminé à partir du prix du marché ne reste pas confidentielle et soit rendue publique.

Question 16 : Etes-vous favorable à la reconduction du cadre de régulation des dépenses de R & D dans le TURPE 5 ?

La CRE propose d'intégrer au CRCP, c'est-à-dire de couvrir au réel, les charges d'exploitation orientées vers les actions de recherche / développement, dès lors qu'elles n'excèdent pas un plafond prédéfini autour de 55 M€/an, autrement dit de les exclure du champ des charges dont la maîtrise est incitée.

L'USERAA adhère à la vision de la CRE de ne pas désinciter les actions de R & D d'ENEDIS, de mettre en ce domaine sur un même pied dépenses d'investissement (éligibles

par défaut au CRCP) et d'exploitation (exclues par défaut du CRCP), tout en protégeant les consommateurs via un plafond.

L'USERAA se félicite également des actions de communication ex-post sur les projets ainsi financés (transmission annuelle par ENEDIS des actions réalisées et rapport public bisannuel conjoint CRE / ENEDIS / RTE).

Néanmoins, s'agissant de dépenses directement réimputées sur les consommateurs, elle souhaiterait toutefois que puissent être débattus ex ante les axes de recherche et développement, notamment avec les institutions représentatives des autorités concédantes de la distribution.

Question 17 : Quelle est votre analyse de la trajectoire des dépenses et des programmes de R&D prévus par ENEDIS pour le TURPE 5 HTA-BT ?

En l'absence d'éléments concrets sur les objets financés (programmes, objectifs, partenaires, état d'avancement, conclusions partielles,...), l'USERAA n'a pas d'élément suffisant pour se prononcer sur la trajectoire proposée.

Question 18 : Etes-vous favorable à l'introduction dans le TURPE 5 de la possibilité de prendre en compte des projets de déploiement des réseaux électriques intelligents proposés par ENEDIS en cours de période tarifaire ?

Cette question appelle de la part de l'USERAA la même réponse de principe que la question 16 relative aux actions de recherche et développement.

Les syndicats peinent toutefois à comprendre l'impossibilité invoquée par la CRE de tracer les dépenses correspondantes dans la comptabilité d'ENEDIS, aboutissant à couvrir les actions sur la base d'une estimation a priori sans réelle possibilité de contrôle a posteriori. Ils souhaiteraient que soit imposée au distributeur une procédure de suivi analytique des charges (et éventuels produits) d'exploitation concerné(e)s, procédure dont ils n'imaginent pas qu'elle exige des moyens importants.

Pour ces projets également, une supervision publique et transparente est à mettre en place, d'autant qu'après environ 10 ans depuis l'émergence du concept de Smart Grids et malgré les multiples démonstrateurs et expérimentations en cours ou achevés, aucun modèle économique ou technique du concept « Smart Grids » n'émerge, comme le précise la CRE dans son site dédié au sujet⁴.

Question 19 : Etes-vous favorable à la reconduction des principes de fonctionnement du CRCP existant ? Sinon, quelles seraient, selon vous, les modifications à apporter au mécanisme actuellement en vigueur ?

Le compte de régulation des charges et produits (CRCP) accueille les postes comptables dont la couverture tarifaire est assurée au réel : charges en capital (i.e. les amortissements

⁴ <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=modeles>

et la rémunération des capitaux investis découlant des investissements, une quote-part du coût de rachat des pertes d'énergie, la valeur nette comptable des immobilisations démolies, les revenus de raccordement et les recettes d'acheminement).

L'existence et le champ étendu du « CRCP » viennent réduire substantiellement le risque du distributeur, levant de fait l'incitation à maîtriser certaines dépenses (investissements, ...) et l'immunisant contre les aléas d'activité, **tous objectifs auxquels l'USERAA souscrit.**

Bien entendu, la rémunération du risque résiduel doit être établie en cohérence (voir sur ce point problématique la réponse à la question 26).

Le plafonnement à +/-2% du tarif chaque année de l'effet d'apurement du CRCP, avec report du solde sur l'(les) année(s) ultérieure(s) recueille également l'assentiment des syndicats de l'Union. Il conviendrait toutefois de préciser les conditions financières de ce report (application d'un taux d'intérêt ? si oui, selon quel mode de détermination ?).

Question 20 (1^{ère} partie) : Etes-vous favorable aux évolutions de périmètre du CRCP envisagées par la CRE ?

La CRE met en débat plusieurs évolutions de périmètre du CRCP.

L'exclusion du CRCP du produit des prestations annexes :

Jusqu'à présent, le produit des prestations annexes était en quelque sorte « garanti ». S'il baissait, le TURPE compensait la moins-value et vice-versa (effet mécanique du CRCP).

La CRE, au motif que les charges correspondantes seraient variables, considère qu'une variation de recettes de prestations annexes, ne détermine pas de variation de marge nette pour ENEDIS. Il n'y aurait dès lors plus lieu de faire intervenir le mécanisme compensatoire du CRCP.

L'USERAA s'interroge sur le présupposé de variabilité des charges afférentes, en parallèle avec les produits (dont on sait qu'ils couvrent de l'ordre du coût brut des prestations annexes).

En l'absence d'éléments tangibles communiqués par la CRE sur le sujet, elle se considère dans l'incapacité de répondre à la question.

L'USERAA craint que l'exclusion des prestations annexes du CRCP n'incite mécaniquement ENEDIS à maximiser ces recettes. En situation de monopole, dotée d'une image de marque forte de prescripteur tant auprès des usagers que des entreprises du secteur, ENEDIS a toute latitude pour générer des prestations supplémentaires, non strictement nécessaires au fonctionnement du service public (changement de tarif, relève spéciale, correction d'index,...).

L'inclusion au CRCP des charges liées au fonds de péréquation de l'électricité :

L'USERAA rejoint la CRE sur cette question, fondamentale pour de nombreuses entreprises locales de distribution.

Jusqu'à présent, la couverture forfaitaire de cette charge de l'ordre de 8 M€/an pour ENEDIS a pu être source de blocage du dispositif, engendrant des recours de distributeurs insuffisamment servis, auquel le Conseil d'Etat a fait droit en juillet 2015.

Dans la mesure où la refonte des textes consécutive à cet arrêt n'est pas encore effective, il est d'autant plus logique d'inclure cette charge au CRCP.

Parmi les charges de péréquation, la CRE inclut également 152 M€/an au titre des îles non-interconnectées (SEI). L'USERAA aurait souhaité disposer d'informations sur le mode de calcul de ce besoin.

La perspective d'inclusion au CRCP des redevances aux concédants :

Les redevances ont toujours été maintenues hors du CRCP par la CRE.

La question de leur inclusion avait été posée par la CRE en amont du TURPE 4 en 2012. La Commission n'avait pas donné suite considérant cette charge comme suffisamment prévisible.

Cet argument de prévisibilité ne saurait régir de manière exclusive le statut d'une charge vis-à-vis du CRCP. Classer une charge hors CRCP, c'est-à-dire la couvrir de manière forfaitaire sur des bases prévisionnelles, c'est aussi et surtout en faire un poste susceptible d'efforts de productivité et inciter objectivement le distributeur à la compresser (puisqu'il conserve la différence avec la trajectoire forfaitairement couverte).

Or quand ENEDIS parvient à compresser des redevances, elle réduit la capacité d'investissement et de contrôle des collectivités.

En tout état de cause, la période du TURPE 4 aura démenti cet argument de prévisibilité. L'« audit du niveau des charges d'exploitation d'ENEDIS » rendu public par la CRE révèle que :

- qu'ENEDIS a dégagé un bonus de 37 M€ en 2014-2015 sur le poste « redevances aux concédants » (bonus entre le TURPE attribué à cet effet et la charge effective),
- que le montant atteindra 92 M€ d'ici la fin de la période tarifaire (2017).

Enfin, s'agissant de cette question de la prévisibilité, l'USERAA rappelle que de nombreux contrats de concession vont arriver à échéance d'ici la fin de la période tarifaire TURPE 5 (par exemple le SYDER parmi ses membres). En outre, des négociations sont en cours sur la refonte du modèle national de cahier des charges de concession entre la FNCCR et ENEDIS. Qui peut préjuger dans ce contexte du niveau des redevances à horizon de seulement deux ou trois ans ?

Sur ce plan, une phrase de la consultation ne saurait être laissée sans réaction : *« l'augmentation anticipée du niveau des redevances conjuguée à des renouvellements massifs par anticipation des contrats de concession sur la base du nouveau modèle de contrat prévus par ENEDIS à compter de 2017, entraînent une hausse significative sur la période 2015-2020 des redevances de concession. »*

Sachant qu'ENEDIS a transmis sa dernière trajectoire de charges prévisionnelles fin juin, il est permis de penser qu'elle a travaillé sur la base du projet de cahier des charges de concession en chantier à cette époque-là dans le cadre de ses négociations avec la FNCCR. Or c'est sur la base de ce même cahier des charges que de nombreux concédants ont, en lien avec la Fédération, simulé l'évolution de leurs redevances R1 et R2. Bien peu ont pu observer *« une hausse significative »*. En revanche, le resserrement de l'assiette de la redevance R2, la fin de la prime de départementalisation, etc., génèrent souvent des moins-values substantielles.

A titre d'exemple, voici les analyses de plusieurs syndicats réalisées début juillet.

Analyse du SIEL

- R1 : + 210 k€ en 2017, puis évolution de +0,5%/an.
- R2 : En supposant une stabilité du terme B entre 2017 et 2020, on observerait une baisse de 150 k€ en 2016, puis une hausse d'environ 100k€ en 2017, et ensuite une baisse d'environ 400k€ entre 2017 et 2020. La baisse pourrait être considérable la 9^{ème} année, avec la fin du plancher.

Analyse du SEDI

- R1 : 173k€ en 2017, puis une évolution de +1,2% par an en l'état actuel des choses

- R2 :

En supposant que l'on continue à prendre en compte les participations communales dans le calcul :

- 2017 : + 194k€
- 2018 : + 607k€
- Ensuite : + 331k€

En supposant que l'on supprime les participations communales dans le calcul :

- 2017 : - 637k€
- 2018 : + 126k€
- 2019 : - 212k€
- Ensuite : poursuite de la baisse jusqu'à - 1M€ en 2025

Analyse du SYDER

- R1 : +195 k€ en 2017 sur le territoire de la concession du SYDER, puis une évolution moyenne de +1,3%/an.
- R2 :

ANNEE DE PERCEPTION DE LA REDEVANCE	Montant de redevance R2 à percevoir en €	Evolution N/N-1 en €	Evolution cumulée en €
2017	1 593 486	199 244	199 244
2018	1 275 619	- 317 866	- 118 623
2019	135 482	- 1 140 137	- 1 258 760
2020	135 482	-	- 1 258 760

Au vu de ses considérations, l'USERAA se prononce résolument en faveur d'une inclusion des redevances de concession au CRCP.

Question 21 : Etes-vous favorable à l'introduction d'une clause de rendez-vous dans le TURPE 5 HTA-BT, dans les conditions envisagées par la CRE ?

La clause de rendez-vous imaginée par la CRE permettrait un ajustement du TURPE au bout de 2 ans dès lors que des évolutions d'ordre législatif, réglementaire ou judiciaire feraient varier les charges nettes d'exploitation d'ENEDIS de plus d' 1%, soit 40 M€ environ.

Sur le principe, l'USERAA rejoint la CRE.

Sur la mise en œuvre en revanche, l'USERAA s'interroge. ENEDIS bénéficierait déjà d'une période tarifaire parmi les plus courtes d'Europe (voir réponse à la question 2). Et la CRE prévoit de lui octroyer une prime de risque (« marge sur actifs » développée en question 26) de l'ordre d' 1,3 Md €/an.

Le seuil d' 1% apparaît donc exagérément bas. Des clauses de ce type existent couramment dans les contrats de concession hors électricité et gaz, au demeurant conclu pour des durées bien plus longues que 4 ans. Elles ne s'enclenchent qu'en cas d'atteinte significative à l'équilibre économique du partenaire privé. Or le seuil de 40 M€ ne représente guère que 0,4% du TURPE et 2% de son résultat prévisionnel.

Si l'USERAA souscrit à l'idée d'une clause de rendez-vous à mi-période, elle considère donc, dans un souci de visibilité tarifaire à moyen terme et d'équilibre risque / rentabilité, que celle-ci ne saurait servir à des ajustements fins du TURPE. Devraient seuls être couverts des aléas significatifs au regard de la prime de risque allouée au distributeur, soit un seuil autour de 200 M€.

Question 22 : Que pensez-vous de la fourchette de charges nettes d'exploitation envisagée par la CRE ?

La CRE propose deux trajectoires de charges nettes d'exploitation distinctes de 168 M€/an moyens. Cet écart correspond principalement à des efforts de productivité d'ENEDIS au regard des préconisations de l'auditeur externe des charges d'exploitation du distributeur.

L'USERAA émet pour commencer un avis favorable à la prise en compte du crédit d'impôt emploi compétitivité en réduction des charges à couvrir dans les deux scénarios. La cinquantaine de M€ dont bénéficie ENEDIS est en effet pérenne. Il est difficile de comprendre les réserves d'ENEDIS sur ce point.

Ceci posé, elle invite la CRE à la plus grande vigilance dans l'exercice de pression à la baisse des charges d'exploitation d'ENEDIS. Deux aiguillons puissants de maîtrise desdites charges existent déjà :

- l'un interne : la conservation par le distributeur des économies de charges (hors CRCP) qu'il pourrait dégager au cours de la période tarifaire,
- l'autre externe : les efforts de productivité auxquels le groupe EDF va de lui-même s'astreindre d'ici 2019 (décision prise de comprimer d' 1 Md € les charges d'exploitation consolidées).

Et comme elle l'a démontré plus haut (question 6), l'USERAA considère que, sauf évolution significative des positions de la CRE, les sanctions de régulation incitative seront loin de contrecarrer cette logique financière que déplorent depuis plusieurs années ses membres au niveau local.

Au demeurant, l'USERAA s'interroge sur la pertinence des ratios retenus par l'auditeur des charges pour évaluer le potentiel d'efficacité d'ENEDIS. Une comparaison internationale assise sur des ratios aussi sommaires que les dépenses informatiques par utilisateur raccordé et par mètre de réseau ou le nombre de mètres carrés par agent a-t-elle un sens et peut-elle se substituer à un audit de l'organisation interne du distributeur ?

Pour ces raisons, l'USERAA émet donc l'avis que la CRE positionne la trajectoire de charges à couvrir dans le haut de la fourchette proposée.

Question 23 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE de reconduire pour la période TURPE 5 la méthode de calcul de charges de capital utilisée pour le tarif TURPE 4 pour la période TURPE 5 ?

Le débat porte concrètement sur l'arbitrage entre :

- une « méthode économique » de couverture des charges en capital, qui considère qu'ENEDIS a financé par elle-même l'ensemble des actifs en concession (hors remises gratuites des collectivités) et nie donc la présence au passif de l'entreprise de ressources perçues d'avance des utilisateurs, constitutives du patrimoine des concédants : les provisions pour renouvellement et les amortissements de financements des concédants.
- et une « méthode comptable », assise, comme son nom l'indique, sur la réalité des comptes d'ENEDIS et qui déduit des financements à rémunérer les ressources gratuites issues de l'économie concessionnaire : provisions et amortissements de financements des concédants (de là la notion de « capitaux propres régulés » introduite par la CRE à l'occasion du TURPE 4) ; cette méthode inclut par cohérence les dotations aux provisions et amortissements de financements de concédants aux charges à couvrir par le TURPE.

Le Conseil d'Etat, lors de l'annulation du TURPE 3 en novembre 2012 avait clairement dénoncé l'application de la méthode économique aux motifs principaux qu'elle méconnaissait l'existence des contrats de concession et de leurs obligations et qu'elle couvrait par là même des coûts de financement absent des charges effectives du distributeur.

Entre-temps, la loi pour la transition énergétique et la croissance verte, en son article 153, est venue autoriser (sans l'imposer) le retour à la méthode économique. La Ministre de l'Energie, dans un courrier annexé à la consultation publique de mai 2016 sur la structure du TURPE, a même suggéré à la CRE de mettre en application cette possibilité, arguant de ce qu'un « modèle économique serait le plus à même d'inciter le distributeur à investir ».

La CRE propose la reconduction de la méthode comptable utilisée pour l'établissement du TURPE 4. ENEDIS, de son côté, semble avoir demandé le retour à la méthode économique.

Ces importants éléments de contexte rappelés, l'USERAA tient à souligner que :

- Preuve a été faite que la méthode comptable du TURPE 4 n'a pas désincité ENEDIS à investir. Au contraire, pour la première fois depuis de nombreuses années, le concessionnaire a respecté la trajectoire d'investissements délibérés (quoi qu'on puisse penser du niveau de celle-ci – voir à cet égard la réponse à la question 1).
- Tout démontre depuis 20 ans que le niveau des investissements de distribution procède avant tout de la politique financière du groupe EDF, nullement du niveau de rémunération tarifaire de la ressource.
- A l'époque où s'appliquait la méthode économique (de 2006 à l'arrêt du Conseil d'Etat fin 2012), ENEDIS défendait que les provisions pour renouvellement « n'existaient pas » au motif que le TURPE d'une part ne les couvraient pas, d'autre part ne les considérait pas comme des financements des concédants lors de leur utilisation. Ce faisant, elle se permettait d'en reprendre des montants substantiels en bénéfices lors des allongements de durées d'amortissement. Le TURPE 4 a mis fin à ces pratiques : lorsqu'elle juge des provisions sans objet, ENEDIS doit désormais les

restituer aux utilisateurs (par baisse du TURPE) ou, potentiellement, aux concédants. Quelle que soit l'évolution des négociations en cours entre le concessionnaire et la FNCCR sur la poursuite ou non des dotations aux provisions, la méthode comptable fournit un argument solide pour attester de ce que le stock de provisions a bien été apporté par les utilisateurs et qu'il ne saurait donc basculer sous une forme ou sous une autre dans le patrimoine du distributeur.

L'USERAA souscrit donc à la proposition de la CRE de reconduire la méthode comptable de détermination des charges en capital au sens où elle seule reconnaît les droits patrimoniaux des concédants sur les provisions et amortissements de leurs financements sans d'aucune manière affecter une capacité d'investissement d'ENEDIS largement sous la coupe d'EDF.

Question 24 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE de couvrir au taux sans risque les frais financiers d'ENEDIS pour la période TURPE 5 ?

L'USERAA ne comprend pas cette proposition.

Le « taux sans risque » est par définition le taux des obligations d'Etat. Or ENEDIS, si solide soit sa santé financière (pas de dette, 3,5 Mds € de trésorerie, une rentabilité moyenne des fonds propres de 20%, ...) ne saurait emprunter aux mêmes conditions que l'Etat.

Sauf à surestimer le taux sans risque, une telle approche aurait pour effet de léser le distributeur (dans un scénario il est vrai théorique au regard des exigences du groupe EDF, où l'emprunt lui deviendrait autorisé).

L'USERAA demande donc que les intérêts que pourrait un jour supporter ENEDIS continuent d'être couverts au réel (inclusion au CRCP selon le modèle arrêté dans le cadre du TURPE 4).

Question 25 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE de ne pas introduire de rémunération pour les immobilisations en cours d'ENEDIS pour la période TURPE 5 ?

Au bilan d'ENEDIS, les immobilisations en cours, autrement dit les travaux non-achevés, pèsent de l'ordre d' 1 Md €, soit 4 mois d'investissement environ. L'enjeu est donc mince.

En tout état de cause, l'USERAA considère que l'absence de rémunération constitue une incitation bienvenue à accélérer les travaux.

Au surplus, elle observe que des passifs gratuits (non-déduits du calcul des capitaux propres régulés rémunérés au taux sans risque) assurent largement la couverture de ces immobilisations en cours : le stock de provisions pour avantages postérieurs à l'emploi des agents ENEDIS atteint ainsi à lui seul plus de 2,5 Mds €, les contributions aux raccordements perçues d'avance 0,2 Md €, etc.

Rémunérer les travaux en cours reviendrait donc indirectement à rémunérer ces ressources gratuites en provenance des utilisateurs.

En phase avec la CRE, l'USERAA est donc opposée à la rémunération des immobilisations en cours.

Question 26 : Que pensez-vous des fourchettes de valeurs envisagées par la CRE pour les taux de rémunération intervenant dans le calcul des charges de capital d'ENEDIS ?

Le sujet en débat ici, s'il donne lieu à des développements éminemment techniques, est celui du niveau de bénéfice avant impôt attribué par le TURPE à ENEDIS.

En effet, la rémunération des capitaux est le seul poste inclus au calcul du TURPE qui ne corresponde pas à une charge comptable identifiée d'ENEDIS. Ce revenu non-absorbé par une charge aboutit mécaniquement en résultat.

Au plan économique, la rentabilité « normale » d'un investissement découle de la conjugaison de deux paramètres :

- le taux sans risque : les capitaux engagés par l'entreprise auraient pu être investis en placements sûrs, autrement dit en obligations d'Etat ; il faut donc les rémunérer au moins à hauteur de ce que rapportent ces titres ;
- la prime de risque : un complément de rémunération doit être apporté, dimensionné au regard du risque encouru par l'entreprise.

C'est cette logique économique que développe la CRE en décomposant la rémunération des capitaux d'ENEDIS en deux fractions :

- Fraction 1 : application aux « capitaux propres régulés » (i.e. les capitaux réellement investis par l'entreprise déduction faite des apports des concédants, des provisions pour renouvellement, ...) d'un « taux sans risque », représentatif du rendement d'une obligation d'Etat à long terme.
- Fraction 2 : application à la « base d'actifs régulés » (i.e. la valeur nette comptable de toutes les immobilisations en service) d'une « marge sur actifs » destinée à couvrir les aléas liés à leur exploitation.

L'USERAA adhère à cette méthode de détermination de la rémunération intervenant dans le calcul des charges en capital, dans la droite ligne de son aval à la méthode comptable.

Une fois la méthode arrêtée, il convient de paramétrer les deux taux à appliquer. La CRE, se fondant sur les audits du consultant Frontiers Economics, propose de retenir :

- un « taux sans risque » assis sur la moyenne des rendements d'emprunts d'Etat de 10 et 30 ans depuis la crise financière de 2008, soit 3,8% à 4,3% avant impôt (4,0% retenus dans les projections),
- une « marge sur actifs » établie au regard de données de marché des actions de distributeurs électriques de divers pays européens ou non, comprise entre 2,4% et 2,7% avant impôt (2,5% retenus dans les projections).

De la sorte, une immobilisation de 100 entrant dans la comptabilité d'ENEDIS est rémunérée à hauteur de 4 au titre des capitaux investis (en l'absence de capitaux extérieurs telles les provisions pour renouvellement) + 2,5 au titre du risque, soit 6,5.

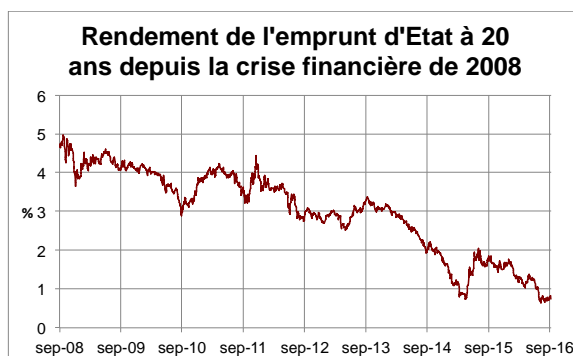
Ce taux de 6,5%, s'il était confirmé, ferait suite aux 8,6% (6,1% de taux sans risque + 2,5% de marge sur actifs, inchangée) du TURPE 4.

L'USERAA ne comprend pas ce paramétrage.

Le niveau du taux sans risque :

Que la CRE se réfère aux rendements d'OAT 10 ans et 30 ans, soit 20 ans en moyenne n'appelle pas d'observation. Les ouvrages d'ENEDIS s'amortissent pour la plupart sur 40 ans, soit une durée moyenne des financements associés de 20 ans.

En revanche, la période de référence est exagérément longue. Si la crise financière a effectivement marqué un « changement d'époque », ses effets sur les taux à long terme n'en ont pas été perceptibles immédiatement. La crise grecque de 2010-2011 et ses risques de contagion ont pu conduire à des tensions temporaires des taux d'emprunts de la France. Surtout, la Banque centrale européenne n'a lancé qu'en 2014-2015 ses actions résolues de baisse des taux longs via des achats massifs d'obligations d'Etat.



L'USERAA considère donc le niveau du taux sans risque qu'il est envisagé de retenir (4,0%) comme totalement disproportionné :

- au vu de l'état des marchés financiers : le rendement de l'OAT 20 ans s'inscrit le 7 septembre à 0,72%,
- au vu des perspectives d'évolution des taux longs : les produits à terme négociés sur les marchés de taux anticipent une remontée au rythme moyen de 0,20% par an,
- la BCE elle-même tient un discours extrêmement modéré sur l'évolution de sa politique monétaire ; dans ses plus récentes études (été 2016), elle projette d'ailleurs des taux longs en hausse de moins d' 1% d'ici fin 2018.

Pour l'USERAA, un taux sans risque à 20 ans fixé par précaution autour d' 1,5% après impôt, soit 2,3% avant impôt, serait en phase avec la réalité.

Le niveau de la « marge sur actifs », c'est-à-dire de la prime pour risque :

La CRE a arrêté le taux de 2,5% appliqué annuellement à la « base d'actifs régulés » sur la base d'une approche comparative avec divers distributeurs étrangers.

Cette méthode serait recevable si tous les distributeurs étaient placés en risque de la même manière par leur Régulateur. Il se trouve que la régulation française renvoie sur les utilisateurs de multiples risques au travers :

- de l'étendue du « CRCP » (couverture au réel de multiples dépenses et garantie de chiffre d'affaires),
- de la brièveté de la période tarifaire (4 ans) renforcée par l'éventuelle introduction d'une clause de rendez-vous au bout de 2 ans,
- de la modération des sanctions (envisagées) en cas de sous-qualité ainsi que l'USERAA l'a démontré en réponse à la question 6.

L'USERAA considère donc que l'approche comparative surévalue le risque encouru par ENEDIS. Et, à tout le moins, elle aurait souhaité que la CRE (et le cabinet mandaté à ce sujet) intègre(nt) à leur raisonnement cette dimension fondamentale.

L'USERAA rappelle au passage que, en 2013, lors de la préparation du TURPE 4, dans le cadre d'une méthode qui n'a finalement pas été retenue, ERDF elle-même évaluait à 1,0%, et non à 2,5%, la prime de risque annuelle à appliquer aux actifs de distribution (la question précise était celle de l'évaluation du risque occasionné par les immobilisations remises gratuitement par les concédants).

Pour l'USERAA, une marge sur actifs cohérente avec ce que sollicitait le distributeur en 2013 – 1,0% après impôt, soit 1,5% avant impôt - serait fondée.

Le 1,3 Md € moyen annuel procuré à ENEDIS par le taux de 2,5% en vue de couvrir les aléas apparaît totalement déconnecté des risques effectivement supportés par l'entreprise.

Les deux tableaux suivants exposent les effets des paramétrages respectifs de la CRE et de l'USERAA (en intégrant Linky conformément à la délibération de 2014) :

Décomposition du résultat alloué à Enedis selon le paramétrage de la CRE

	2017	2018	2019	2020	Moyenne
Base d'actifs régulés hors Linky en Mds €	49,0	50,3	51,5	52,7	50,9
Marge sur actifs en %	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Produit = marge sur actifs en Mds € (1)	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3
Capitaux propres régulés en Mds €	5,1	5,6	6,1	6,6	5,8
Taux sans risque	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
Produit = rémunération des capitaux propres en Mds € (2)	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2
Rémunération Linky en Mds € (3)	0,1	0,1	0,2	0,3	0,2
(1)+(2)+(3) = résultat prévisionnel Enedis en Mds €	1,5	1,6	1,7	1,9	1,7

Décomposition du résultat alloué à Enedis selon le paramétrage de l'USERAA

	2017	2018	2019	2020	Moyenne
Base d'actifs régulés hors Linky en Mds €	49,0	50,3	51,5	52,7	50,9
Marge sur actifs en %	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
Produit = marge sur actifs en Mds € (1)	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8
Capitaux propres régulés en Mds €	5,1	5,6	6,1	6,6	5,8
Taux sans risque	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
Produit = rémunération des capitaux propres en Mds € (2)	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1
Rémunération Linky en Mds € (3)	0,1	0,1	0,2	0,3	0,2
(1)+(2)+(3) = résultat prévisionnel Enedis	0,9	1,0	1,1	1,2	1,1

Le paramétrage proposé par l'USERAA génère un bénéfice annuel moyen avant impôt d' 1,1 Md € sur la période TURPE 5 contre 1,7 Md € selon la CRE, soit un différentiel de 600 M€/an.

Il ne faut pas se méprendre sur la position de l'USERAA, dont les membres constatent au quotidien les conséquences de sous-investissements du distributeur. En aucun cas, il ne s'agit de prôner l'assèchement des moyens dont dispose ENEDIS pour investir.

Il faut rappeler le devenir des bénéfices avant impôt que le TURPE alloue à l'entreprise. Sur 100 de surplus :

- 34,43 reviennent à l'Etat sous forme d'impôt sur les sociétés (au taux de 34,43%),

- Sur les 65,57 restants de résultat net, EDF demande à ENEDIS de payer en moyenne ces dernières années 65% de dividendes, soit 42,62.

En définitive, ENEDIS ne conserve que 22,95 sur les 100 de départ, soit 22,95% du bénéfice que le TURPE lui a alloué sous forme de rémunération des capitaux et du risque.

Concrètement, sur le 1,7 Md € de bénéfice moyen avant impôt que la CRE prévoit d'attribuer à ENEDIS entre 2017 et 2020, 1,4 Md €, soit 14% du TURPE hors transport sortiront de l'entreprise, au profit premier de l'Etat, percepteur de l'impôt et actionnaire majoritaire d'EDF.

L'USERAA considère donc comme inappropriée la surévaluation de la rémunération des capitaux et de la prime de risque, en tant qu'elle assujettit les consommateurs à une taxe qui ne dit pas son nom et que, dans une grande proportion, elle ne revient pas au réseau.

L'USERAA ne prône pas pour autant une diminution des charges en capital et donc du TURPE (dont les 600 M€ mis en évidence représentent environ 6%).

Elle souhaiterait que la marge dégagée via l'ajustement à la baisse des deux paramètres de rémunération soit en tout ou partie réallouée à une majoration des investissements de modernisation, afin de porter ceux-ci du Md € moyen de la trajectoire l'investissement proposée pour TURPE 5 aux 1,6 à 2 Mds €/an qu'avait évalué la FNCCR en 2013.

Ce serait parfaitement réalisable. Avec 600 M€ par an, le coût tarifaire de 9,5 Mds € d'investissements serait amortissable sur 40 ans.

9,5 Mds € d'immobilisations génèrent comme charges à couvrir :

- $9\,500 / 40 = 238$ M€ d'amortissements annuels,
- $9\,500 \times (2,3\% + 1,5\%) = 361$ M€ de rémunération des capitaux et du risque en année 1,
- soit un total arrondi de 600 M€.

En résumé, l'USERAA attend de la CRE qu'elle réévalue la ligne « renouvellement, qualité & modernisation du réseau hors Linky » à près de 2 Mds €/an au lieu du 1 Md € envisagé, le financement provenant du retour à un niveau plus raisonnable des deux paramètres de rémunération, à trajectoire tarifaire inchangée et sans préjudice significatif sur la capacité d'autofinancement d'ENEDIS compte tenu de la réduction corrélative des « fuites » sous forme de dividendes et d'impôt. Il conviendrait de tendre vers le couple suivant, nettement plus fondé au plan économique :

- 2,3% avant impôt au lieu de 4,0% pour le taux sans risque,
- 1,5% avant impôt au lieu de 2,5% pour la marge sur actifs.

Question 27 : Que pensez-vous des hypothèses d'évolution de la consommation présentées par ENEDIS ?

Pour établir la trajectoire des recettes tarifaires, ENEDIS s'appuie sur les hypothèses suivantes:

- une augmentation de la consommation des usagers du réseau de distribution de l'ordre de 0,6% par an
- avec une baisse des soutirages sur le réseau de transport compensée par une hausse des injections de production locales.

Ces hypothèses d'évolution étonnent l'USERAA dans la mesure où, entre autres, la légère reprise de la consommation électrique française en 2015 reste fragile et où ENEDIS ne prévoit aucune évolution des puissances souscrites des usagers BT<36kVA.

La puissance souscrite moyenne reste à 8kVA tout au long de la période tarifaire. Or, le déploiement de LINKY (qui permet de définir la puissance souscrite au pas de 1kVA) et la communication de données issues du dispositif de comptage doivent permettre aux usagers, qui aujourd'hui souscrivent au pas de 3kVA, d'ajuster, à la baisse leur puissance souscrite⁵. Cet ajustement et donc un des intérêts de LINKY pour les usagers du réseau n'est pas identifié dans les prévisions d'ENEDIS.

Cependant, ces variations sur les recettes étant inscrites au CRCP, les éventuels correctifs seront pris en compte tout au long de la période tarifaire.

Question 28 : Avez-vous toute autre remarque sur le prochain tarif TURPE 5 HTA-BT ?

La Commission informe des trajectoires d'investissements pour la période TURPE 5 sans solliciter l'avis des acteurs.

Cette trajectoire appelle néanmoins les remarques suivantes :

- La comparaison des investissements hors LINKY prévus en 2017 lors de l'établissement du TURPE 4 avec ceux indiqués pour ce même exercice pour l'établissement du TURPE 5, montre qu'une baisse de 9% a été appliquée. La baisse est due à la prise en compte, dans la trajectoire affichée pour TURPE 5, du recul des investissements pour les raccordements (recul induit par la conjoncture économique) et un ralentissement des investissements de renouvellement.
- Durant la période TURPE 4, la trajectoire des investissements (hors LINKY évidemment) était linéaire de +3%/an. Pour la période TURPE 5, les investissements hors LINKY augmentent de +1% en 2018 et de +4% en 2020. Compte tenu du non-respect récurrent des trajectoires d'investissement du TURPE distribution, cet à-coup en fin de période tarifaire relève, de l'avis du l'USERAA, de l'acte de communication plus que de la prévision de trajectoire.

L'USERAA s'inquiète donc que le déploiement de LINKY n'entraîne un recul des investissements de renouvellement de réseau.

Cette crainte est renforcée par l'analyse de la chronique des investissements hors postes sources, moyens logistiques et raccordements sur le réseau d'adhérents de l'USERAA. Si l'USERAA constate une augmentation de 9% en 2011, 18% en 2012 et 1% en 2013 des investissements sur le réseau, une baisse est constatée en 2014 (-2%). Les données 2015 sont en cours d'analyse.

⁵ Un usager qui a un besoin à hauteur de 7kVA, souscrit aujourd'hui 9kVA ; avec LINKY il pourra souscrire 7kVA.