

**Consultation publique de la Commission de régulation de
l'énergie (CRE) n°2020-017 du 8 octobre 2020 relative à la
composante au prochain tarif d'utilisation des réseaux
publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA/BT)**

Réponse de TEARA

Novembre 2020

Sommaire

Sommaire.....	2
1. Préambule.....	3
2. Analyses et position de TEARA	4

1. Préambule

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité actuels, dits « TURPE 5 HTB » pour le réseau de transport et « TURPE 5 bis HTA-BT » pour les réseaux de distribution, sont entrés en vigueur respectivement le 1er août 2017 et le 1er août 2018.

Dans un contexte de transformation rapide du système énergétique, la CRE a engagé dès 2018 des travaux et réflexions sur la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (tarifs dits « TURPE 6 »).

TEARA avait déjà répondu à la consultation publique n°2019-011 du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 » puis à la consultation n°2020-007 relative à la composante de soutirage de ces tarifs. Plusieurs éléments sont repris dans la présente réponse, en faisant référence aux « précédentes consultations ».

La CRE souhaite interroger les acteurs sur les orientations qu'elle envisage pour le TURPE 6 HTABT applicable à compter du 1er août 2021, en ce qui concerne le cadre de régulation, le niveau des charges à couvrir et la structure du tarif.

Une attention particulière est portée sur les évolutions de facture générées par ces modifications.

Pour rappel, TEARA (Territoire d'Énergie Auvergne Rhône-Alpes) est composée des 13 autorités concédantes que sont : le SIEA (Ain), le SDE 03 (Allier), le SDE 07 (Ardèche), le SDEC (Cantal), Energie SDED (Drôme), le SEDI (Isère), le SIEL (Loire), le SYDER et le SIGERLY (Rhône), le SDES (Savoie), le SYANE (Haute-Savoie), le SIEG (Puy-de Dôme) et le SDE 43 (Haute-Loire).

En quelques chiffres, sur le domaine de la distribution publique d'électricité concédé à Enedis, TEARA représente :

- 4 137 000 usagers desservis ;
- 62 000 producteurs ;
- 1,5 milliards d'euros de recettes d'acheminement ;
- 10,7 milliards d'euros de valeur d'actifs concédés.

2. Analyses et position de TEARA

Question 1	Avez-vous des remarques concernant les principaux enjeux respectivement identifiés par Enedis et la CRE pour la période du TURPE 6 distribution ?
-------------------	--

Les enjeux soulevés par la CRE sont bien ceux identifiés par les autorités concédantes pour l'organisation de la distribution d'électricité et dans le cadre de l'application des contrats de concession. Reprenant les sujets identifiés, les observations suivantes sont faites :

A - transition énergétique

Un enjeu majeur de l'accompagnement de l'évolution et de la croissance des usages nécessite une meilleure anticipation, passant par une articulation accrue entre aménagement du territoire, dont la planification énergétique fait bien partie désormais, et organisation de la distribution. Cette articulation et l'adaptation des structures de réseaux est essentielle pour la maîtrise tarifaire, comme cela est rappelé dans l'enjeu relatif aux investissements par ailleurs.

Les collectivités concédantes, rassemblées pour les membres de TEARA en syndicats départementaux d'énergie, sont garantes de l'adéquation entre la transition énergétique, l'aménagement du territoire et les réseaux de distribution. L'expertise du gestionnaire du réseau de distribution est mobilisée par les AODE, selon différentes méthodes liées au contexte local, dans le respect de grands principes :

(i) l'ingénierie publique locale est indispensable pour apporter une vision contradictoire à celle du gestionnaire du réseau de distribution, permettant de questionner les méthodes et analyses pour l'évolution et pour le dimensionnement des ouvrages d'une part et pour l'expression des besoins et la définition des projets des pétitionnaires d'autre part.

(ii) Cette ingénierie est en effet à même de pousser le GRD à des sujets non étudiés, à des adaptations ou corrections d'évaluation et de modélisation, à des solutions innovantes, à des optimisations de raccordement...

(iii) cette ingénierie est dédiée à la défense du service public et des principes rappelés par la CRE, indépendamment d'intérêts privés ou d'acteurs ayant un champ et donc un intérêt restreint pouvant conduire à des désoptimisations du système.

Cette organisation territoriale est à notre sens nécessaire pour pousser à une meilleure adaptation des réseaux aux enjeux identifiés par la CRE. Il est par exemple nécessaire de souligner que les AODE sont à l'initiative d'analyses prospectives sur les réseaux HTA et BT de l'impact de différentes politiques énergétiques locales, incluant notamment de manière concrète et quantifiée : le développement de la charge de véhicules électriques, notamment en recharge privée lors de la pointe du soir ; le raccordement photovoltaïque diffus et les coûts de raccordement importants associés, pouvant être optimisés notamment en adaptant le cadre de l'autoconsommation ; le développement de pompes à chaleur, sous l'effet éventuelle de la future réglementation environnementale RE2020 ou en substitution à des chauffages existants. Ces enjeux ont un impact potentiel majeur sur les réseaux,

notamment en basse tension. Les différents acteurs du marché le soulignent régulièrement, chacun avec leur intérêt mais sans argument quantifié. C'est ce que se proposent de faire les AODE afin d'apporter des éléments quantitatifs et un point de vue neutre dans ces débats et pour l'adaptation des réseaux.

B - Maîtrise des investissements

Le rôle des AODE sur ce sujet est central dans le modèle français de la distribution et pour le maintien des grands principes conduisant aux constructions et structures tarifaires (comme cela était rappelé dans les consultations précédentes). La maîtrise des investissements est assurée par ces acteurs en deux niveaux :

- les investissements associés au maintien du potentiel productif, à la « santé » du réseau : ils sont liés aux enjeux de qualité d'alimentation au niveau local : les actions d'Enedis et le contrôle exercé par les autorités concédantes, ainsi que leur maîtrise d'ouvrage pour certains travaux, permettent aujourd'hui d'assurer que les investissements réalisés sont bien optimisés pour la recherche d'amélioration ou de consolidation de la qualité de l'électricité distribuée. Le comité du système est par ailleurs mobilisé pour l'analyse de politiques d'investissement, comme le sont par exemple les chantiers de « prolongation de durée de vie » ou « rénovation programmée », pour lesquels les AODE poussent à une démonstration de performance technico-économique avant généralisation.
- les investissements liés à la croissance : parfois appelés « non délibéré » par Enedis, il n'en est pas moins essentiel de chercher à la meilleure organisation possible en lien avec l'aménagement du territoire, comme souligné précédemment (point A). Par ailleurs, TEARA avait pu illustrer dans la précédente consultation l'ensemble des actions et possibilités d'optimisation de ces investissements de croissance, levier principal d'optimisation des investissements pour la maîtrise tarifaire. L'enjeu majeur de l'intégration EnR, du développement IRVE et de pompes à chaleur est en particulier à appréhender afin d'orienter au mieux les politiques publiques et le système dans son ensemble – les AODE estiment que ce sujet n'est pas assez quantifié à ce stade, notamment pour les ouvrages BT, et travaille sur ce sujet.

A noter que cette mécanique est parfaitement complémentaire de la régulation incitative mise en place par la CRE sur les coûts unitaires.

C – qualité d'alimentation et qualité de service

Les AODE partagent la vision d'une stabilisation du niveau moyen de qualité au niveau national tout en fiabilisant les indicateurs, à commencer par le critère B. Il n'en demeure pas moins que les AODE alertent sur la nécessité de mieux quantifier la lutte contre les événements climatiques, qui se succèdent ces dernières années sur le territoire (qu'ils soient exceptionnels au sens de la régulation ou non) – pour autant les politiques d'investissement « aléa climatique » semblent passer en second plan et les AODE poussent, dans le cadre rappelé au point B précédent, pour une meilleure sécurité des réseaux HTA aériens et une meilleure résilience. Une attention particulière sur les incidents climatiques marquants doit être assurée à notre sens par la CRE, comme le font les AODE au niveau

local, afin de mesurer l'effet de la régulation. Il est difficile, tenant compte des nombreux éléments confidentiels des rapports, de lire dans une approche coût bénéfice totale l'effet de la régulation incitative sur le critère B, sur la fréquence de coupure et sur les clients coupés plus de 5h au regard des coûts générés sur le système tels qu'abordés dans les analyses de la CRE (énergie non distribuée, VNC démolie, évolution de charges de maintenance ; assurances, FIRE et coûts de gestion de crise...). Les retours d'expérience des tempêtes de 1999 et 2009 avaient dressé de telles analyses actuarielles, elles sont à nouveau nécessaires. Une coopération entre la CRE, le comité du système et Enedis sur ce sujet pourrait permettre de mieux tracer une nouvelle politique relative aux aléas climatiques.

Par ailleurs, le focus particulier fait par la CRE sur les raccordements est très judicieux. Il s'agit sans doute, selon le retour des audits et analyses faites par les autorités concédantes, du secteur nécessitant le plus d'amélioration de la part d'Enedis au regard de la qualité de service. Le Médiateur national de l'énergie et les clients font également remonter ces observations très régulièrement. Cette question est traitée par la suite.

D – flexibilité

L'émergence de flexibilité se fera dans le cadre d'innovations technologiques autant que d'organisation du secteur, et de l'offre en particulier. La meilleure manière de dynamiser l'offre est d'ouvrir les données et de laisser les acteurs imaginer et proposer des solutions de flexibilité. Ce point a été souligné à plusieurs reprises par les AODE lors des consultations précédentes mais ne fait toujours pas l'objet d'évolution de la part d'Enedis. Les remarques faites par TEARA dans les consultations précédentes restent valables et les évolutions de la régulation incitative proposées par la CRE pour l'innovation externe et la transmission de données vont dans le même sens.

E – Transformation et modernisation du service

La transformation et modernisation de l'entreprise Enedis apparaît bien essentielle pour permettre l'émergence de nouvelles méthodes d'exploitation, de raccordement, de dimensionnement des ouvrages, de planification... Les observations faites jusqu'alors par les autorités concédantes font que les compétences internes d'Enedis sont parfaitement adaptées à ces enjeux et pourraient permettre de demeurer un acteur de référence en Europe. Malgré cela, les temps caractéristiques de cette modernisation sont très longs pour l'observation sur le terrain de modifications de pratique. Cette capacité d'une entreprise nationale à évoluer rapidement est sans doute complexe, elle n'en demeure pas moins indispensable.

L'exemple de l'exploitation des compteurs communicants, Linky en particulier, démontre cela : l'activation des compteurs semble être un défi suffisamment grand pour retarder l'exploitation de données techniques pour des utilités sur le réseau et l'exploitation. Enedis présente de nombreuses idées aux autorités concédantes pour les apports de ces compteurs sur les réseaux (dimensionnement, détection d'incidents...). Mais cela est présenté encore comme expérimentations, sans calendrier opérationnel et sans démonstration ou quantification des apports. L'accès même aux données techniques exploitables (excursions de tension, coupures, données de puissance...) sont refusées

systématiquement par incapacité à les produire dans les systèmes d'information – au-delà de toute considération de données à caractère personnel.

Cet exemple représente bien les attentes des autorités concédantes : les grandes transformations attendues doivent se traduire par des calendriers opérationnels contraignants, notamment à l'échelle locale. Le calendrier du projet Linky est avant tout un calendrier de déploiement. Il convient de prévoir des calendriers engageant sur la modernisation également des outils (modélisation, exploitation...) et de l'exploitation des données.

Ce sujet permet par ailleurs de reboucler avec la question tarifaire. La modernisation attendue n'est pas une fin en soi mais un moyen d'optimisation du service et de gains pour l'utilisateur final. C'est l'intention d'ailleurs du projet Linky lors de la délibération de la CRE y afférente. Or, le rapport d'audit joint à la consultation publique met en avant que les gains escomptés en pertes non techniques évitées sont non seulement difficilement mesurables mais probablement très en deçà des attentes. Les apports réseaux sur les autres sujets sont d'autant plus urgents.

F – niveau et structure tarifaire

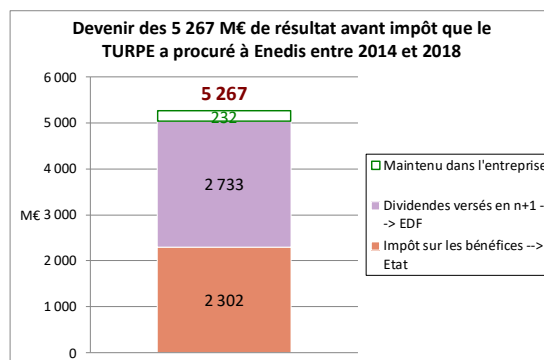
TEARA adhère à l'essentiel des principes posés par la CRE dans cette introduction.

Premièrement, elle considère avec la Commission que le calcul des charges en capital doit refléter tant la baisse des taux d'intérêt de marché, que celle du taux d'imposition sur les sociétés tel qu'elle figure aujourd'hui dans la loi. L'association n'en est pas moins sceptique sur la mise en œuvre opérationnelle de cette orientation (voir réponse à la question 26).

Deuxièmement, TEARA rejoint la préoccupation de la CRE sur la nécessaire maîtrise du tarif à l'heure où elle observe une alarmante montée de la précarité énergétique sur son territoire.

Tout comme la CRE, l'association se montre circonspecte sur la demande de rémunération exprimée par Enedis. Cette position est étayée par le constat selon lequel, depuis plusieurs années, les résultats d'Enedis, ne profitent nullement au réseau. Alors même que les investissements de renouvellement et de modernisation sont systématiquement réalisés sous la trajectoire indicative du TURPE (elle-même dimensionnée à minima selon TEARA), le taux de distribution du résultat sous forme de dividendes tuteoie 100%.

Concrètement, au cours des 5 dernières années connues, sur 5 267 M€ de résultat net avant impôt issu du TURPE, Enedis a payé 2 302 M€ d'impôt et versé 2 733 M€ de dividendes à son actionnaire. Ne sont donc restés dans l'entreprise que 232 M€, soit 4,4% de la rémunération brute (source : rapports financiers annuels d'Enedis 2014 à 2019).



Certes, des dividendes n'ont rien d'illégitime. Mais, à un tel niveau, totalement dérogatoire des pratiques observables dans le monde des grandes entreprises françaises, TEARA considère que les utilisateurs du réseau subventionnent indirectement les activités d'EDF. Si la CRE ne pouvait parvenir à réguler sous une forme ou sous une autre le taux de dividendes, l'association plaide donc pour la plus grande vigilance s'agissant du niveau de rémunération d'Enedis.

Au demeurant, il est permis de s'interroger sur la conformité à l'article L.341-1 du Code l'Energie selon lequel les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité doivent inclure la rémunération normale accordée par le TURPE « contribue notamment à la réalisation des investissements nécessaires pour le développement des réseaux ».

Question 2

Êtes-vous favorable aux grands principes tarifaires envisagés par la CRE pour la période du TURPE 6 distribution ?

La CRE compte reconduire la « méthode comptable » de détermination des charges normatives en capital sous la forme mise en œuvre depuis le TURPE 4. TEARA s'en félicite.

La méthode comptable est en effet la seule qui reconnaisse les spécificités de l'économie concessionnaire de l'électricité en France, en ce qu'elle couvre explicitement les obligations des contrats de concession, en particulier les provisions et amortissements de financements du concédant et, en cohérence, traite ceux-ci comme des ressources gratuites pour Enedis.

TEARA rappelle que, de par les clauses des contrats de concession, Enedis a constitué des enveloppes de préfinancement des renouvellements sous deux formes : les provisions pour renouvellement et les amortissements de financements des concédants. Ces ressources totalisent une trentaine de Mds €. Dûment apportées par les consommateurs, elles sont réputées « appartenir » aux collectivités publiques qui les représentent :

- lorsqu'elles sont utilisées à des renouvellements, elles ont le statut de financement des concédants ;

- et, en cas de fin de contrat de concession, le solde non utilisé devrait être reversé à ces derniers.

A l'époque où le TURPE était établi en méthode économique, Enedis niait l'existence de ces enveloppes et, partant les droits financiers des collectivités concédantes.

TEARA n'ignore pas l'opposition d'Enedis et d'EDF à cette méthode. Pour preuve, le contentieux qu'avaient lancé les deux entreprises (et la Ministre d'alors) contre la décision TURPE 5 de la CRE sur ce sujet précis. Que le Conseil d'Etat ait pleinement validé l'approche de la CRE, rappelant que la transition énergétique et pour la croissance verte du 8 août 2015 ne contraignait pas le Régulateur à adopter la méthode économique, mais lui laissait au contraire pleine liberté de choix entre les deux approches, rassura les adhérents de TEARA. Ceux-ci n'en ignorent pas moins que la question se reposera à chaque TURPE. Ils savent gré à la CRE d'avoir tenu bon cette fois encore.

TEARA alerte la CRE sur un point majeur. Tant les délibérations tarifaires successives de la CRE que les jugements du Conseil d'Etat attribuent aux consommateurs l'origine de la quasi-totalité des provisions pour renouvellement et des amortissements de financements des concédants. Enedis, elle-même l'a admis en n'émettant de revendication que sur une part marginale des provisions (celle constituée sous TURPE 2, avec à la clef le TURPE 5 bis). Or le retour, partiel ou total, à la méthode économique acterait de fait que tout ou partie des provisions et amortissements de financements des concédants consistent en des ressources mises en œuvre par Enedis. Pour être régulier, il impliquerait donc que soient restituées aux utilisateurs ou aux concédants toutes les enveloppes de renouvellement qui se verraient requalifiées. Quelque 30 Mds € seraient en jeu en cas d'adoption de la méthode qui prévalait sous TURPE 2 et 3 (avant annulation), soit 2 années ½ de TURPE net d'Enedis. Pareille perspective ne paraît pas imaginable.

Selon TEARA, la CRE n'a donc pas véritablement d'autre option que de reconduire la méthode comptable. Ses représentants resteront en tout état de cause vigilants sur le respect de leurs droits financiers et de celui des consommateurs.

Dans le détail du calcul des charges en capital, TEARA a noté que la CRE comptait couvrir la charge d'intérêts issus des emprunts financiers d'Enedis. Elle n'émet pas d'objection de principe sur cette couverture. En revanche, elle considère que celle-ci soit assortie de garde-fous.

Pour illustrer son propos, elle prendra l'exemple des comptes 2018 d'Enedis. Cette année-là, la société a contracté un emprunt de 500 M€ (auprès de son actionnaire EDF, à des conditions de taux d'intérêt inconnues, mais a priori non gratuit). Or, la même année :

- 556 M€ de dividendes étaient versés à EDF, correspondant à 91% du résultat net 2017,
- 1 742 M€ de trésorerie étaient déposés auprès d'EDF en fin d'exercice, sans être rémunérés.

Concrètement, la dette n'a pas servi à investir, mais de maintenir des retours élevés vers l'actionnaire. La dérive que la Cour des comptes notait à propos d'EDF dans son rapport de janvier 2017 sur l'Etat actionnaire est directement transposable au cas de figure d'Enedis.

TEARA attend donc de la CRE qu'elle subordonne l'éligibilité des emprunts à la couverture tarifaire à une utilisation effective aux investissements, c'est-à-dire qu'elle retrace d'une part la trésorerie, d'autre part les dividendes au-delà d'un taux limite de rémunération du capital d'Enedis.

Question 3

Pour la distribution d'électricité, êtes-vous favorable à la rémunération au coût de la dette des immobilisations en cours pour les seuls investissements à cycle long ?

Les AODE de TEARA ne sont pas favorables à une telle rémunération. Cette question est posée à chaque consultation tarifaire. Du point de vue de TEARA, aucun élément nouveau ne justifie une évolution.

Premièrement, il convient qu'une pression soit maintenue sur Enedis :

- en vue d'une réalisation rapide des investissements, qu'ils soient de cycle court ou long,
- en vue d'optimiser les délais d'immobilisation – déjà longs comme soulevé dans les audits des AODE.

Décompter la rémunération en amont de la mise en service n'est pas incitatif de ce point de vue.

Deuxièmement, dans la droite ligne de la réponse à la question 2, TEARA invite la CRE à considérer le bilan d'Enedis dans sa globalité. Le besoin de financement des immobilisations en cours (autour de 1,5 Md € au vu des derniers bilans) est largement contrebalancé par des sources de trésorerie elles-mêmes issues du TURPE, par exemple les provisions pour avantages du personnel, (3,6 Mds € accumulés au vu du bilan au 31/12/2019).

Dans le strict respect de la méthode comptable adoptée, il serait critiquable de facturer aux consommateurs les besoins de financement, sans considération des apports de trésorerie que ceux-ci ont pu effectuer par ailleurs.

TEARA attend donc de la CRE qu'elle renonce à couvrir le coût de portage des immobilisations en cours.

Question 4

Êtes-vous favorable au traitement ainsi envisagé des coûts échoués ?

TEARA partage l'intérêt d'inciter Enedis et les AODE dans la maîtrise des coûts échoués mais en questionne les conditions d'application.

Le TURPE couvre les investissements d'Enedis au travers des dotations aux amortissements qu'ils génèrent tant qu'ils sont en service. Lorsqu'ils sortent de l'actif, le TURPE, par l'intermédiaire du CRCP, couvre le coût échoué, c'est-à-dire la totalité des amortissements restant, de telle sorte qu'Enedis ne subisse pas de perte. Ce mécanisme est vertueux au sens où il ne désincite pas le concessionnaire à renouveler des immobilisations non amorties lorsque les besoins techniques, sociaux et économiques

sont justifiés. Il n'incite pourtant pas à optimiser les coûts échoués pour certains processus pouvant être optimisés.

La CRE propose d'exclure les coûts échoués dits « prévisibles » du CRCP, c'est-à-dire d'en forfaitiser la couverture.

Pour TEARA, la prévisibilité des coûts échoués n'est pas applicable en l'état – les informations transmises par Enedis ne permettent pas une traçabilité de l'origine de ces coûts échoués, comme le rappelle l'auditeur Schwartz&Co et comme développé ci-après. En agissant de la sorte sans un suivi des origines de coûts échoués, la CRE émettrait à l'attention d'Enedis le message selon lequel les coûts échoués deviennent un poste à maîtriser. Les conséquences ne peuvent en être qu'indésirables du point de vue des concédants et des consommateurs : Enedis sera désincitée à renouveler des immobilisations non amorties car, de manière marginale, elle perdra alors la couverture de tous les amortissements restants. Par exemple, Enedis sera désincitée à financer l'enfouissement, lequel concerne souvent des réseaux aériens HTA exposés aux aléas climatiques mais qui ne sont pas encore totalement amortis.

TEARA insiste sur la lisibilité et traçabilité de ces coûts échoués. Comme le consultant de l'audit des charges d'exploitation le souligne (rapport Schwartz&Co), les immobilisations retirées ne sont pas associées au numéro d'affaires qui permettrait d'identifier l'opération d'investissement et donc la finalité à l'origine du retrait de l'ouvrage. Ainsi, il n'est pas possible de manière analytique précise de déterminer les raisons d'une VNC démolie. Cette demande d'intégrer le numéro d'affaires au fichier des mises en service et des retraits (ainsi qu'à celui de l'inventaire par ailleurs) est un point essentiel de transparence des investissements portés par Enedis. Les AODE le demandent depuis de longues années pour cette raison et pour d'autres (notamment la traçabilité des provisions pour renouvellement, qui reste très opaque). Si la CRE peut contribuer à obtenir ce développement très mineur de la part d'Enedis, le service public y gagnera en transparence.

En outre, TEARA s'interroge sur le fait que certains éléments du chapitre de l'audit précité soient indiqués en confidentiel. Il n'y a semble-t-il rien de confidentiel à détailler les VNC démolies par type d'ouvrage ou type de finalité.

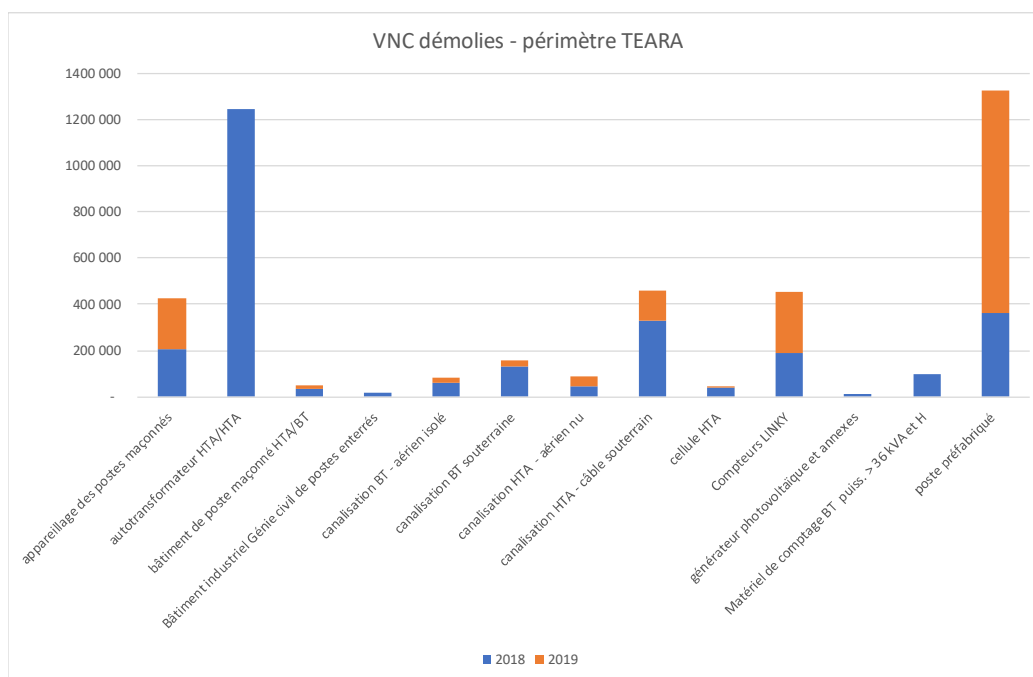
Par exemple, le rapport met en avant la variation de VNC démolie suite à des travaux de type article 8 réalisés par les autorités concédantes. La lecture des VNC démolies à la maille TEARA sur les années 2018 et 2019 montrent au contraire que les réseaux BT torsadés, visés par cette problématique, pèsent très peu dans la VNC démolie total.

En revanche, outre le suivi des VNC démolies liées à des programmes HTA tels que visés par la CRE et Enedis, TEARA alerte également la CRE sur la maîtrise de VNC démolies dans le cadre de raccordement.

En effet, dans le contexte de transition énergétique rappelé par la CRE et présenté dans la réponse à la question 1, les audits réalisés par les AODE ont illustré plusieurs cas de raccordement de projet d'énergie renouvelable conduisant :

- pour un premier projet à un changement de poste permettant une puissance de transformation suffisante ;
- puis 3 ans plus tard au remplacement de ce poste par un nouveau poste dans le cadre d'un nouveau projet de production.

Ce type de désoptimisation claire du système a déjà été appréhendé à la maille des postes sources via les S3REnR. A la maille des postes HTA/BT, le sujet ne fait qu'émerger : ces cas sont peut-être anecdotiques, mais peuvent représenter également potentiellement des premiers signaux d'alerte pour le développement de la production décentralisée BT. Les AODE maintiennent cette vigilance et ne manqueront pas d'alerter la CRE si cette problématique devient prégnante.



TEARA demande donc à la CRE de renoncer à une mesure en l'absence d'une transparence parfaite du GRD et des développements mentionnés.

Question 5

Êtes-vous favorable au traitement ainsi envisagé pour les plus-values et les moins-values des actifs cédés ?

TEARA est favorable au traitement proposé, dans la mesure où les actifs visés ne concernent que des biens autres que les biens de retour. Il va sans dire que les biens immobiliers et terrains qualifiés de biens de retour sont propriété ab initio de l'autorité concédante. Ces derniers ne peuvent être cédés que moyennant accord formel de leur propriétaire – les autorités concédantes – auxquelles doivent revenir les éventuelles plus-values.

En particulier, il faut bien exclure la possibilité de revente de terrains de postes déconstruits. Ces terrains, parfois faiblement propriété « EDF » dans les documents notariés, sous le poids de l'histoire, sont à remettre gratuitement à l'autorité concédante car constituant des biens de retour. Des audits

spécifiques sur ce sujet ont montré que le suivi de la propriété et de la gestion des terrains n'est pas suffisamment complet dans les systèmes d'information d'Enedis pour garantir que ces cas sont bien maîtrisés. Une vigilance particulière doit être assurée lors de la considération des plus-values de cession.

TEARA souhaite donc que, dans sa délibération définitive, la CRE traite bien de cette distinction, essentielle s'agissant d'un service objet de concessions, entre biens de retour d'une part et biens propres et de reprise d'autre part.

Question 6

Êtes-vous favorable aux principes de fonctionnement du CRCP et d'évolution annuelle du TURPE 6 distribution (maintien du fonctionnement actuel) ?

TEARA adhère au principe et au mode de fonctionnement du CRCP : le distributeur n'a pas à être en risque sur des charges et des produits dont il n'a pas la maîtrise ou dont la maîtrise n'est pas jugée opportune.

De même, l'association souscrit aux modalités d'évolution du TURPE distribution, à savoir l'addition de l'inflation, de l'apurement du CRCP, plafonné à +/-2%/an du tarif et d'un facteur de productivité du distributeur.

TEARA a toutefois bien noté que 65% des charges d'Enedis et 97% de ses produits étaient couverts par le CRCP, c'est-à-dire répercutés au réel sur les utilisateurs. Au plan des principes ; elle attend donc que la prime de risque tienne compte de cette immunisation assez large du gestionnaire de réseau et/ou que la régulation incitative mette celui en risque de manière significative au regard des obligations de qualité d'alimentation et de service.

Question 7

Êtes-vous favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE selon les principes exposés ci-dessus pour le TURPE 6 distribution ?

TEARA souscrit aux critères d'exclusion du CRCP : prévisibilité et maîtrise. Elle considère toutefois que ce second critère doit être complété. Il est des charges dont Enedis a plus ou moins de maîtrise et qu'il n'est pas absolument pas opportun de chercher à réduire. La CRE applique parfaitement cette distinction aux investissements de réseaux : ceux-ci sont en partie maîtrisables par Enedis, mais n'en restent pas moins éligibles au CRCP (via leurs amortissements et leur coût de financement).

Coûts échoués – VNC démolies

En vertu de ce motif, TEARA a déjà fait savoir en réponse à la question 4 qu'elle s'opposait à l'exclusion du CRCP des « coûts échoués » en l'absence d'un suivi détaillé.

Redevances de concession

Un autre poste suscite un désaccord profond, celui des redevances de concession.

Jusqu'au TURPE 4 inclus, celles-ci n'étaient pas éligibles au CRCP. Toute économie en comparaison de la trajectoire forfaitaire revenait donc à Enedis et vice-versa. Il en va différemment sous TURPE 5, au motif entre autres que la renégociation des contrats introduit un aléa. La CRE propose que le TURPE 6 revienne à l'exclusion du CRCP, c'est-à-dire fasse des redevances une charge qu'Enedis trouvera intérêt à maîtriser.

TEARA réfute une telle vision.

Classer les redevances en charges à maîtriser, fait des concédants une variable d'ajustement et nie le rôle que jouent ceux-ci en tant :

- que régulateurs locaux, complémentaires du rôle national que joue de la CRE : les concédants suivant l'activité d'Enedis au plus près du terrain, sont consultés sur l'élaboration des programmes d'investissement, contrôlent la tenue d'indicateurs de qualité, etc. ; c'est la redevance « R1 » qui leur apporte les moyens d'exercer cette mission ;
- qu'investisseurs locaux : 20% des investissements sur le réseau de distribution, sont réalisés sous la maîtrise d'ouvrage le financement direct des collectivités, notamment grâce à la redevance R2 (le FACE internalisé au TURPE couvre moins de la moitié des investissements totaux des concédants).

Au demeurant, au sujet du second critère, la prévisibilité des redevances semble tout sauf aisée. Comme le montre le tableau ci-dessous, la CRE a systématiquement surestimé ce poste depuis 2014 (avant cette date, elle ne communiquait pas sur la trajectoire couverte), ce dans des proportions non négligeables :

Comparaison entre prévisions et réalisations de redevances de concession

Montants en M€	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Trajectoire prévisionnelle TURPE 4	316	325	342	352			
Trajectoire prévisionnelle TURPE 5				304	316	331	340
Réalisation*	302	294	297	294	292	283	321
Δ réalisation - prévision	-14	-31	-45	-58	-24	-48	-19

* Source : Audits des charges d'exploitation d'Enedis publiés par la CRE

Au cours de la période TURPE 4, entre 2014 et 2017, Enedis avait tiré un gain total de 148 M€ de la forfaitisation. Un nouveau gain de 91 M€ se serait manifesté entre 2018 et 2020 si les redevances n'avaient pas été basculées au CRCP.

TEARA considère donc que les critères d'exclusion des redevances du CRCP ne sont pas réunis et que l'évolution proposée dans la consultation constituerait une marque de défiance à l'égard des autorités organisatrices de la distribution d'électricité. La CRE devrait continuer de couvrir celles-ci au réel.

FACE

TEARA souhaite que les charges relatives au FACE soient bien inscrites au CRCP : ces charges ne dépendent pas d'Enedis et peuvent faire l'objet d'évolutions réglementaires.

Charges d'exploitation liées à des aléas climatiques

La couverture par le CRCP de charges d'exploitation liées à des aléas climatiques dépassant une trajectoire de référence est un sujet très sensible car s'articulant avec d'autres mécanismes d'incitation (critère B, VNC démolies, coupures plus de 5h...). TEARA est favorable à la substitution du contrat d'assurance par une « assurance » tarifaire au CRCP. Pour autant, le dimensionnement des 40M€ de trajectoire, les espérances de gain pour Enedis lors d'années clémentes et les 60M€ de seuil haut doivent faire l'objet d'une quantification plus précise selon les fréquences d'occurrence des événements climatiques observés pour les années de référence. Il convient donc de prévoir une étude approfondie pour un calcul actuariel de cette couverture par le CRCP pour s'assurer du bon dimensionnement de ce mécanisme.

Question 8

Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées de la régulation incitative des pertes ?

L'application de taux de référence pour les pertes non techniques, suivant une hypothèse présentée dans le BP Linky et qui n'est toujours pas vérifiée aujourd'hui, ne rassure pas les autorités concédantes sur la mesure précise de ces volumes de perte technique et non techniques qui ont des origines et des mécanismes de régulation différents.

Le consultant Schwartz&Co a également souligné cette difficulté de lecture des pertes non techniques dans son rapport d'audit.

L'évaluation précise des pertes non techniques doit faire l'objet d'une clarification de la part d'Enedis pour la juste évaluation future.

Question 9

Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées de la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement d'Enedis ?

Mécanisme général

La CRE prévoit de maintenir le dispositif de bonus / malus accordé à Enedis selon la tenue des coûts unitaires des immobilisations de réseaux : Enedis recevra / paiera 20% de la déviation par rapport à la cible éditée par la Commission, avec un plafond de +/-30 M€/an.

TEARA s'étonne de ce que les coûts unitaires cibles ne soient pas rendus publics. Ses membres investissent activement sur les réseaux de distribution. Comme d'autres concédants ailleurs en France, ils auraient donc pu porter un avis sur les coûts unitaires retenus.

Leur expérience aurait été d'autant plus profitable que, comme le montrent les graphiques de la page 25 de la consultation publique, les coûts unitaires cibles définis par la CRE en 2016 ont été largement démentis dans les faits, d'une ampleur qui paraît disproportionnée à un simple effet d'incitation : le cas des raccordements est détaillé ci-après.

Ce type de mécanisme, pertinent dans son principe, requiert une méthodologie solide et, sans doute une finesse de segmentation bien supérieure à celle mise en œuvre par la CRE. La division de la France en 5 zones de densité urbaine et donc de coûts unitaires paraît beaucoup trop sommaire aux adhérents de TEARA. Au sein de zones homogènes de leur territoire, soit très rurales, soit très urbaines, ils peuvent observer des écarts de coût unitaire moyen (au m de BT aérienne, de BT souterraine ou de HT souterraine) de 1 à 2.

TEARA souhaiterait donc que, avant de donner lieu à incitation financière, ce dispositif d'intéressement à l'optimisation des coûts unitaires de réseaux, soit testé « à blanc ». A défaut, Enedis serait objectivement poussée à investir dans les territoires qui, au sein de chacune des 5 zones, assurent les coûts unitaires les plus faibles.

En outre, il conviendrait de s'assurer du périmètre des coûts unitaires considérés. La valorisation comptable passe par une valorisation de remise gratuite relativement complexe et conduisant généralement pour les ouvrages BT à une valorisation d'ouvrage inférieure, en coût unitaire, à la valorisation des ouvrages sous maîtrise d'ouvrage Enedis. Ainsi, il faudrait bien s'assurer que les coûts unitaires ne tiennent pas compte de ces valorisations de remise gratuite qui tirent artificiellement les coûts unitaires vers le bas.

Cas des raccordements

Par ailleurs, les écarts sur les coûts unitaires de raccordement interpellent et les explications avancées par Enedis et la CRE pour le cas des producteurs n'expliquent sans doute pas totalement les écarts si importants. Les valeurs de référence pour ces coûts unitaires sont à auditer en détail. Les audits menés par les AODE ont pu mettre en avant des chantiers de raccordement présentant des coûts importants, se calant en moyenne sur les valorisations des raccordements au canevas technique qui a subi de très fortes évaluations, sans aucune transparence de la part d'Enedis sur ce canevas.

Il conviendrait donc de clarifier les écarts sur ces raccordements. Ces écarts ne peuvent être liés – dans l'ordre de grandeur présenté – à une optimisation des achats. Ils sont plus probablement liés à des évolutions techniques (telles que mentionnées par la CRE pour les producteurs), à des biais potentiels tels que ceux soulevés ou à des décomptes de quantité de branchement encore peu fiables. Quoiqu'il en soit, ces raisons, s'il est confirmé qu'elles expliquent une partie des écarts, devraient conduire à exclure du calcul de bonus ces valeurs-là.

Question 10

Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des investissements « hors réseaux » proposé par la CRE pour le TURPE 6 distribution ?

Il est pertinent de chercher à neutraliser les arbitrages tarifaires entre charges d'exploitation, couvertes de manière forfaitaire, et investissements, couverts au réel.

TEARA est donc favorable sur le principe à la proposition de la CRE.

Question 11

Êtes-vous favorable à l'introduction de cet indicateur incité sur le délai moyen de réalisation des raccordements par Enedis ?

Sur les indicateurs

En ce qui concerne le délai moyen de réalisation des raccordements par Enedis, les AODE partagent l'intérêt d'une telle incitation. Les audits de concession ont pu montrer des chroniques irrégulières et des manques de fiabilité sur le sujet par le passé. Cela est indispensable désormais pour ce processus de raccordement faisant l'objet de beaucoup de remontées de la part des usagers. Ces indicateurs sont indispensables en détail pour tous les segments de raccordement et non en cumul uniquement.

En revanche, la méthode d'évaluation de ce délai de raccordements doit être clarifiée, notamment :

- du fait des interventions intermédiaires de tiers lors des travaux (travaux du demandeur notamment...) ;
- dans les zones ER et la coordination avec l'AODE maître d'ouvrage dans le cas de raccordement intégralement réalisés par l'AODE ;
- pour la réalisation par Enedis de branchements après extension par l'AODE.

Sur la force de l'incitation

Une incitation n'a de sens que si elle est suffisamment puissante pour orienter les décisions de l'opérateur, afin qu'il affecte des moyens au respect de l'indicateur. Les plafonnements, s'ils ne posent pas de problème dans leur principe, ne sauraient la vider de son sens.

Ici, la CRE prévoit 6 plafonnements indépendants des malus que pourrait subir Enedis, dont le total représente 21 M€ :

- Raccordements individuels en soutirage BT < 36 kVA sans extension : 5 M€ de pénalité maximum.
- Ajouts en injection sur branchements existants : 2 M€ de pénalité maximum.
- Raccordements BT < 36 kVA avec extension : 2 M€ de pénalité maximum.
- Raccordements BT > 36 kVA sans extension : 2 M€ de pénalité maximum.
- Raccordements collectifs : 5 M€ de pénalité maximum.
- Raccordements HTA : 5 M€ de pénalité maximum.

Les adhérents de TEARA, régulièrement confrontés aux retards de réalisation de raccordements et qui se heurtent, dans le cadre de la renégociation de leur contrat au refus obstiné d'Enedis de tout transfert de maîtrise d'ouvrage en la matière, considèrent que la CRE devrait venir en leur soutien de manière beaucoup plus substantielle : les plafonds de malus s'avèrent dérisoires une fois ramenés à l'échelle d'une concession moyenne. Ils ne sauraient permettre de stimuler la mise en œuvre de

moyens nationaux à même de ramener les délais de raccordement à des niveau raisonnables, voire de contrecarrer l'intérêt que Enedis et son groupe peuvent parfois trouver à ne pas être diligents en la matière.

Question 12

Êtes-vous favorable aux modifications envisagées par la CRE pour la régulation incitative du traitement des réclamations ?

TEARA n'est pas favorable à la suppression du taux de réponses aux réclamations dans les 5 jours calendaires, et préfère qu'il reste parmi les indicateurs de suivi.

En effet, au-delà de pouvoir suivre la réactivité d'Enedis, cet indicateur permet de traduire, dans ce contexte de facilitation de la contestation par les canaux numériques, les volumes de réclamations qui se veulent être des cas a priori plus simples, sans remettre en cause la qualité de traitement et de réponse.

TERA est favorable au maintien de l'indicateur de suivi des nombres de réclamations reçues par le GRD directement des utilisateurs. Et propose qu'il puisse être décliné par type de réclamations. En effet, les proportions de réclamations relatives aux raccordements ou au déploiement des compteurs Linky directement reçus par le GRD ne sont pas comparables avec celles sur la relève ou la facturation.

La coordination entre les fournisseurs et le distributeur est au cœur de l'efficacité globale de ce système, notamment sur le délai global de réponse vu par le client. Afin d'anticiper la compréhension des évolutions de volumes à l'avenir, il nous paraît indispensable de maintenir ce suivi.

TEARA est favorable à l'ajout de l'indicateur du taux de réclamations multiples filtrés, s'il permet en effet de suivre la qualité des réponses apportées. Plus précisément nous serions favorables à ce qu'il soit calculé pour un même client et un même type, mais sans distinction entre les 2èmes réclamations « courantes » et celles en 1ère instance d'appel.

En complément, TEARA serait favorable à l'ajout parmi les indicateurs de suivis, de l'indicateur complémentaire du taux de réclamations multiples non filtrés sur le type. Afin de pouvoir suivre en parallèle ce taux de rebonds, sans le risque d'interprétation des 2 réclamations successives, traitées par 2 personnes différentes, et typées dans 2 typologies différentes

En complément, TEARA désire l'ajout d'autres indicateurs de suivi : les quantités de réclamations reçues directement par Enedis détaillées par canaux : écrit, orale (téléphone), site web et mail. Et ce dans le but de suivre les tendances d'une part, tout en prenant en compte la facilité de réclamer sur un site web, par rapport à la contrainte d'écrire, préparer et envoyer un courrier auparavant.

Question 13

Êtes-vous favorable à l'introduction des deux indicateurs relatifs à la disponibilité de la ligne d'Enedis dédiée aux fournisseurs d'électricité ?

TEARA est favorable à l'introduction de ces indicateurs.

Question 14

Êtes-vous favorable à l'introduction des deux indicateurs envisagés relatifs au système de reconstitution des flux et à la prévision des pertes ?

TEARA est favorable à l'introduction de ces indicateurs. TEARA partage par ailleurs le constat d'une nécessaire amélioration de la modélisation des pertes (tel que déjà soulevé précédemment dans cette réponse).

Question 15

Avez-vous d'autres remarques sur la régulation incitative de la qualité de service pour la période du TURPE 6 distribution ?

TEARA s'interroge sur le fait que le taux de mise en service (MES) de nouveaux raccordements (F100b au catalogue) ne soit plus suivi/incité. Cela est associé pourtant à un déplacement obligatoire même avec un compteur Linky et ce délai participe selon la vue usager « à la durée globale » de son projet avec Enedis.

En outre, il pourrait être utile que la CRE se penche sur la définition des réclamations et sur le bon décompte de leur volume et de leur traitement. Un audit réalisé en 2014 par la CRE sur la fiabilité des indicateurs incités avait permis de vérifier les processus. La vérification sur ce sujet précis de la définition et du traitement des réclamations pourrait permettre d'actualiser cet audit sur ce sujet, tenant compte également des décomptes de réclamations liées à Linky.

Le taux d'accessibilité téléphonique des accueils clients est prévu dans les indicateurs de suivi, nous serions favorables en complément au suivi du délai moyen d'attente téléphonique.

Nous serions favorables enfin au suivi du nombre de réclamations ayant abouti à une indemnisation (hors assurance) ou à un geste client, versé par Enedis, et au suivi du montant annuel que cela représente.

Force de l'incitation

En écho à ses réponses aux questions 11 et 16, TEARA considère que :

- le plafonnement des malus à des niveaux très réduits, à tout le moins par rapport à la prime de risque (« marge sur actifs ») attribuée à Enedis ôte une large part de son efficacité à la régulation incitative en particulier ne pousse pas Enedis à renouveler dans une optique de long terme ;
- les bonus sont infondés ; dans aucun autre domaine de DSP locale, il n'est attribué de bonus au concessionnaire qui respecte les objectifs édictés.

En résumé, si elle rejoint la CRE sur les cibles d'incitation, TEARA plaide en faveur d'un relâchement substantiel des plafonds de pénalités et dans la suppression des bonus.

Question 16

Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir la cible actuelle de critère B, soit 62 minutes, dans la régulation incitative de la continuité d'alimentation pour la période du TURPE 6 distribution ?

TEARA est favorable à une telle cible, permettant de prolonger les efforts d'amélioration et de fiabiliser les indicateurs de qualité, tout en maîtrisant le niveau tarifaire. A noter par ailleurs que cela nécessite un investissement de performance des réseaux en croissance dans la trajectoire présentée par Enedis – comme le soulignent régulièrement les AODE de TEARA au regard de la sensibilité climatique très forte et en augmentation. Il est donc bien nécessaire dans cette période tarifaire de s'assurer que les investissements mentionnés permettront de prolonger l'amélioration et de stabiliser un niveau de qualité.

Cela se fera en articulation avec l'exécution des contrats de concession (via le contrôle de concession et l'audit des investissements et de leur efficience) et en rappelant que l'adaptation sur chaque territoire est prévue dans le cadre de schémas directeurs inscrits aux contrats de concession, pour ceux qui ont fait l'objet d'un renouvellement récent. Les AODE de TEARA vont en particulier assurer une cohérence entre les objectifs locaux de qualité d'alimentation et cette cible nationale. Les écarts de qualité observés actuellement nécessitent d'assurer que les territoires les plus en écart seront bien considérés comme nécessitant un traitement spécifique – au-delà de la considération de leur poids dans cette moyenne nationale. Les contrats de concession et la gouvernance locale des investissements iront en ce sens.

L'observation faite en question 1 sur les événements climatiques intenses est un sujet de préoccupation majeur des AODE sur le périmètre TEARA, observant une hausse de la sensibilité climatique et une occurrence plus forte d'événements intenses. La définition d'exceptionnel pour le critère B HIX est déjà bien cadrée mais la considération de ces événements exceptionnels et les retours d'expérience spécifiques méritent d'être dressés, en lien avec les autres aspects soulevés dans la consultation (assurance et coûts des événements, clients coupés plus de 5h...).

Question 17

Êtes-vous favorable à la proposition de calendrier pour l'intégration d'ici TURPE 7 des données Linky dans le calcul du critère B ?

TEARA est favorable à cette proposition. Cette démarche doit s'accompagner d'une transparence de la part d'Enedis vis-à-vis des AODE et de la CRE, et donc d'une transmission des données de coupure permettant de relier les informations d'exploitants actuellement remontées (sièges et causes, horodatage, localisation X,Y...) aux informations du nombre de compteurs ayant subi la coupure par poste HTA/BT et départ BT.

Question 18

Partagez-vous les objectifs envisagés par la CRE pour les 3 indicateurs de qualité d'alimentation hors critère B (critère M, critères F-BT et critère F-HTA) ?

TEARA est favorable aux objectifs envisagés.

Au niveau local, les contrats de concession et les audits conduisent également à étudier le cas des coupures très brèves. Certains industriels ont notamment fait remonter cette problématique comme étant majeure pour la compétitivité ou pour la performance. L'attractivité des territoires passe également par cet indicateur de qualité qui complète, par une approche locale, l'approche nationale de ces fréquences de coupure. A ce titre, la CRE pourrait étudier des indicateurs de suivi remontant le nombre de départs HTA au-delà d'un seuil de coupures brèves ou de coupures très brèves.

Force de l'incitation – questions 16 et 18

Là encore, s'agissant d'indicateurs majeurs, susceptibles de déterminer la politique d'investissement d'Enedis et faire contrepoids à la pression du groupe, TEARA s'inquiète du bas niveau de plafonnement. Les pénalités financières associées aux objectifs de qualité d'alimentation seraient globalement plafonnées d'ici 2024 à 83 M€/an, dans la continuité du TURPE 5.

Ces 83 M€ équivalent à seulement 6% de la marge sur actifs (prime de risque) qu'il est envisagé d'accorder à Enedis (hors Linky), soit 1,4 Md €. Dans une vision de court terme, le distributeur trouve tout intérêt à limiter les investissements de réseau et ce faisant à modérer les sorties de liquidités en phase avec les contraintes que lui impose le groupe EDF qui récupère sa trésorerie et bénéficie, par effet de consolidation de la faiblesse de son endettement). La CRE ne saurait ignorer cet environnement.

TEARA préconise donc de rehausser substantiellement le plafond, et en conséquence le barème, de pénalités. Un plafonnement à 1/3 de la marge sur actifs lui paraîtrait approprié, soit 400 à 500 M€.

Question 19

Êtes-vous favorable aux niveaux envisagés de couvertures du mécanisme des pénalités pour coupures longues, qui prennent en compte l'historique des charges effectivement encourues par Enedis, tout en maintenant un niveau équivalent d'incitation pour le distributeur ?

La couverture par le CRCP de ces pénalités réduit l'incitation à réduire la sensibilité aux aléas climatiques. Les AODE de TEARA ont subi ces dernières années des événements marquants. Les politiques d'investissement n'avaient pas pleinement pris en considération cette sensibilité climatique sur cette période. Le paiement de telles pénalités doit bien inciter Enedis à optimiser les investissements de sécurisation. Les AODE souhaitent donc réduire le périmètre couvert par le CRCP, notamment pour le seuil haut proposé à 104M€ qui réduit de fait le risque pris par Enedis.

Question 20

Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de la R&D envisagé par la CRE pour le TURPE 6 distribution ?

TEARA est favorable au cadre de régulation envisagé.

La transparence, proposée via un rapport public, pourrait utilement être complétée par un audit de la CRE sur les dépenses et programmes de R&D.

Le maintien du périmètre de R&D aux seules missions du GRD peut s'appuyer utilement sur une consultation des acteurs, avec toutes les précautions nécessaires sur la confidentialité des sujets éventuellement déjà développés par certains acteurs au service de la distribution. L'innovation externe doit être en premier lieu mobilisée (question 23). Par ailleurs, il est nécessaire que la CRE contrôle par la suite ce juste périmètre de financement de R&D par le tarif – rejoignant l'enjeu d'audit mentionné à l'alinéa précédent.

Question 21

Êtes-vous favorable aux propositions d'évolution formulées par la CRE sur le dispositif du guichet smart grids afin de lui donner plus de souplesse ?

Les AODE sont favorables à un tel mécanisme en demandant une publication de toute demande et de tout financement passant par ce guichet, donnant de la visibilité aux opérations développées et aux potentiels développements sur d'autres territoires.

Question 22

Dans le cadre du traitement prioritaire du sujet des données, êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'un cadre de régulation pour la publication de données prioritaires ? D'autres données devraient-elles figurer dans cette liste de données prioritaires pour lesquelles la CRE propose de suivre le délai de publication ?

TEARA est favorable à un tel cadre de régulation.

Parmi les données prioritaires, il est regrettable de ne plus retrouver les données de contrainte sur les ouvrages, mentionnées dans la consultation du 8 octobre 2019. Les arguments avancés par Enedis en réponse à cette consultation ne démontrent pas l'absence d'intérêt de ces données mais proposent des données interprétées mises à disposition des acteurs via différents vecteurs. La transmission des données de contrainte, exploitables au format cartographique, assurerait la transparence de ces propositions de service par Enedis et laisserait libre la réflexion et l'ingénierie sur les grands défis et enjeux mentionnés en question 1. Il est donc nécessaire de réintroduire ces données de cartographie de contrainte telles que la CRE les avait proposées.

Les données de courbe de charge au poste source (brutes et retraitées) sont des données qui pourraient également utilement apporter une transparence sur les consommations et équilibres énergétiques locaux, ouvrant des échanges quantifiés sur les avantages, notamment, de l'autoconsommation ou les effets de la mobilité électrique. Ces informations, collectées et produites dans le cadre du service public, sont un gage de lisibilité et de rationalisation des échanges sur les équilibres énergétiques locaux.

Question 23

Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'une régulation incitative à la réalisation d'actions prioritaires ? Avez-vous des remarques sur la liste des actions prioritaires identifiées à ce stade ?

L'innovation externe est un levier essentiel à mobiliser pour éviter une ingénierie monopolistique sur les enjeux de distribution d'électricité et pour permettre des temps caractéristiques de développement plus rapides que ceux observés en R&D interne à Enedis. La position d'Enedis fait que l'entreprise se trouve, de fait, en arbitre des innovations à étudier, développer ou industrialiser, sans contrôle ou démonstration de la pertinence des choix. De nombreuses solutions technologiques se trouvent ainsi, sur le marché français, en incapacité de se développer en l'absence d'un blanc-seing d'Enedis.

TEARA est donc favorable à de telles orientations pour favoriser, dans certains sujets prioritaires, les actions d'Enedis permettant de dynamiser l'innovation.

C'est en particulier le cas sur :

- la charge de véhicules électriques et les enjeux de stockage, tel que souligné par la CRE ;
- l'optimisation de raccordement de production décentralisée diffuse en BT, générant à ce jour des coûts de raccordement très élevé au regard des puissances raccordées et de la contribution aux équilibres locaux ;
- la disponibilité de données techniques issues de Linky pour une fiabilisation des indicateurs de distribution ou l'amélioration de la connaissance de l'état des ouvrages.

Des facteurs d'optimisation existent sur ces sujets, des technologies et innovations sont développées en externe à Enedis mais sont encore limitées par la position dominante de cet acteur pour les usages éventuels.

Question 24

Avez-vous des remarques concernant le niveau prévisionnel des charges liées au système électrique d'Enedis ?

TEARA a pris note de ce que la pleine atteinte des économies de pertes non techniques permises par Linky (12% des pertes globales, soit 3 TWh par an) allaient être différées de 3 années, de 2021-2022 à 2024-2025, Enedis indiquant que certaines applications étaient encore en phase d'expérimentation et qu'une période d'observation était requise à compter du moment où les compteurs étaient installés.

Dans l'immédiat, seuls 1,5 TWh allaient être économisés, soit une différence de coût de l'ordre de 75 M€ en année pleine.

TEARA s'interroge sur l'imputation de ce surcoût aux consommateurs. Le décalage lui paraît d'abord la conséquence d'une erreur de prévision d'Enedis, laquelle, en 2014, lorsqu'a été arrêté le cadre tarifaire de Linky, ne s'était pas manifestée sur ce sujet. Au demeurant, Enedis perçoit au titre de Linky, une rémunération des capitaux investis, prime de risque comprise, de 10,25%, dont le paramétrage a strictement repris celui du TURPE 3 conçu en 2008 à une époque de taux d'intérêt considérablement plus élevés qu'aujourd'hui.

TEARA souhaiterait donc que soit examiné un partage du surcoût, pour l'heure entièrement mis par la CRE à la charge des utilisateurs, entre ces derniers et Enedis, dûment rémunérée pour couvrir ce type de risque.

Question 25

Avez-vous des remarques concernant le niveau prévisionnel des charges nettes d'exploitation (hors charges liées au système électrique) d'Enedis ?

En préambule, TEARA est reconnaissante à la CRE de publier une nouvelle fois, à l'appui de la consultation, l'audit des charges d'exploitation d'Enedis. Mais c'est pour regretter aussitôt que cette communication soit en partie vidée de son intérêt par l'abondance des bandeaux « confidentiel » (487 occurrences en 338 pages ...).

Sur beaucoup de sujets, il est impossible d'émettre un avis fondé de ce fait. Deux exemples sont éloquentes :

- Page 98, les dépenses de communication sont occultées. Or les consommateurs et les autorités organisatrices de la distribution vers lesquelles ces dépenses sont en partie tournées pourraient raisonnablement être informés du détail dépenses de publicité qu'ils couvrent s'agissant au demeurant d'un opérateur en situation monopolistique.
- Page 73, le détail des redevances de concession, passées et futures, est masqué. Comment émettre un avis étayé dans ces conditions ?

En tant qu'émanations de collectivités perceptrices d'impôts, TEARA se doit d'attirer l'attention de la CRE sur la surestimation du poste « impôts et taxes » tel qu'il ressort de l'audit de Schwartz & Co et des tableaux de la page 51.

La trajectoire de charges à couvrir ne tient nul compte d'une réforme annoncée par le Gouvernement cet été (soit bien avant de la consultation), inscrite au projet de loi de finances pour 2021 dans le cadre du Plan de Relance et d'ores et déjà votée par l'Assemblée nationale en première lecture mi-octobre : l'allègement des impôts locaux de production.

Cette réforme, qui n'apparaît pas réversible mi-novembre, prévoit :

- la division par 2 des bases foncières industrielles (au titre de la taxe foncière sur les propriétés bâties et de la cotisation foncière des entreprises),
- la division par 2 de la cotisation sur la valeur ajoutée (CVAE) par suppression de la part revenant aux régions.

Or, selon l'étude Schwartz & Co sur laquelle s'est appuyée la CRE :

- Enedis supporterait à droit constant d'ici 2024 de l'ordre de 60 M€/an de CFE et de 50 M€/an de TFB, dont 89% relèvent de bases industrielles selon le droit fiscal (valorisation selon la méthode dire comptable).
- Enedis supporterait, toujours à droit 2020 inchangé, 130 M€ de CVAE par an.

Intégrer l'économie dont Enedis va bénéficier dès 2021 si la loi est votée en lecture définitive (mi-décembre) impliquerait une diminution des charges à couvrir de quelque 130 M€/an, soit plus d'1% du TURPE Enedis. A défaut de l'intégrer formellement, la CRE pourrait au minimum rendre transitoirement éligible au CRCP le poste « impôts et taxes ».

En outre, TEARA s'interroge sur la couverture par le tarif de certaines charges de communication et de promotion de l'entreprise Enedis ou des activités de la maison mère EDF. Les dépenses de mécénat et parrainage (dont les dépenses associées au Tour de France), l'adhésion à des associations de lobbying (UFE...), l'achat d'espaces et de stratégie média, la communication autour de la marque (70 ans...), la promotion de la mobilité électrique... Ces différents éléments semblent sortir du cadre des activités régulées et des missions de service public ; elles constituent des initiatives du gestionnaire du réseau qu'il lui incombe d'assumer en réduction de ses marges.

Question 26

Avez-vous des remarques concernant le niveau des paramètres de rémunération pour la période du TURPE 6 distribution et notamment la prise en compte de la baisse des taux d'intérêt sur les marchés et la baisse du taux d'imposition sur les sociétés ?

En préambule, TEARA tient à exprimer sa déception sur la pauvreté des données chiffrées relatives aux composantes de la rémunération projetée d'Enedis et plus largement aux charges en capital. Celles-ci sont globalisées en une ligne unique (page 69) englobant de fait :

- les dotations aux amortissements des immobilisations (parts concessionnaire et part concédant),
- les dotations nettes aux provisions pour renouvellement,
- la valorisation de la marge sur actifs de 2,4%-2,5% appliquée à la base d'actifs régulés hors Linky,
- la valorisation de la rémunération des capitaux propres régulés d'Enedis au taux sans risque envisagé par la CRE de 2,1% à 2,5%,
- la valorisation de la couverture au taux normatif de 10,25% des capitaux investis dans Linky,
- la couverture du coût de la dette au taux sans risque de 2,1% à 2,5%,
- la couverture du coût de financement des immobilisations en cours au taux sans risque de 2,1% à 2,5%.

Les moyens de comprendre certains de ces postes ne sont pas davantage communiqués (alors qu'ils l'étaient dans la consultation publique relative au TURPE 5, en 2016) :

- la trajectoire prévisionnelle de capitaux propres régulés, mettant notamment en exergue les ressources gratuites émanant de l'économie concessionnaire : remises gratuites, provisions pour renouvellement affectées ou non, amortissements de financements des concédants affectés ou non ;
- la base d'actifs régulés Linky.

Ce mutisme laisse planer un doute sur la stricte application de la méthode comptable de valorisation des charges en capital, sur des risques de requalification des provisions pour renouvellement et/ou des amortissements de financements des concédants qui seraient défavorables à ces derniers.

Le sujet est d'enjeu considérable pour les concédants. TEARA attend de la CRE qu'elle détaille le contenu des charges en capital, soit idéalement dans un complément de consultation, soit dans le projet de délibération qu'elle publiera.

Sur le fond de la proposition de la CRE, c'est-à-dire sur le calibrage des paramètres de la rémunération d'Enedis, TEARA émet plusieurs réserves.

La première réserve tient au niveau du « taux sans risque ». Celui-ci sert à calculer :

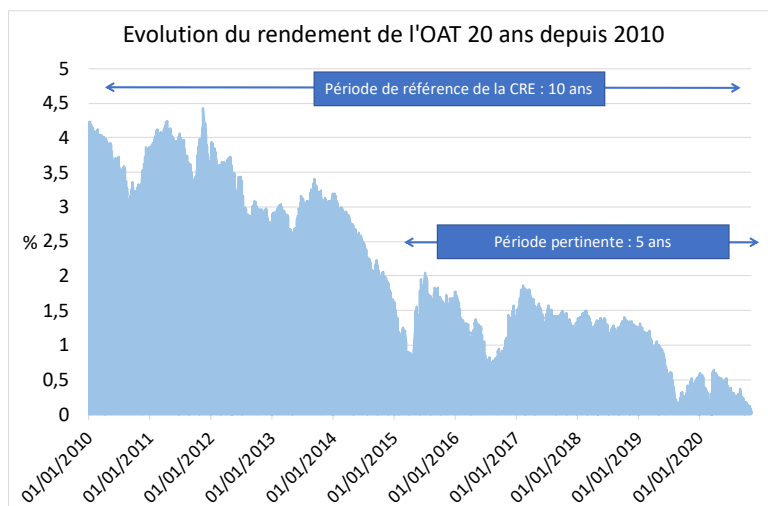
- la rémunération des « capitaux propres régulés », autrement dit les ressources qu'Enedis met elle-même en œuvre, nettes des financements des concédants sous toutes les formes (remises gratuites, provisions, ...),
- le coût de la dette financière que la CRE propose de couvrir,
- le coût de portage des immobilisations en cours de cycle long dont la CRE propose de couvrir le portage.

Le taux sans risque est le rendement d'un placement sûr, en l'espèce une obligation, en lequel, Enedis pourrait investir ses fonds. Il est nécessaire que le TURPE lui procure au moins de niveau, augmenté de la prime de risque (« marge sur actifs »).

La CRE suit l'audit du cabinet Oxera en retenant une moyenne des taux de rendement actuariel des emprunts d'Etat (OAT) de durée résiduelle 10 ans et 15 ans sur une période de référence de 10 années (2010-2020).

Pour TEARA, la CRE pourrait même aller jusqu'à se référer à une durée de 20 ans, comme elle le fit dans le cadre du TURPE 5. En effet, Enedis investit en moyenne sur 40 ans. Economiquement, ses fonds méritent donc d'être rémunérés sur cette durée. Or 40 ans amortissables correspondent peu ou prou à 20 ans in fine (profil des obligations d'Etat).

En revanche, TEARA ne comprend pas le choix d'une période de référence de 10 ans. Depuis 2015, les canaux et instruments de la politique monétaire ont substantiellement changé. La banque centrale européenne achète massivement des obligations souveraines. La crise en cours a renforcé cette politique. L'ampleur des déficits publics implique qu'elle poursuive sur cette voie plusieurs années encore, ce qu'elle reconnaît d'ailleurs elle-même explicitement. Se référer à des données antérieures à 2015 revient à ignorer ce bouleversement structurel. TEARA signale au passage que l'autorité de régulation des télécoms, l'ARCEP, dans une décision similaire toute récente (septembre 2020) a fixé le taux sans risque sur la base d'une moyenne sur 5 ans.



Sur 5 ans, la moyenne de rendement de l'OAT 20 ans ressort à 1,0%, loin sous les 1,7% après impôt envisagés par la CRE. Faute d'information sur la trajectoire prévisionnelle de capitaux propres régulés, d'immobilisations encours de cycle long ou encore de dette financière, TEARA n'est malheureusement pas en mesure de calculer l'impact précis de cette révision d'hypothèse. L'ordre de grandeur est la centaine de M€.

Si la CRE a bien acté la baisse des taux d'intérêt, ramenant le taux sans risque après impôt de 2,7% à 1,7% (prévisionnel), elle l'a fait – du point de vue de TEARA – sans considération de la réalité des marchés financiers.

La deuxième réserve de TEARA concerne le paramètre que la CRE dénomme « marge sur actifs ». Cette marge s'ajoute au taux sans risque. Appliquée à la valeur nette comptable de l'intégralité des immobilisations en service (base d'actifs régulés) hors Linky (lequel bénéficie d'un cadre de régulation spécifique), elle rémunère le risque que court Enedis en tant qu'exploitant du réseau.

La CRE propose pour la période TURPE 6 une marge sur actifs de 2,4% à 2,5%. Appliquée à une base d'actifs régulée de 55,9 Mds € en moyenne (source : page 62 de la consultation), cette marge génèrera une rémunération moyenne d' 1,4 Md €/an, soit 13% du TURPE revenant à Enedis (hors RTE). C'est la prime d'assurance que versent annuellement les consommateurs à Enedis pour prix des risques de gestionnaire du réseau. Or force est de constater que la mécanique tarifaire atténue fortement ces risques :

- le dispositif du CRCP rabat sur les consommateurs les variations de 65% des charges, dont toutes celles issues des investissements (sauf les investissements hors réseaux, mais pour un temps court limité à la période tarifaire en cours, ceux-ci étant ensuite intégrés à la base d'actifs régulés) et 97% des produits, dont l'effet consommation (page 18 de la consultation) ;

- le plafonnement à des niveaux bas des pénalités de régulation incitative : 217 M€ seraient au maximum encourus par Enedis si celle-ci était en manquement cumulé sur tous les indicateurs incités ;

Le cabinet Oxera, dont l'étude sur la rémunération d'Enedis est annexée à la consultation (transparence dont TEARA, cette fois, remercie la CRE) l'écrit lui-même à plusieurs reprises, par exemple : « (...) nous considérons, d'après notre analyse des risques, que le cadre de régulation français est particulièrement protecteur des opérateurs, et notamment plus que celui applicable aux opérateurs comparables dans d'autres juridictions. »

Dès lors, pourquoi reconduire une prime de risque qui avait été fixée lors des précédentes périodes tarifaires par référence aux autres gestionnaires de réseau européens et qui octroie à Enedis, ou plutôt à son actionnaire, une rentabilité récurrente sur fonds propres de 20% en moyenne ?

TEARA ne perçoit pas dans quelle configuration Enedis pourrait supporter des surcoûts non couverts par le TURPE à hauteur de plus d' 1,4 Md € (un assureur est censé assurer un risque, par essence hypothétique, supérieur à la prime ferme qu'il reçoit chaque année ...).

Pour les adhérents de TEARA, il n'existe que deux manières se s'extraire de ce dilemme de déconnexion entre la prime de risque et les risques effectivement encourus :

- Réduire la prime de risque, c'est-à-dire ramener la marge sur actifs nettement sous la fourchette escomptée de 2,4%-2,5%. Au regard des pratiques financières en vigueur, cette rime générant un résultat quasi-intégralement reversé à l'actionnaire, la capacité d'investissement ne serait pas affectée.
- Ou bien augmenter les risques supportés par Enedis, non pas en réduisant le champ du CRCP, lequel paraît au contraire insuffisant à TEARA (voir la position sur les redevances de concession et sur les coûts échoués), mais en renforçant le barème de pénalités pour insuffisance de qualité, dans une proportion qui inciterait réellement Enedis à les respecter, à consentir un effort suffisant de renouvellement et de modernisation du réseau et à ne pas délaisser les territoires les plus ruraux.

Cette seconde option de stabilité tarifaire avec renforcement du niveau de service, pourrait avoir la préférence de TEARA. Sous réserve toutefois qu'elle soit confortée par une régulation des dividendes qui paraît imaginable au regard des prescriptions de l'article L.341-1 du Code de l'Energie déjà rappelées en réponse à la question 1.

Enfin, TEARA rejoint la CRE dans son choix de tenir compte de « la baisse anticipée du taux d'imposition sur les sociétés », poste de charge couvert à Enedis. La loi de finances pour 2020 a programmé une diminution progressive jusqu'à 25,83% en 2022. En l'absence de tout signal de remise en cause de cette diminution (par exemple en projet de loi de finances pour 2021), elle doit s'imposer.

Ceci admis, TEARA ne comprend pas pourquoi, la marge sur actifs, qui s'exprime avant impôt, c'est-à-dire qui incorpore l'impôt sur les bénéfices qu'elle génère chez Enedis, n'est pas plus significativement diminuée entre TURPE 5 bis (2,5%) et projet de TURPE 6 (2,4%-2,5%).

Question 27	Avez-vous des remarques sur la trajectoire d'investissement proposée par Enedis ?
--------------------	--

Le suivi de la trajectoire d'ensemble

Le TURPE 6, comme ses prédécesseurs, est établi à partir d'une trajectoire prévisionnelle d'investissement dont TEARA comprend qu'elle est concertée entre la CRE et Enedis. De par l'éligibilité des investissements (du moins de réseaux) au CRCP, si cette trajectoire est dépassée, le TURPE augmentera plus vite que prévu (à raison des amortissements et de la rémunération supplémentaires) et inversement.

Hors Linky, 3,7 Mds €/an sont projetés, à comparer aux 3,3 Mds € prévus initialement dans le cadre du TURPE 5 (+12,1%).

Il est pour autant indispensable d'analyser les trajectoires d'investissement au regard de deux grandes familles :

- les investissements liés à la « santé » du réseau, rassemblés dans la dénomination de renouvellement et de modernisation et visant à maintenir un potentiel productif ;
- les investissements de croissance, liés notamment à l'intégration de nouveaux clients ou au développement favorisant la croissance du service et l'optimisation du modèle d'affaires ; il s'agit très majoritairement des investissements de raccordement et renforcement.

Une hausse attendue des investissements liés au renouvellement et à la modernisation

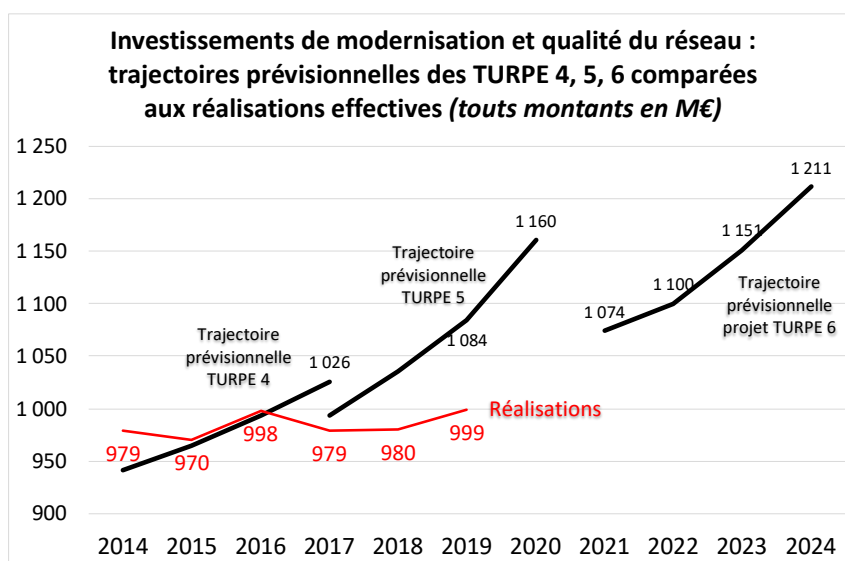
La hausse mentionnée par la CRE pour les investissements de performance « renouvellement, qualité & modernisation » correspondent bien aux observations de TEARA : les investissements de sécurisation des ouvrages HTA aériens ont diminué alors qu'est observé une hausse de la sensibilité aux aléas climatiques et une dégradation du niveau de qualité. La reprise d'investissements sur cette thématique est essentielle pour les territoires péri-urbains et ruraux en particulier. Le renouvellement de réseaux HTA CPI et BT d'ancienne génération représente, pour les territoires urbains, une priorité également nécessitant un renforcement du programme d'actions. Pour ces raisons, TEARA partage la nécessité d'une trajectoire en hausse sur cette thématique.

Pour autant, quand la CRE, page 61, pointe la hausse programmée des investissements liés au renouvellement et à la modernisation du réseau, il n'en est rien. Celle-ci était inscrite à 1 068 M€

moyens dans la délibération TURPE 5. Elle l'est ici à 1 134 M€, soit un relèvement correspondant précisément l'impact de l'inflation entre les deux périodes tarifaires.

Si hausse il y a, c'est en comparaison des investissements effectivement réalisés par Enedis au cours des 3 premières années de la période TURPE 5, lesquels ont été inférieurs à la trajectoire initiale : par exemple 999 M€ en 2019 vs 1 086 M€ prévus.

Il faut se rendre à l'évidence : à chaque TURPE, la CRE programme une trajectoire haussière des investissements de qualité du réseau. Or la courbe effective est totalement plate. A chaque période tarifaire, la CRE l'acte de facto en revenant très en deçà de ce qui avait été programmé antérieurement : par exemple 1 170 M€ attendus en 2020 dans le TURPE 5, 1 074 M€ attendus en 2021 dans le (projet de) TURPE 6.



Le peu de cas fait de cette composante par Enedis est confirmé par l'expérience de plusieurs adhérents de TEARA. Cette rubrique se trouve recouper celle donnant lieu à planification dans le cadre des (nouveaux) contrats de concession. Or les programmes pluriannuels d'investissement sur 4/5 ans, concertés donc entre concédants et Enedis (qui a le dernier mot), se négocient le plus souvent sur la base de dépenses inférieures de l'ordre d' 1/3 à celles de la période antérieure.

Pour les adhérents de TEARA, la CRE ne peut se contenter d'édicter un cadre, jugé par elle souhaitable et qui ne soit jamais tenu par Enedis. Il est clair que le renouvellement et la modernisation du réseau ont le statut de variables d'ajustement au sein des investissements du concessionnaire et de son groupe. Seule une réévaluation significative des sanctions de régulation incitative, en particulier en matière de qualité d'alimentation, permettra d'équilibrer cette contrainte financière.

Les investissements dits « non délibérés » par Enedis doivent être optimisés et maîtrisés

Les investissements de raccordement et renforcement représentent une augmentation très importante pesant fortement dans les charges de capital. Des recettes associées issues des contributions de raccordement devraient par ailleurs augmenter, théoriquement à due proportion hors cas des participations (comme cela est expliqué dans le rapport Schwartz&Co).

L'optimisation de ces dépenses de raccordement et renforcement est donc essentiel pour la maîtrise tarifaire future. Une telle augmentation anticipée dans un contexte de croissance progressive des bornes de charge et des productions décentralisées ne peut que s'aggraver dans le futur si l'on suit ces tendances. Les contraintes seront toujours plus fortes à mesure que se développeront ces usages, et les coûts de raccordement et renforcement générés seront de fait toujours plus élevés. Il est indispensable dès maintenant de s'intéresser aux conditions de raccordement de ces installations à moindre coût, notamment en assurant :

- pour les bornes de charge : un pilotage de la charge permettant d'écarter les puissances maximales appelées à certaines heures et de permettre ainsi des raccordements limitant les besoins en renforcement ;
- pour les productions décentralisées (PV quasi exclusivement en BT) : développer l'autoconsommation selon une approche d'apport au réseau et non une approche purement bilantielle de consommation annuelle) ;
- et dans tous les cas une capacité de contradiction face à Enedis pour les solutions techniques de raccordement, s'appuyant en premier lieu sur la transmission de toutes les données nécessaires pour les pétitionnaires.

Ces points ont déjà été développés par TEARA lors de la consultation précédente et restent entièrement d'actualité. Les AODE de TEARA travaillent à quantifier ces enjeux dans le futur. Un travail conjoint entre la CRE, le Comité du système de la distribution d'électricité et Enedis paraît pertinent en s'appuyant sur le travail des AODE dont TEARA.

Question 28

Avez-vous des remarques concernant les ajustements envisagés sur la trajectoire d'investissements « hors réseaux » d'Enedis ?

L'électrification de la flotte de véhicules est une démarche d'Enedis répercutée visiblement intégralement sur les usagers via le tarif. Le choix d'une telle mutation des véhicules contribue autant à des raisons d'exploitation qu'à un besoin d'affichage pour promouvoir l'électrification de la mobilité, aux avantages évidents d'Enedis. Il n'est pas justifié de répercuter une mutation prématurée du parc de véhicules – à tout le moins les mises au rebut de véhicules thermiques sont des coûts échoués à assumer par Enedis directement.

L'investissement sur le poste immobilier pour les ACR et sur les télécommunications est adapté, tenant compte de l'importance de ces éléments dans l'organisation opérationnelle du service et dans l'optimisation de l'ensemble de l'exploitation.

Les investissements sur les SI sont très difficiles à évaluer : ce poste d'investissement semble de moins en moins maîtrisé et maîtrisable au cours du temps et dans le contexte de modernisation rappelé à la question 1. Ce point à lui seul mériterait une analyse approfondie pour comprendre cette trajectoire que TEARA ne saurait juger à ce stade.

Question 29

Etes-vous favorable aux ajustements envisagés par la CRE concernant l'intégration des colonnes montantes « loi ELAN » à la BAR d'Enedis ?

Les adhérents de TEARA ont pris connaissance du rapport d'audit annexé à la consultation qui traite des modalités d'intégration des colonnes montantes Loi ELAN dans la mécanique tarifaire.

Ils font leurs interrogations de l'auditeur sur les incertitudes entourant les modalités de dénombrement des colonnes par Enedis en particulier quant au traitement des renouvellements intervenus avant le cahier des charges 1992 et à l'incongruité d'un découplage entre la valeur unitaire des colonnes montantes en concession et hors concession.

La CRE propose dans la consultation d'appliquer deux retraitements à la valeur nette comptable des 768 000 colonnes montantes jugées par Enedis hors concession avant la loi ELAN (soit la moitié du parc national) :

- 121 M€ pour tenir compte de ce que 159 000 colonnes sur les 768 000 auraient déjà en fait déjà été en concession ;
- 73 M€ pour aligner les valeurs comptables respectives des colonnes montantes en et hors concession (ces dernières ayant été, de par la méthode appliquée, survalorisées par Enedis ainsi que le montre l'audit).

Par voie de conséquence, la valeur nette comptable des colonnes intégrées à la base d'actifs régulés servant au calcul du TURPE diminuerait de 497 à 303 M€, avec à la clef une diminution de la marge sur actifs afférente (au taux de 2,5% : 8 M€ au lieu de 12 M€) ainsi que des amortissements de financements des concédants à couvrir.

A la lecture du rapport d'audit, ces retraitements s'imposent. Cependant, les adhérents de TEARA tendent à penser qu'il faudrait aller plus loin. Ils rappellent que les colonnes hors concession étaient déjà exploitées par Enedis avant la loi ELAN, c'est-à-dire que les charges et surtout le risque correspondant bénéficiaient déjà d'une couverture tarifaire. La majoration de la marge sur actifs par application du taux de 2,4%-2,5% à la valeur nette comptable, fût-elle corrigée, apparaît donc indue. Bien sûr, Enedis sera désormais responsable des renouvellements antérieurement à la charge des propriétaires. Mais, en tant qu'investissements, éligibles au CRCP, ceux-ci seront, de fait, intégrés au tarif.

Enfin, les adhérents de TEARA s'interrogent sur l'allongement de durée de vie des colonnes montantes de 40 à 60 ans. Ils se demandent s'il ne s'agit pas là d'une décision d'opportunité, ce à deux égards au moins :

- La reprise sur provisions pour renouvellement induite - 60 M€ au niveau national - affecte directement leur patrimoine. Certes, cet argent, la CRE le rappelle, est venu déduire les charges 2019 à couvrir et a donc été restitué aux utilisateurs. Mais l'avantage n'est que transitoire. Lorsqu'il faudra renouveler les colonnes, lesdits utilisateurs devront les payer en intégralité étant donné que la provision aura disparu. En revanche, l'atteinte portée aux droits financiers des concédants, elle, est définitive.
- L'allongement de durée de vie, compté de manière rétroactive pour les colonnes hors concession, a pour effet, comme l'indique la CRE, de multiplier par 2,5 la valeur nette comptable des colonnes montantes loi ELAN et donc les charges en capital associées (amortissements restant à couvrir, marge sur actifs).

Les concédants membres de TEARA, qui au demeurant sont tenus à l'écart par Enedis de toutes les études techniques justifiant l'allongement, invitent la CRE à se ranger à l'avis de sagesse du consultant qu'elle a mandaté, qu'ils comprennent comme signifiant que la décision d'allongement a été prise avec un recul insuffisant : « il aurait été raisonnable d'intégrer les valeurs comptables des ouvrages en supposant un amortissement sur une durée de 40 ans puis de définir une période d'observation avec un retour d'expérience structuré, en s'appuyant sur l'inventaire détaillé et localisé et sur les retours des équipes d'exploitation. »

L'allongement de durée de vie de 60 ans présenté par Enedis semble donc bien prématuré, en l'absence d'un suivi de l'exploitation passée des colonnes en et hors concession (hormis les fichiers de coupure longue sur branchement, dont la fiabilité est parfois questionnée par Enedis lors d'audits) et en l'absence d'un croisement fiable entre patrimoine et incidents. Les premiers indices de fiabilité remontés par Enedis et rapportés par le consultant externe dans le rapport joint à la consultation ne suffisent pas à conclure, considérant que certaines AODE (le Sipperec en particulier) ont communiqué sur des niveaux de vétusté importants lors de visite terrain.

Question 30	Avez-vous des remarques sur les trajectoires envisagées par la CRE concernant l'évolution du nombre de clients, des puissances souscrites et des volumes acheminés par Enedis pour la période du TURPE 6 distribution ?
--------------------	--

TEARA est favorable aux trajectoires mentionnées.

Questions 31 à 37	Structure tarifaire
--------------------------	----------------------------

TEARA est favorable aux évolutions de la grille tarifaire telles que proposées, comme cela avait été globalement formulé lors des précédentes consultations.

TEARA avait cependant précisé dans ses réponses certains points de vigilance de l'évolution des composantes de soutirage. TEARA prend acte des nouvelles grilles proposées et prendra en compte les éventuelles optimisations tarifaires à initier pour certains types de clients.

<p>Questions 38 à 41</p>	<p>Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir le niveau actuel des composantes de gestion des autoconsommateurs individuels et des participants à des opérations d'autoconsommation collective ?</p> <p>Êtes-vous favorable au maintien du principe d'une composante de soutirage, optionnelle, à destination des utilisateurs raccordés au réseau basse tension participant à une opération d'autoconsommation collective, telle qu'actuellement en vigueur ?</p> <p>Êtes-vous favorable à la suppression du paramètre de 30 % de participation des flux « autoproduits » aux flux amonts ?</p> <p>Êtes-vous favorable à l'exemption de la règle imposant de souscrire une formule tarifaire d'acheminement pour 12 mois consécutifs dans le cas où un participant à une opération d'autoconsommation collective ayant souscrit l'option tarifaire spécifique à l'autoconsommation collective quitte cette opération ?</p>
---------------------------------	--

TEARA est favorable aux dispositions proposées pour l'autoconsommation.

<p>Question 42</p>	<p>Partagez-vous la proposition de la CRE de reconduire la règle selon laquelle une composante de soutirage optionnelle pour les participants à des opérations d'autoconsommation collective ne peut s'appliquer que dans le cas d'opérations dont l'ensemble des participants est raccordé en aval du même poste de transformation HTA/BT ?</p>
---------------------------	---

TEARA partage cette proposition et la limitation de la composante de soutirage optionnelle qu'aux seuls projets dont les participants sont en aval du même poste HTA/BT.