

Réponse d'Enedis à la consultation publique du 27 juillet 2016 sur les prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

16 septembre 2016

Sommaire

Préambule.....	4
1. Bilan du tarif TURPE 4	5
Question 1. Quel est votre retour d'expérience sur le TURPE 4 HTA-BT entré en vigueur le 1 ^{er} janvier 2014 ? Partagez-vous les analyses de la CRE sur le bilan du TURPE 4 HTA BT ?	5
2. Cadre de régulation	6
2.1.Durée du tarif	6
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 ?	6
2.2.Régulation incitative des charges d'exploitation et des investissements	7
Question 3. Êtes-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 ?	7
Question 4. Etes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme incitant Enedis à la maîtrise de ses coûts unitaires d'investissements dans les réseaux ? Que pensez-vous des modalités envisagées par la CRE ?	8
Question 5. Êtes-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 ?	8
2.3.Régulation incitative de la qualité d'alimentation	9
Question 6. Êtes-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 ?	9
Question 7. Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées pour la pénalité versée aux utilisateurs en cas de coupure longue ?	10
Question 8. Etes-vous favorable à l'ajout des indicateurs de suivi de la qualité d'alimentation proposés ?	12
2.4.Régulation incitative de la qualité de service	13
Question 9. Avez-vous des remarques sur la liste des indicateurs de suivi de la qualité de service envisagés ?	13
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 ?	14
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) ?	15
Question 12. Êtes-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 ?	16
Question 13. Êtes-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 ?	16
2.5.Régulation incitative des pertes	17
Question 14. Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'intérêt d'inciter Enedis à réduire le coût total de ses pertes ?	17
Question 15. Etes-vous favorable au mécanisme d'incitation sur les pertes envisagé par la CRE ?	19
2.6.Régulation incitative de la R&D et des smart grids	21
Question 16. Êtes-vous favorable à la reconduction du cadre de régulation de la R&D dans le TURPE 5 ?	21
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 ?	21
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 ?	22
2.7.Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP)	22
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 ?	22
Question 20. Etes-vous favorable aux évolutions de périmètre du CRCP envisagées par la CRE ? Etes-vous favorable ou défavorable à l'inclusion dans le périmètre du CRCP des redevances de concession ?	23
Question 21. Etes-vous favorable à l'introduction d'une clause de rendez-vous dans le tarif TURPE 5 HTA-BT, dans les conditions envisagées par la CRE ?	24
3. Demande tarifaire d'Enedis et analyse préliminaire de la CRE.....	25
3.1.Charges d'exploitation	25
Question 22. Que pensez-vous de la fourchette de charges nettes d'exploitation envisagée par la CRE ?	25
3.2.Charges de capital	27
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 ?	27
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 ?	28
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 ?	29
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 ?	29
3.3.Hypothèses de chiffre d'affaires prévisionnel	35
Question 27. Que pensez-vous des hypothèses d'évolution de la consommation présentées par Enedis ?	35
3.4.Trajectoire envisagée d'évolution du tarif TURPE 5 HTA-BT	35
Question 28. Avez-vous toute autre remarque sur le prochain tarif TURPE 5 HTA-BT ?	35



Préambule

En proposant une augmentation au 1^{er} août 2017 du TURPE HTA-BT entre 0 et 2,5% incluant une hausse du TURPE HTB entre 4,6% et 9,6%, la CRE s'oriente en fait vers une indexation de -1,3% à 0,1%¹ des revenus d'Enedis en entrée de période tarifaire, une fois rémunéré l'accès au réseau de transport. Cette orientation est en contradiction avec les besoins et les attentes nouvelles des acteurs du monde de l'énergie qui placent le service public de la distribution électrique au cœur des enjeux de la transition énergétique comme des évolutions des mécanismes de marché. Résolue à tenir ce rôle central, Enedis a adopté un projet industriel ambitieux reposant sur trois axes stratégiques, que les propositions de la CRE remettent fortement en cause :

- Etre la référence industrielle du service public de distribution en France et en Europe ;
- Prendre la tête de la révolution technologique des réseaux électriques ;
- Etre un partenaire de proximité incontestable.

Ce projet guide l'ensemble de l'action d'Enedis au quotidien et participe chaque jour de sa légitimité. Pour accompagner au mieux les différentes parties prenantes, Enedis met en œuvre une politique clientèle ambitieuse, laissant une part substantielle à sa digitalisation tout en continuant le renforcement de ses outils traditionnels, adaptée aux évolutions des territoires, et calée sur une écoute client en profonde rénovation.

En outre, Enedis se modernise pour s'adapter aux défis de demain. Cela se traduit par des investissements qui répondent aux enjeux du réseau par la conduite du programme Linky, par des développements de systèmes d'information indispensables à une mutation vers des réseaux toujours plus intelligents, et enfin par une démarche numérique accompagnant la transformation du distributeur.

Ces ambitions appellent à des transformations majeures de l'entreprise, comme l'attestent deux projets lancés en 2016 : le projet « Convergence réseau et technique clientèle » qui permet l'optimisation des équipes d'intervention d'Enedis et impacte 12 000 salariés, ainsi que le projet « Cohérence et subsidiarité », qui supprime un niveau de management pour permettre le pilotage direct des directions régionales et concerne 2 000 salariés.

La trajectoire financière présentée dans la demande tarifaire pour TURPE 5 intègre ainsi une dynamique de productivité forte, associée à des choix d'investissements stratégiques, et à une trajectoire d'emploi à la fois acceptable au plan social et compatible avec le projet d'Enedis.

De telles évolutions sont à considérer alors qu'Enedis présente l'un des tarifs de distribution et l'un des rapports qualité/prix les plus compétitifs d'Europe, jusqu'à moitié moins cher que celui de ses homologues allemands pour un consommateur résidentiel, comme l'a rappelé le cabinet Schwartz&Co dans son audit commandé par la CRE. Dans ce contexte, le souhait de la CRE de restreindre encore davantage les ressources d'Enedis apparaît inapproprié et susceptible de provoquer des effets négatifs à moyen terme sur la qualité et la sécurité des ouvrages, ou d'engendrer des retards dans la mise en œuvre de la transition énergétique en France.

Pour garantir la réussite de son projet industriel, Enedis souligne qu'il est essentiel que le prochain tarif, destiné à fonder sur le long terme les choix des consommateurs en respect de l'intérêt général, fasse sens économiquement, soit robuste juridiquement et soit incitatif à investir.

¹ Fourchette d'évolution du TURPE HTA-BT calculée avec les hypothèses de la CRE p. 58 de la Consultation Publique (indexation à l'inflation à partir de 2018), hormis la hausse d'entrée du TURPE HTB.



Cette ambition suppose :

- Une couverture des charges d'exploitation à leur juste niveau, intégrant une productivité substantielle ;
- Une rémunération des capitaux engagés économiquement justifiée, qui reflète l'évolution des risques supportés par le distributeur et qui incite à investir ;
- Une régulation incitative ciblée sur les enjeux du distributeur, ambitieuse mais réaliste et adaptée aux leviers opérationnels d'Enedis.

Ainsi, la demande tarifaire adressée par Enedis à la CRE le 7 mars 2016 et mise à jour le 30 juin 2016 présente une trajectoire financière équilibrée sur la période TURPE 5, permettant de financer le déploiement de Linky en période de différé tarifaire tout en soutenant l'ensemble des autres composantes du projet d'Enedis. La CRE, en ne tenant pas compte du souhait de l'entreprise d'une évolution du modèle de charges de capital conforme à la volonté du législateur exprimée à l'article 153 de la loi relative à la transition énergétique, et en proposant des trajectoires de charges nettes d'exploitation largement inférieures à celle proposée par Enedis, conduit à remettre en question le projet de l'entreprise et fait peser un risque industriel et stratégique pour le futur.

Les orientations de la CRE sur le cadre de régulation et le niveau tarifaire présentées dans la troisième consultation publique affichent un **niveau tarifaire de nature à réinterroger le projet industriel d'Enedis**, dans un contexte où chacun reconnaît que la transition énergétique s'opère tout particulièrement dans les territoires et sur les infrastructures électriques HTA et BT, qui accueillent plus de 95% des nouvelles énergies renouvelables en France.

Cette mise en risque de la distribution publique d'électricité en France est enfin d'autant plus surprenante que l'étude commandée par la CRE dans le cadre de la consultation sur les tarifs des autres gestionnaires de réseaux européens fait ressortir la très grande compétitivité du tarif français.

Les éléments de réponse d'Enedis à la consultation publique sont présentés dans les sections suivantes de ce document.

1. Bilan du tarif TURPE 4

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

Grâce à ses efforts de transformation, Enedis a réalisé des gains de productivité soutenus qui seront redistribués aux utilisateurs dans les prochaines périodes tarifaires. Comme le souligne la CRE, Enedis a réalisé les investissements nécessaires à sa mission de service public, sans que soit constatée une dérive de ses coûts.

Sur les deux premières années de TURPE 4, c'est principalement la baisse des investissements liés aux raccordements, inférieurs aux prévisions, qui a permis d'assurer l'équilibre financier du distributeur, malgré un tarif et notamment une couverture des charges de capital insuffisants.

En effet, Enedis souhaite rappeler avec insistance que la méthode de calcul des charges de capital TURPE 4 ne rémunère pas Enedis sur l'ensemble des biens pour lesquels elle a effectivement mobilisé des capitaux (voir Question 23, page 27). De plus, Enedis souligne que



le bilan de TURPE 4 s'appuie sur seulement deux années de réalisé (2014 et 2015) marquées principalement par un climat chaud. L'analyse ne reflète donc pas un bilan complet.

Sur la période TURPE 4, grâce à ses efforts de transformation, Enedis a réalisé des gains de productivité soutenus qui seront redistribués aux utilisateurs dans les prochaines périodes tarifaires. Comme le souligne la CRE, Enedis a réalisé les investissements nécessaires à sa mission de service public, sans que soit constatée une dérive de ses coûts.

Enedis souligne qu'elle a pu assurer l'équilibre financier du distributeur, malgré un niveau de couverture tarifaire des charges de capital insuffisant, car les demandes de raccordement ont été moindres que prévues.

2. Cadre de régulation

2.1. Durée du tarif

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 ?

Enedis est favorable au maintien d'une durée de quatre ans environ pour le prochain TURPE HTA-BT. En effet, une période de régulation doit être suffisamment longue pour donner de la visibilité à l'opérateur, tout en laissant le temps aux incitations de produire leurs effets et en permettant d'avoir du recul sur l'application des nouveaux dispositifs mis en place lors de la période tarifaire précédente.

Cependant, compte tenu des risques législatifs, réglementaires et réglementaires qui pèsent sur le distributeur, Enedis considère qu'il est nécessaire d'introduire un mécanisme prenant en compte les aléas significatifs et les évolutions majeures qui pourraient advenir. **La clause de rendez-vous proposée par la CRE apparaît insuffisante** en raison de ses conditions de mise en œuvre restrictives (voir Question 21, page 24).

D'autre part, la CRE envisage de fixer les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité à la fin de l'année 2016, pour une entrée en vigueur effective au 1^{er} août 2017.

Le changement de grille tarifaire entre TURPE 4 et TURPE 5 concernera plus de 400 000 points sur les marchés industriels BT > 36 kVA et HTA (obligatoirement sur les premiers jours du TURPE 5) et plusieurs centaines de milliers, voire millions, de points sur les particuliers et petites entreprises (à étaler sur plusieurs mois selon la volumétrie).

En effet, la clôture comptable mensuelle doit être faite sur les tarifs TURPE 4 sur la base des index relevés ou estimés au 31 du mois.

Une telle mobilisation peut poser des problèmes opérationnels en période estivale. En effet, de nombreux déplacements pourront être nécessaires suite aux échecs de télé-opérations. Les prises de rendez vous pourront également être infructueuses en l'absence des clients sur cette période. D'autre part, le portail Système de Gestion des Echanges (SGE) devra être fermé plusieurs jours pour assurer la bascule contractuelle de tous les clients et contrats BT > 36 kVA et HTA vers les tarifs TURPE 5. Cette opération ne peut pas être envisagée en semaine, sous peine de pénaliser le fonctionnement du marché.

La bascule requerra donc une très forte mobilisation au sein d'Enedis, aussi bien au niveau national que régional (notamment pour traiter les échecs de télé-opération), mais aussi chez



les fournisseurs. A l'instar des opérations réalisées pour la fin des tarifs réglementés de vente supérieurs à 36 kVA le 31 décembre 2015, Enedis envisage de mobiliser plus de 200 personnes pour organiser, planifier et traiter les interventions sur le premier mois, en plus d'une cinquantaine de personnes à la Direction des Systèmes d'Information (DSI) dans le mois précédant et le mois suivant le démarrage du TURPE 5.

Enedis n'est donc pas favorable à un démarrage du TURPE 5 en période estivale et en milieu de semaine, et recommande le 1^{er} juillet 2017.

En outre, Enedis demande que les pénalités appliquées en cas de dysfonctionnement du portail SGE soient suspendues le temps d'effectuer la bascule contractuelle pour les raisons évoquées ci-dessus (en particulier la fermeture du portail), et ce quelle que soit la date d'entrée en vigueur du TURPE.

Enfin, du fait de l'entrée en vigueur de TURPE 5 prévue courant 2017, les charges de l'année 2017 peuvent potentiellement être couvertes par le cadre tarifaire TURPE 4 ou par le cadre tarifaire TURPE 5. Enedis souhaite que les modalités de TURPE 5 s'appliquent, à la fois en matière de régulation et de couverture tarifaire, à toute la période 2017-2020.

Enedis est favorable au maintien d'une durée de quatre ans environ pour le prochain TURPE HTA-BT, mais demande une entrée en vigueur au 1^{er} juillet 2017.

En outre, Enedis souhaite une adaptation significative de la clause de rendez-vous proposée par la CRE.

Enfin, Enedis souhaite que les modalités de TURPE 5 s'appliquent, à la fois en matière de régulation et de couverture tarifaire, à toute la période 2017-2020.

2.2. Régulation incitative des charges d'exploitation et des investissements

Question 3. Êtes-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 ?

La régulation incitative sur les charges d'exploitation est un mécanisme répandu en Europe et en France depuis plusieurs périodes tarifaires. Enedis considère ce mécanisme comme vertueux lorsqu'il est justement proportionné. Il donne alors de la visibilité à l'entreprise pour conduire son programme de gains de productivité, et permet à la collectivité de bénéficier des efforts accomplis.

Comme détaillé dans la réponse à la Question 22 (page 25), Enedis émet toutefois des réserves importantes sur le niveau des charges nettes d'exploitation (CNE) que la CRE propose sur la prochaine période tarifaire. En effet, **avec un tel niveau de référence qui pourrait intégrer une productivité hors du commun (3%/an avec la fourchette basse), la régulation incitative des CNE apparaît déséquilibrée.**

Par ailleurs, Enedis observe que le cabinet de conseil en charge de l'audit sur les CNE préconise la non couverture en TURPE 5 de charges prévues mais non consommées en TURPE 4, alors que des charges non prévues mais qui ont été réalisées sur TURPE 4 ne font pas l'objet d'un ajustement en sens inverse, ce qui rend le mécanisme de fait asymétrique. Ceci est une dérogation non justifiée au principe général de conservation des gains et pertes par rapport à la trajectoire prévisionnelle.



Enedis est favorable à la reconduction du mécanisme d'incitation à la productivité sur les CNE, mais porte deux réserves majeures. D'une part, la trajectoire de charges prévisionnelles retenue par la CRE doit reposer sur un objectif de productivité raisonnable.

D'autre part le principe de conservation des gains et pertes par rapport à la trajectoire prévisionnelle doit être respecté.

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

Enedis reconnaît qu'un mécanisme incitatif portant sur les coûts unitaires d'investissement dans les réseaux peut trouver naturellement sa place dans le dispositif de régulation de TURPE 5.

Cependant, le mécanisme proposé et les modalités de détermination des coûts unitaires standards de référence présentent des limites :

- Le seul critère du coût unitaire ne peut guider le choix des solutions techniques de construction ou de modernisation du réseau. La solution la plus efficiente économiquement n'est pas toujours celle ayant le coût unitaire de réseau le plus faible. Ainsi, un tracé plus court peut avoir un coût unitaire plus élevé que la moyenne des affaires similaires mais un coût total d'affaire plus faible, donc être plus efficient.
- La modélisation des coûts unitaires standards de référence comporte des biais. De multiples effets en dehors des trois critères pris en compte pourraient conduire à des effets paniers non modélisés (répartition des chantiers entre zones de densités urbaines différentes au sein d'une même catégorie).
- Le chiffrage des impacts réglementaires (amiante, règlements de voiries) sur les CNE est incertain à ce stade mais d'une ampleur significative.

Ainsi, **la complexité du dispositif, associée à sa nouveauté et aux incertitudes de plusieurs natures, exige une mise en œuvre progressive** nécessaire à l'identification des biais qui pourraient exister dans la méthode. Le mécanisme doit tenir compte de ces limites, notamment à travers le plafond de l'incitation.

Enedis est favorable au mécanisme d'incitation sur les coûts unitaires d'investissements dans les réseaux sous réserve qu'il prenne en compte, à travers le plafond de l'incitation, les biais et incertitudes associés à la modélisation et au chiffrage des impacts réglementaires.

Question 5. Êtes-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 ?

Enedis comprend la logique d'un mécanisme incitatif pour la maîtrise des charges de véhicules (correspondant au parc automobile), des charges immobilières (correspondant principalement à de l'aménagement) et de certaines charges des systèmes d'information (SI).

Les projets de transformation d'ampleur du métier du distributeur et de son SI nécessitent des trajectoires d'investissements pluriannuelles soumises à des aléas inévitables, et non



complètement maîtrisables. Enedis est donc favorable à la proposition faite de les exclure du mécanisme de régulation incitative.

Enedis considère toutefois **nécessaire de partager une liste de projets « hors socle » dont les charges d'investissement informatique seraient exclues du cadre de la régulation incitative** :

- Refonte de la chaîne client C5 (SI de gestion, *Big Data*, interventions, outils de mobilité, Linky) ;
- Transformation de la chaîne client marché d'affaires (mutualisation des moyens, tenir le 100% courbe de charge, rapprochement injection / soutirage) ;
- Interfaces client / services de données ;
- Programme Smart grids.

En lien avec la clause de rendez-vous (Question 21, page 24), tout projet SI devant être mis en œuvre en raison d'une nouvelle évolution réglementaire devrait être ajouté à cette liste de projets « hors socle » non incités.

Il est donc important de maintenir au CRCP les charges de capital de ces projets, et d'y intégrer également les charges d'exploitation associées (voir Question 20, page 23), par exception à la réponse à la Question 3 (page 7).

Enedis est favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme d'incitation des charges de capital sur certains actifs. Cependant, Enedis propose une définition des projets « hors socle » non soumis au mécanisme d'incitation de productivité et pour lesquels les charges de capital seraient maintenues au CRCP. Enedis demande également d'inclure au CRCP les charges d'exploitation associées à ces projets.

2.3. Régulation incitative de la qualité d'alimentation

Question 6. Êtes-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 ?

Risques associés au mécanisme de régulation proposé par la CRE

La consultation publique propose un net durcissement de la régulation incitative de la qualité d'alimentation : introduction de nouveaux indicateurs dont certains fortement corrélés entre eux, durcissement des seuils, augmentation de la force de l'incitation et des montants de plafond / plancher. A ces évolutions s'ajoute également une proposition d'augmentation de la pénalité en cas de coupure longue. Ces ambitions sont plus exigeantes que les objectifs envisagés dans le futur contrat de service public, qui prévoit notamment comme engagement de la part d'Enedis de rester une référence en matière de qualité d'alimentation en visant un critère B HIX (temps moyen de coupure) durablement inférieur à 60 minutes en 2030.

Enedis considère que les seuils et la performance annuelle proposés, particulièrement pour le temps moyen de coupure des clients BT, sous-estiment le niveau de risque encouru par le distributeur et introduisent une dissymétrie des espérances de gain ou de perte, la probabilité de malus étant nettement plus forte que la probabilité de bonus. En effet, **le risque de dépasser les valeurs seuils proposées dans la consultation est très élevé, essentiellement en raison des tempêtes** et de leurs effets sur les réseaux : sur les six dernières années, trois années ont vu des tempêtes générer chacune une dizaine de minutes sur le critère B HIX de la régulation incitative.



La mise en œuvre des propositions de la consultation publique induirait donc **un risque financier très élevé de 125 M€/an, soit plus de 10 % des investissements consacrés à la qualité et à la résilience des réseaux**. Cette proposition d'évolution de la régulation incitative s'ajouterait par ailleurs à d'autres mécanismes d'indemnisation ou de pénalités relatifs à la qualité d'alimentation : engagements contractuels (clients industriels et producteurs raccordés en HTA), séquestre associé au décret « qualité ».

Ces cibles d'amélioration de la performance proposées par la CRE sont ainsi incompatibles avec le projet industriel d'Enedis qui intègre d'autres composantes que la maîtrise de la continuité moyenne d'alimentation. La régulation incitative de la continuité d'alimentation proposée priverait Enedis des ressources nécessaires à son projet industriel à quinze ans. Enedis souhaite poursuivre l'amélioration de la qualité d'alimentation, et a pour objectif de maintenir le temps moyen de coupure des clients BT durablement à 60 minutes à l'horizon 2030, soit une amélioration moyenne d'une minute tous les deux ans. Un tel objectif permet de conserver un équilibre entre les différents programmes d'amélioration des réseaux dont certains joueront peu sur les indicateurs proposés par la CRE, comme l'amélioration de la résilience des infrastructures (postes sources et réseaux) en milieu urbain, ou la protection contre l'effet des crues, pour faire face à des événements rares mais aux conséquences très lourdes.

Nouveaux indicateurs proposés par la CRE

Enedis ne s'oppose pas à une évolution de la régulation incitative de la qualité d'alimentation pour intégrer les fréquences de coupure longue et brève des clients BT.

Enedis n'est pas favorable à la mise en œuvre d'une régulation incitative de la continuité (temps moyen de coupure et fréquence de coupure) sur le segment des clients HTA (consommateurs et producteurs). De fait, pour ces clients, Enedis déploie déjà des services personnalisés traduits par des engagements contractuels, associés à des indemnisations – parfois conséquentes – reflétant le préjudice réellement subi.

Enedis considère que la régulation incitative de la qualité d'alimentation est un mécanisme efficace mais que son durcissement tel que proposé par la CRE est excessif. En effet, elle porte des exigences dépassant celles du futur contrat de service public.

L'augmentation du nombre d'indicateurs fortement corrélés entre eux ainsi que l'augmentation des plafonds font peser un risque financier important sur l'entreprise et risquent d'avoir pour effet de réorienter certains investissements au détriment d'autres non incités.

Enfin, pour les clients HTA, la régulation envisagée s'ajouterait aux engagements contractuels déjà existants en induisant un risque de double peine pour Enedis.

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

Enedis est favorable à l'introduction de montants forfaitaires de pénalités par tranches de coupures : cette évolution rendra ce mécanisme plus lisible pour les clients.

Enedis signale cependant que la mise en œuvre de la facturation de la pénalité forfaitaire dans les SI assurant le versement de cette pénalité aux clients nécessitera douze mois à compter du moment où la décision sera prise.



En revanche, **Enedis n'est pas favorable à la proposition introduisant des plages de 5 heures et portant le plafond au-delà duquel les sommes sont couvertes par le tarif à 80 M€.** D'une part, le montant de ce mécanisme a été très fortement réévalué pour TURPE 4. D'autre part, comme indiqué en réponse à la Question 6 (page 9), la proposition augmenterait de nouveau le risque financier et réduirait les capacités d'investissement d'Enedis, particulièrement lors d'incidents climatiques majeurs.

Enfin, Enedis demande une modification des modalités de la pénalité versée au consommateur par incident, dont le montant peut dans certains cas dépasser la facture annuelle payée par le client au titre de l'accès au réseau. C'est, par exemple, le cas pour des coupures suite à des inondations associées à des phénomènes de décrues qui peuvent prendre plusieurs jours, alors même que le distributeur n'est pas autorisé, par les clients ou les autorités, à rétablir l'alimentation dans les locaux inondés. Pour de telles situations, où Enedis est empêchée de rétablir ses clients, elle demande à ce que la pénalité à verser au client par incident ne s'applique pas, et en tout état de cause soit plafonnée, comme cela est observé dans certains pays, calé par exemple à la hauteur du montant annuel de la part fixe moyenne des tarifs d'accès au réseau des consommateurs.

Prise en compte des coupures dues à une défaillance des réseaux de transport

Enedis considère que l'intégration des coupures issues du réseau public de transport dans le mécanisme d'indemnisation pour les coupures longues des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) permettrait de mieux appréhender la qualité vue des consommateurs.

La proposition de la CRE consistant à demander à RTE de rembourser aux GRD les pénalités versées aux clients pour des causes imputables au réseau public de transport (RPT) présente cependant des difficultés de mise en œuvre, en plus d'être insuffisante. RTE doit être incitée à faire ses meilleurs efforts pour réalimenter les ouvrages de distribution dans les meilleurs délais, même lorsque le distributeur a repris les clients consommateurs. En effet, si la mise en œuvre de schémas de secours préserve l'alimentation des consommateurs, elle pénalise et met en risque les distributeurs (fragilisation des schémas d'alimentation lors de ces situations de secours, dégradation de la qualité de la tension, limitations sur l'évacuation de la production d'électricité sur le RPD, mise en place et maintien en conditions de fonctionnement des éventuels groupes électrogènes déployés) et doit être réalisée dans l'optique d'un retour rapide au schéma normal.

En conséquence, Enedis est favorable à un versement de l'indemnité pour coupure de 5h à l'interface RPT/RPD en fonction des durées de coupures effectives des postes sources et indépendamment des opérations de reprise de la clientèle par les GRD, à l'image des dispositions existantes prévues au Contrat d'Accès au Réseau de Transport. Cette proposition est compatible avec le montant d'indemnisation de 7 M€ prévu dans la consultation HTB.

Enedis considère que l'introduction de montants forfaitaires par tranche de coupure rendrait effectivement le mécanisme plus lisible pour le client.

En revanche, Enedis juge que l'augmentation du plafond de l'incitation n'est pas souhaitable car celle-ci fait peser des risques financiers trop importants sur l'entreprise. Enedis demande à ce que la pénalité à verser au client par incident ne s'applique pas, lorsqu'elle n'est pas autorisée à rétablir ses clients.

Enedis est favorable à ce que les coupures dues aux défaillances du réseau de transport soient prises en compte puis remboursées, sous réserve du maintien d'un versement par RTE aux GRD d'une indemnité à l'interface RPT-RPD, dispositif plus vertueux qu'un simple transfert entre gestionnaires de réseau.



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

Excursions de tension Linky

Enedis n'est pas opposée au suivi des excursions de tension avec Linky. Cependant, la définition de l'indicateur suivi et les règles d'analyse des excursions de tension détectées par Linky devront être définies. Enedis rappelle que les données Linky ne sont pas directement comparables aux données actuellement utilisées pour réguler la qualité de la tension.

Pour donner une image pertinente de la qualité de tension et des besoins de renforcement du réseau, l'analyse des données collectées par Linky devra se faire en lien avec les événements survenus sur le réseau, et les caractéristiques des excursions de tension (fréquence et amplitude) devront être prises en compte, comme l'indique la norme EN 50160. Des variations de tension sur des durées limitées peuvent ainsi avoir pour origine des manœuvres ou consignes de RTE en amont du réseau de distribution, ou des situations de modification du schéma d'exploitation permettant de ne pas couper les clients durant des travaux.

Coupures très brèves

Enedis n'est pas favorable au suivi des coupures très brèves.

Les coupures très brèves sont des coupures inférieures à une seconde. Elles ont généralement pour origine le fonctionnement des dispositifs de protections des réseaux HTA. Ces coupures très brèves peuvent perturber certains processus industriels et Enedis met en œuvre un suivi des situations particulières et des actions d'amélioration en fonction de la sensibilité des utilisateurs.

Pour Enedis, ce type de perturbations relève d'un plan d'actions adapté à la sensibilité des utilisateurs concernés en fonction de la gêne réellement occasionnée, et non d'une régulation nationale.

Qualité d'alimentation des producteurs

Enedis considère qu'il n'est pas pertinent d'ajouter un indicateur pour réguler spécifiquement la qualité d'alimentation pour les producteurs.

D'une part, les producteurs sont aussi généralement des consommateurs : en BT, l'immense majorité des installations de production est raccordée sur des sites de consommation. La qualité d'alimentation est donc déjà reflétée par les indicateurs de la régulation incitative appliquée aux consommateurs.

D'autre part, en HTA, les producteurs disposent tous, comme les consommateurs, d'un contrat intégrant des engagements relatifs à la continuité d'alimentation et des indemnités reflétant le préjudice subi.

Enedis ne s'oppose pas au suivi des excursions de tension Linky sous réserve de définir les règles d'analyse. En revanche, Enedis considère qu'il n'est pas pertinent de suivre les coupures très brèves et la qualité d'alimentation des producteurs.



2.4. Régulation incitative de la qualité de service

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

Relève et intervention

Enedis approuve les propositions de la CRE qui participent d'une meilleure représentation des activités opérationnelles du distributeur et s'attachent à améliorer la satisfaction client. Ainsi Enedis trouve pertinent que l'indicateur de respect de la date de mise en service se réfère à la date demandée par le client, et non à la date initialement proposée souvent par le fournisseur, en amont du souhait exprimé par le client.

De même, l'adaptation de l'indicateur de régulation incitative afférent au taux de relevés et auto-relevés semestriellement permet de prendre en compte judicieusement le contexte de déploiement des compteurs Linky et la collecte des auto-relevés dans le cadre de l'article 202 de la loi relative à la transition énergétique.

Enfin, le passage de l'indicateur de suivi « Taux d'index rectifiés pour les BT \leq 36 kVA » en indicateur incité financièrement, l'introduction d'un nouvel indicateur de suivi², dès lors qu'il intègre les auto-relèves, ainsi que la mise en place d'un suivi des replanifications, lorsqu'elles vont à l'encontre de la date convenue avec le client, en parallèle du suivi des Rendez-vous planifiés non respectés par Enedis, constituent de réels axes d'amélioration.

Raccordement

La principale attente des clients concerne le respect de la date de mise à disposition du raccordement souhaitée. En ce sens, passer l'indicateur de taux « de respect de la date convenue de mise à disposition » en régulation incitative représente une avancée certaine pour le client. Cet indicateur mesure d'ailleurs un engagement concret d'Enedis vis-à-vis du client.

En revanche, l'introduction d'une incitation financière concernant le respect de l'envoi de la proposition de raccordement dans un délai donné n'est pas pertinente.

Le durcissement de la réglementation (DT-DICT, amiante, règlement de voirie) a mécaniquement allongé les délais de travaux et a conduit Enedis à mettre en œuvre des contacts clients très en amont (dépôt de permis de construire) pour anticiper et accompagner celui-ci dans les étapes du processus jusqu'à son entrée dans les lieux (entre un et deux ans pour une maison individuelle) afin de garantir la mise à disposition de l'électricité lorsque le client en a besoin.

L'envoi de la proposition de raccordement (PDR) est ainsi déconnecté des délais des procédures depuis deux ans car le client souhaite généralement attendre le dernier moment pour payer son devis (validité de 3 mois). Cette situation est confirmée par les chiffres : alors que près d'une PDR sur deux est envoyée hors délai depuis 2014 pour le segment BT < 36 kVA, la satisfaction globale en matière de raccordement a progressé entre 2013 (82,8%) et 2016 (84,8%). L'item « satisfaction sur le délai d'envoi de la proposition de raccordement » est aujourd'hui à un niveau de 89%, et le nombre de demandes d'indemnités est resté marginal (15 en 2015).

² « Taux d'absence au relevé et auto-relevés 2 fois et plus des consommateurs BT \leq 36 kVA » en remplacement de l'indicateur « Taux d'absence au relevé 3 fois et plus des consommateurs BT \leq 36 kVA »



Le taux de respect de l'envoi de la proposition de raccordement dans un délai donné ne reflète donc pas l'enjeu du raccordement vu du client qui souhaite avant tout son raccordement à la date convenue.

Il faut signaler par ailleurs que la proposition de calculer l'indicateur sur le délai d'envoi souhaité par chaque client individuellement nécessiterait des développements SI complexes, non envisageables sur la période TURPE 5.

Ecoute clients

Le cadre de régulation TURPE 5 marque une évolution notable renforçant l'écoute client notamment via la mise en place de deux nouveaux indicateurs de suivi (le taux de réponse aux réclamations dans les 5 jours calendaires par nature et par catégorie d'utilisateurs, et le taux de réclamations multiples), ainsi que la prise en compte des réclamations relatives à Linky dans le taux de réponses aux réclamations dans les quinze jours calendaires. Enedis y est favorable car cette évolution est cohérente avec l'ambition de sa nouvelle Politique Clientèle.

Indicateurs Ecart et RecoTemp

Pour mémoire, la reconstitution des flux à Enedis est réalisée d'abord à travers le processus « Ecart », de deux semaines à douze mois après le temps t , puis à travers le processus « RecoTemp ».

La mise en place de l'indicateur portant sur l'énergie calée normalisée en RecoTemp permet de mesurer globalement la qualité des modélisations mises en œuvre par Enedis. Il faut toutefois noter que l'atteinte des objectifs indiqués dans la trajectoire proposée nécessitera la mise en œuvre du profilage dynamique en RecoTemp. Cette modification est impossible sans une évolution des règles RE-MA à court/moyen terme. Celle-ci doit prochainement être discutée en Comité de Gouvernance du Profilage, **néanmoins l'accord de l'ensemble des acteurs n'est pas acquis à ce jour.**

Enedis est plus réservée sur la mise en place d'un indicateur de suivi qui mesurerait la différence entre les énergies à l'issue du processus RecoTemp et les énergies affectées aux responsables d'équilibre lors du processus Ecart. En effet, ces deux processus utilisant des données différentes, ils conduisent à des résultats nécessairement différents. Ceci est dû au fait que les acteurs souhaitent que les volumes qui leur sont attribués lors du processus Ecart soient déterminés principalement à partir de données déjà reçues.

Enedis est favorable aux indicateurs proposés par la CRE à l'exception de ceux portant sur les délais de proposition de raccordement et sur les différences entre les bilans Ecart et RecoTemp.

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 ?

Les indicateurs existants paraissent adaptés à une mesure pertinente de la qualité de service d'Enedis, excepté les indicateurs portant sur les délais de proposition de raccordement et sur les différences entre les bilans Ecart et RecoTemp.

L'évolution du rôle du distributeur, en matière de gestion des données personnelles ou de flexibilités par exemple, pourrait à terme élargir les missions du distributeur et justifier l'introduction de nouveaux domaines de suivi de la qualité de service. Une attention particulière devra toutefois être apportée à la lisibilité et à la simplicité de ces nouveaux



indicateurs, tout en cherchant à maintenir un nombre global d'indicateurs raisonnable et comparable aux pratiques européennes en la matière. De même, Enedis rappelle que la mise en place d'un nouveau suivi nécessite des évolutions des systèmes d'information qui peuvent s'avérer conséquentes, longues à mettre en œuvre et coûteuses. Enedis est donc disposée à échanger sur l'introduction de nouveaux indicateurs mais souhaite que ces évolutions aient lieu en début de période tarifaire et pour son ensemble, et non durant la période.

Enfin, l'analyse proposée par le Council of European Energy Regulators (CEER), avec seulement seize indicateurs retenus, invite à une réflexion sur le cadre de régulation actuel français. Dans une démarche de simplicité vis-à-vis du client final, d'efficacité du distributeur et de transparence vis-à-vis des autorités de régulations nationales et communautaires, Enedis suggère la mise en place d'un groupe de travail sous l'égide de la CRE pour échanger sur les propositions du CEER relatives à la qualité de service.

Enedis considère que les indicateurs actuels permettent de mesurer efficacement la qualité de service. En revanche, les évolutions du métier du distributeur pourront justifier l'introduction de nouveaux domaines de suivi, pour les périodes tarifaires prochaines. **Enedis propose de mettre en place un groupe de travail sous l'égide de la CRE permettant de discuter des propositions du CEER relatives à la qualité de service.**

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) ?

Tout d'abord, Enedis tient à préciser que le portail Système de Gestion des Echanges (SGE), qui permet aux fournisseurs de commander les prestations du catalogue demandées par leurs clients et de suivre leurs avancements, constitue un organe de communication majeur avec les acteurs du marché, notamment avec les fournisseurs dont 25 000 utilisateurs sont habilités. Plus de 68 000 commandes sont ainsi générées quotidiennement.

A ce titre, la notion d'horaires d'ouverture est peu adaptée. En effet, Enedis procède à la fermeture du portail uniquement pour des raisons d'indisponibilité technique (programmée ou non) et non au regard d'un horaire prédéfini. Plus encore, Enedis est engagée sur une plage de garantie de service, du lundi au samedi de 7 h à 19 h. C'est sur cette période que l'indicateur de régulation incitative de TURPE 4 a donc naturellement été défini.

Les indisponibilités programmées sont communiquées aux fournisseurs de manière anticipée. Les mises en production majeures, nécessitant une fermeture importante (faites le week-end), sont annoncées plusieurs mois en amont dans le Groupe de Travail SI et Echanges de Données de la CRE. Les évolutions mineures sont le plus souvent indiquées au plus tard 48 h avant la mise en production. Les indisponibilités non programmées font l'objet de messages vers les fournisseurs signalant le dysfonctionnement encouru.

Certains fournisseurs proposent une ouverture de leurs plateaux clientèles jusqu'à 21 h. Pour leur permettre de transmettre leurs demandes dans les meilleures conditions, **Enedis propose d'étendre sa plage de garantie de service de 7 h à 21 h six jours sur sept hors indisponibilités programmées plus de 48 heures avant**, et de calculer l'indicateur sur la disponibilité de la fonction « interrogation des données utiles à la commande de prestation ».

Les évolutions proposées ci-dessus constituent des avancées en termes de services fournisseurs mais aussi des contraintes beaucoup plus fortes sur les systèmes d'information et l'organisation d'Enedis. Le caractère plus contraint et les impacts des ralentissements liés à



une utilisation non optimisée de SGE par les fournisseurs, et dès lors indépendants des actions d'Enedis, conduisent à proposer une révision de l'objectif de référence à la baisse. Le maintien de l'objectif calé sur l'ancien périmètre de l'indicateur ne serait pas acceptable au sens où il ne reconnaîtrait pas les contraintes techniques des systèmes d'information d'Enedis, et s'apparenterait dès lors à une pénalité inévitable.

Enedis propose d'étendre sa plage de garantie de service de 7 h à 21 h, 6 jours sur 7. En revanche, elle n'est pas favorable à une modification des délais de prévenance des indisponibilités programmées.

Question 12. Êtes-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 ?

L'augmentation des objectifs de référence entre TURPE 4 et TURPE 5 paraît excessive à Enedis.

Pour ce qui est des nouveaux indicateurs ne bénéficiant pas de profondeur d'historique, Enedis propose de maintenir le mécanisme des zones neutres. En effet, le mode de fixation des objectifs (base et cible) permet une souplesse dans l'accompagnement managérial jusqu'à atteindre un niveau de maturité suffisant sur le sujet.

Enedis souscrit à la proposition de la CRE pour les indicateurs mis en place lors des périodes tarifaires précédentes mais propose un maintien du dispositif de zone neutre pour les nouveaux indicateurs, le temps d'atteindre un niveau de maturité suffisant.

Question 13. Êtes-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 ?

La période tarifaire TURPE 5 sera marquée par un environnement à la fois plus concurrentiel, avec le dynamisme accru des portefeuilles suite à la fin des tarifs réglementés de vente jaunes et verts, et plus numérique, avec par exemple le déploiement de nouveaux canaux pour les réclamations (réseaux sociaux) et la gestion des données associée au déploiement de Linky. Ces évolutions, au cœur de la politique et de l'ambition clientèle d'Enedis, peuvent justifier pour certains indicateurs la nécessité de réviser l'objectif de référence en cours de période tarifaire.

Néanmoins, la lisibilité à long terme du cadre de régulation, pour le distributeur comme pour ses clients, constitue une condition nécessaire à son efficacité. En effet, l'amélioration de la performance d'Enedis, qui est l'objectif de la régulation incitative, est une démarche de moyen terme, qui mobilise des effectifs et des moyens. Cela ne peut se faire sans une certaine stabilité en termes de périmètre du cadre de régulation, de définition d'indicateurs et de niveaux de référence.

Enedis considère que **la proposition de la CRE d'introduire la possibilité de modifier les indicateurs de la régulation incitative de la qualité de service ou d'ajuster leurs paramètres en cours de période tarifaire ne permet pas d'assurer la lisibilité à long terme du cadre de régulation.** Enedis est donc défavorable à cette proposition.



De façon plus générale, Enedis propose qu'un plafonnement des objectifs de référence soit adopté et clairement affiché sur l'ensemble de la période tarifaire, et que la liste des indicateurs incités financièrement soit fixée pour l'ensemble de la période tarifaire.

Enedis n'a pas de remarque particulière sur la liste des indicateurs de suivi, à laquelle elle souscrit, à l'exception de l'indicateur qui mesurerait la différence entre les énergies à l'issue du processus RecoTemp et les énergies affectées aux responsables d'équilibre lors du processus Ecarts (voir Question 9, page 13).

Cependant, la possibilité de modifier les indicateurs de la régulation incitative en cours de période tarifaire ne permet pas d'assurer la lisibilité à long terme du cadre de régulation.

2.5. Régulation incitative des pertes

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

Régulation incitative des pertes

Enedis rappelle que l'achat des pertes est soumis depuis TURPE 2 à une régulation incitative sur les prévisions :

- Les indicateurs sur le taux d'écart et les volumes d'Energie Non Affectée (ENA) issus du processus RecoTemp sont soumis aux seuils respectifs de 4% et 1 TWh. S'ils ne sont pas respectés, ces indicateurs font l'objet d'un audit et d'une éventuelle pénalisation financière.
- Depuis 2010, Enedis a respecté ces seuils en investissant dans des outils et un programme de recherche et développement pour mieux appréhender les paramètres influençant les différents postes du bilan électrique. Cet investissement a permis une amélioration continue des performances des processus de prévision.

Par ailleurs, la régulation incitative sur le coût des pertes mis en place en TURPE 3 a été suspendue par la Délibération de la CRE du 22 décembre 2011. Cette suspension a été motivée par la mise en place du dispositif Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH) pour la compensation des pertes. En effet, environ 65 % du portefeuille des achats d'Enedis est éligible à l'ARENH, ce qui permet de réduire fortement l'impact de la volatilité des prix de marchés sur le coût des pertes. Cet effet peut néanmoins être compensé en partie pour les prochaines années par la mise en place du mécanisme de capacité. Cette suspension a été reconduite en TURPE 4.

Coût des pertes

Enedis agit selon les principes de l'article 25 de la Directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 et notamment :

« Chaque gestionnaire de réseau de distribution se procure l'énergie qu'il utilise pour couvrir les pertes d'énergie et maintenir une capacité de réserve dans son réseau selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles de marché, lorsqu'il est chargé de cette fonction. »

Par ailleurs, Enedis met en œuvre une stratégie d'achat des pertes qui vise à « minimiser le regret », tout en tenant compte de son poids sur les marchés. Cela revient à minimiser l'exposition d'Enedis au prix spot d'une part et à lisser les achats sur la période de cotation des



produits d'autre part. Seule cette stratégie permet l'optimisation du coût des pertes et du risque pour la collectivité.

Volume des pertes

Une stratégie d'investissement optimale au sens du rapport entre la suppression de la contrainte et le montant investi est mise en œuvre. Modifier cette stratégie en prenant en compte de façon prioritaire la diminution des pertes techniques dans le réseau conduirait soit à sur-dimensionner les éléments de réseau concernés, soit à anticiper la modification de ces éléments de réseau et donc à dégrader l'optimisation économique des choix d'investissement.

La topologie du réseau d'Enedis étant en grande mesure arborescente, Enedis n'optimise pas en temps réel la quantité de pertes en modifiant les schémas de réseaux, contrairement à un gestionnaire de réseau de très haute tension.

Pertes non techniques (PNT)

Enedis rappelle les points suivants, notamment concernant la réduction du volume des PNT espérée grâce au déploiement de Linky :

- Les hypothèses retenues en la matière dans le Business Plan Linky de 2014 sont basées sur des estimations et des projections (ressortant de benchmarks de l'époque avec d'autres pays notamment) qui traduisent une ambition d'Enedis dans le cadre de la mise en place d'une technologie nouvelle ;
- A ce stade, compte tenu du faible taux de déploiement des compteurs Linky, il n'existe pas de retour d'expérience suffisant et fiable permettant de conforter ou d'infirmer ces hypothèses ;
- Des phénomènes imprévisibles peuvent impacter l'évolution du volume des PNT : en Italie, le déploiement des compteurs communicants a certes permis la réduction des PNT (fraudes, erreurs de comptage...) mais a fait apparaître dans le même temps certains effets collatéraux imprévisibles.

Dans ce contexte, la mise en place d'une régulation incitative intégrant la réduction espérée du volume des PNT est un exercice qui fait peser sur Enedis un risque significatif et largement non maîtrisable. En effet, il s'agit de conditions nouvelles d'exercice de l'activité de comptage qui portent sur une période de déploiement par essence génératrice de « turbulences ». Pour cette raison, **Enedis recommande de mettre à profit TURPE 5 pour tester les modalités de régulation incitative des pertes, et ainsi constituer un retour d'expérience dans la perspective d'une mise en place de cette régulation incitative de manière effective pour TURPE 6.**

Par ailleurs, au plan opérationnel, la réduction des PNT espérée grâce au déploiement de Linky pourra intervenir soit de manière quasi-concomitante à la pose des compteurs Linky (par exemple, le remplacement de compteurs défectueux ou précédemment en situation de fraude), soit de manière différée, suite à l'analyse des données de comptage fournies par les compteurs Linky (par exemple, la détection de consommations « inter-contrats »). Or, dans ce deuxième cas de figure, il sera nécessaire que le compteur Linky posé soit pleinement communicant avec le Système d'Information d'Enedis afin que les données de comptage puissent être disponibles et analysées, ce qui nécessitera un délai de 6 mois après la pose du compteur Linky, conformément aux hypothèses du Business Plan.

Aussi, dans le cas d'une mise en œuvre effective d'un mécanisme d'incitation dès TURPE 5 et afin de ne pas être pénalisée par la prise en compte de la réduction espérée des volumes de PNT dans le mécanisme de régulation incitative sur les pertes défini par la CRE, Enedis propose



que la formule de calcul du coût de référence des pertes pour la régulation incitative au titre de l'année N soit basée sur le nombre de compteurs Linky déployés au 31/12/N-1 et non sur le nombre moyen de compteurs Linky déployés en année N.

Enfin, compte tenu des incertitudes relatives à l'évolution globale des pertes en général, et des PNT en particulier, Enedis propose que le mécanisme défini par la CRE pour la régulation incitative sur les pertes en TURPE 5 mentionne :

- La nécessité que soit réalisé un bilan de sa mise en œuvre en fin de période tarifaire TURPE 5, sur la base du retour d'expérience constaté en matière de réduction des PNT concernant un volume significatif de compteurs Linky posés ;
- Le fait que ce bilan servira au besoin à ajuster le cadre et le niveau à retenir pour la régulation incitative des pertes concernant la réduction des PNT – dans la perspective de TURPE 6.

Enedis considère qu'une régulation incitative des pertes doit être réaliste et chiffrable. Elle doit tenir compte des enjeux et responsabilités industrielles du GRD et être compatible avec son rôle de responsable d'équilibre et sa stratégie d'achat à risque minimum.

Sans remettre en cause l'objectif d'une optimisation du coût des pertes, mais compte tenu de la grande complexité des mécanismes en jeu et des risques de désoptimisation qu'une telle régulation pourrait induire, Enedis recommande à ce stade de tester et stabiliser une méthode adaptée aux évolutions du système pendant TURPE 5 afin de l'implémenter en TURPE 6 à l'issue du déploiement de Linky.

Néanmoins, si la CRE maintient sa proposition de mettre en œuvre une régulation incitative des pertes en TURPE 5, Enedis demande d'adapter la formule de calcul du coût de référence des pertes afin de ne pas être pénalisée par la prise en compte de la réduction espérée des volumes de PNT.

Enedis propose dans ce cas que soit également prévue la réalisation d'un bilan sur la mise en œuvre du mécanisme en fin de période tarifaire dans le but de l'ajuster en TURPE 6.

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

Pour la compensation des pertes, Enedis est exposée à des risques exogènes qui peuvent générer d'une année sur l'autre des variations de coûts imprévisibles et significatives. Le mécanisme de régulation doit inciter Enedis à mettre en œuvre une compensation optimale, tout en couvrant les aléas irrésistibles dont Enedis n'a pas la maîtrise.

Aujourd'hui, il n'est pas avéré qu'une régulation incitative basée sur une comparaison entre le coût effectif de compensation d'achat des pertes et un coût de référence remplisse les critères d'une régulation efficace.

En ce qui concerne la prise en compte des aléas de prix de marchés, Enedis met en œuvre une stratégie de couverture minimisant les risques, consistant à minimiser l'exposition de court terme, à maximiser la période de couverture sur l'horizon de cotation de chaque produit, et à mettre en œuvre une couverture progressive et régulière, en volume, des positions ouvertes.

A cet égard, la formule de régulation proposée n'apporte pas d'incitation significative à adopter une nouvelle stratégie, sauf à initier une stratégie de couverture d'anticipation plus risquée, rendant hasardeuse l'optimisation durable du coût et du risque.



Pour ce qui concerne la variabilité des volumes de pertes, ces derniers sont soumis aux aléas suivants :

- Sur le calcul des pertes réalisées : incertitude inhérente aux modèles amplifiée notamment par les évolutions importantes de la production décentralisée, et par les ruptures liées aux usages, aux nouveaux signaux tarifaires, et à la temporalité de la relève, avec le déploiement de Linky ;
- Sur les prévisions de volume : mise à jour et recalage périodique des prévisions de consommation, recalage annuel des paramètres, hypothèses de déclimatisation etc.

Il est à noter que la période TURPE 5 sera notamment marquée par le déploiement du programme Linky qui doit permettre de réduire les pertes non techniques. Toutefois, la trajectoire effective de gains est soumise aux aléas et contraintes opérationnelles comme dans tout projet industriel.

En définitive, les incertitudes sur les prix, en liquidité et volatilité, ainsi que sur les volumes ne doivent pas exposer Enedis à des risques non maîtrisables. La formule d'incitation proposée ne permet pas, en première approche, d'identifier des stratégies opérationnelles permettant d'atteindre cet objectif.

Si cette formule devait être adoptée, elle devrait donc être assortie de la prise en compte de biais et d'aléas, correctement dimensionnés, tels que présentés dans l'annexe confidentielle jointe à la présente réponse à la consultation publique.

A défaut, on enregistrerait de manière aléatoire des enrichissements sans cause, ou des appauvrissements sans cause, qu'il conviendrait de limiter pendant une phase d'apprentissage à un montant de 3 M€.

Par ailleurs, Enedis considère comme injustifiée la différence de traitement des écarts proposé par la CRE entre Enedis et RTE.

Enedis recommande ainsi de tester ce mode de régulation incitative en TURPE 5 pour mise en place effective en TURPE 6.

Enfin, le mécanisme tel qu'envisagé par la CRE nécessite que certains préalables juridiques soient levés.

Enedis n'est pas favorable aux modalités du mécanisme d'incitation sur les pertes envisagé par la CRE. En effet, il n'est pas aujourd'hui prouvé qu'une régulation incitative basée sur une comparaison entre le coût d'achat des pertes et un coût de référence remplisse les critères d'une régulation efficace.

Les **incertitudes sur les volumes** ainsi que la **difficulté actuelle à anticiper les évolutions de marché** en termes de prix, de liquidité et de volatilité ne doivent pas exposer Enedis à des risques significatifs non maîtrisables.

Dans tous les cas, si la CRE maintenait sa proposition, il conviendrait de limiter le mécanisme d'incitation pendant la phase d'apprentissage à un montant de 3 M€.



2.6. Régulation incitative de la R&D et des smart grids

Question 16. Êtes-vous favorable à la reconduction du cadre de régulation de la R&D dans le TURPE 5 ?

Enedis considère le dispositif de régulation incitative de la R&D de TURPE 4 nécessaire, pertinent et essentiel à la mise en œuvre de son projet industriel. Ce dispositif contribue à mettre en lumière les capacités d'innovation d'Enedis vis-à-vis des utilisateurs du réseau.

Le périmètre retenu permet de donner une bonne vision des activités de R&D et d'Innovation, et des démonstrateurs d'Enedis.

L'engagement en volume de manière globale sur la durée du TURPE permet de faire face aux aléas et/ou aux incertitudes des projets. Le niveau des informations présentées dans le rapport publié par la CRE sur son site tous les deux ans est suffisamment précis pour donner une bonne visibilité aux utilisateurs du réseau, tout en évitant de révéler des informations confidentielles.

Pour ces raisons, Enedis souhaite maintenir pour TURPE 5 le dispositif de régulation incitative appliqué en TURPE 4 et ainsi reconduire :

- Un engagement financier minimal global sur la durée du TURPE. Cela permet de donner à Enedis les moyens de mener à bien les projets de R&D et d'innovation nécessaires à la construction des réseaux électriques de demain en levant les éventuels freins tarifaires à travers l'exclusion des charges d'exploitation de R&D du périmètre des charges soumises à un objectif de productivité ;
- Un dispositif de suivi sous forme de bilan annuel (descriptif des projets, des résultats atteints et des résultats attendus, avancement des Objectifs Techniques Majeurs du programme, bilan financier) s'accompagnant d'une publication par la CRE tous les deux ans sur son site d'un rapport sur les activités de R&D et d'Innovation d'Enedis.

Enedis est favorable à la reconduction du cadre de régulation de la R&D dans le TURPE 5.

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 ?

Compte tenu des nombreuses ruptures technologiques probables associées à la transition énergétique et à la révolution numérique, Enedis doit maintenir ses capacités d'anticipation en continuant d'investir significativement dans un programme ambitieux de R&D et d'Innovation.

Pour TURPE 4, Enedis s'est engagée sur une trajectoire de charges d'exploitation de R&D de 225 M€, un effort comparable à ceux des autres grands distributeurs européens. Pour TURPE 5, Enedis envisage une trajectoire globale de dépenses équivalente.

A l'intérieur de ce programme, Enedis souhaite une évolution de la répartition de ses efforts :

- Thématique 1 (« Améliorer l'efficacité des métiers de la Distribution ») : le niveau actuel des dépenses de R&D sur cette thématique devrait être conservé avec un Axe 1 (« Optimiser la gestion des actifs et développer l'automatisation des réseaux ») stable, un Axe 2 (« Améliorer l'efficacité des opérations et de la relation clientèle ») à la hausse, et un Axe 3 (« Accompagner l'évolution du comptage ») à la baisse du fait de l'entrée en phase opérationnelle de Linky.



- Thématique 2 (« Préparer l'évolution du rôle du Distributeur au service des acteurs externes ») : le niveau des dépenses de R&D sur cette thématique devrait augmenter avec un Axe 4 (« Concevoir une gestion des systèmes locaux qui facilite l'intégration des EnR et le développement des nouvelles flexibilités ») stable, un Axe 5 (« Préparer les solutions de gestion des données au bénéfice des acteurs externes ») à la hausse, et un Axe 6 (« Faciliter l'intégration des véhicules électriques et l'émergence des smart cities ») à la hausse.
- Thématique 3 (« Programme de démonstrateurs smart grids ») : Enedis prévoit une légère baisse à partir de 2017 liée à la fin d'un certain nombre de démonstrateurs et projets européens qui conduisent à des mises en œuvre industrielles ne relevant donc plus de la R&D. Le niveau prévisionnel de 16 M€ sur la période 2017-2019 prend en compte des hypothèses relatives à l'arrivée de nouveaux projets (dont le projet européen Interflex retenu par la Commission européenne dans le cadre de l'appel à projet « LCE2 » de 2016, avec une démonstration française à Nice).

Enedis envisage une trajectoire de dépenses R&D équivalente à TURPE 4, tout en prévoyant certaines inflexions au sein des trois thématiques.

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 ?

Enedis est globalement favorable à la mise en place d'un dispositif spécifique pour la prise en compte des projets de déploiement des réseaux électriques intelligents en cours de période TURPE 5.

Par ailleurs, Enedis propose d'introduire une clause de révision pour le traitement des charges d'exploitation associées aux solutions de flexibilité permettant d'éviter des investissements réseau : coûts liés à des indemnités de producteurs (offres de raccordement alternatives), coûts des rémunérations des flexibilités éventuellement activées pour lever des contraintes réseau. Cela pourrait avoir du sens après 2019 lorsque la volumétrie pourrait devenir significative.

Enedis est favorable à l'introduction d'un dispositif spécifique permettant de prendre en compte des projets de déploiement des réseaux électriques intelligents en cours de période tarifaire.

Par ailleurs, Enedis demande la mise en place d'une clause de révision pour la couverture par le tarif des charges liées au traitement des flexibilités qui n'auraient pas été prévues dans la trajectoire des CNE.

2.7. Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP)

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 ?

Enedis est globalement favorable à la reconduction des principes du mécanisme du CRCP.



Concernant les charges des contrats de prestations de services conclus avec les fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique (« commissionnement fournisseurs »), sans remettre en cause l'intégration légitime de ces charges au CRCP, Enedis considère qu'il conviendrait de les exclure du calcul du plafonnement annuel. En effet, ces charges ne sont pas du tout prévues dans la trajectoire des CNE et ne relèvent pas d'une correction de prévision. L'absence d'information à ce stade de la consultation sur la volumétrie correspondante fait peser un risque qu'il convient de neutraliser sur l'atteinte du plafond.

Par ailleurs, Enedis recommande à la CRE de revoir à la hausse le plafond annuel du CRCP du fait des nouvelles charges dont la CRE demande l'intégration au CRCP (charges liées au fonds de péréquation de l'électricité, prise en charge des impayés de la part acheminement des tarifs intégrés, redevances de concession, le cas échéant commissionnement fournisseurs).

Enedis propose d'exclure du calcul du plafonnement annuel les charges des contrats de prestations de services conclus avec les fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique, tout en les incluant au CRCP. Enedis est favorable à la reconduction des principes du mécanisme du CRCP, en notant qu'une réévaluation équivalente du plafond d'apurement du CRCP devrait être nécessaire afin de tenir compte de l'extension de son périmètre.

Question 20. Etes-vous favorable aux évolutions de périmètre du CRCP envisagées par la CRE ? Etes-vous favorable ou défavorable à l'inclusion dans le périmètre du CRCP des redevances de concession ?

Enedis est globalement favorable aux évolutions proposées par la CRE, c'est-à-dire au traitement symétrique des charges et des produits liés aux prestations annexes, et salue l'ajout au périmètre du CRCP d'éléments de nature difficilement prévisible et maîtrisable :

- Charges liées au fonds de péréquation de l'électricité (FPE), en raison d'un changement de méthode à venir ;
- Rémunération des fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique ;
- Coûts liés à la prise en charge des impayés de la part acheminement des clients en contrat unique.

Enedis est également favorable à l'inclusion des redevances de concession sur la période TURPE 5 en raison de l'incertitude sur la dynamique de renouvellement anticipé des contrats de concessions et donc de l'évolution des redevances, dans la mesure où la négociation d'Enedis avec les autorités concédantes sur un nouveau modèle de cahier des charges de concession est en cours.

Par ailleurs, Enedis demande d'introduire deux évolutions supplémentaires au périmètre du CRCP :

- Le crédit d'impôt pour la compétitivité et l'emploi (CICE), compte tenu de ses évolutions potentielles et des conséquences sur les charges sociales du fait de son retraitement proposé par la CRE ;
- Les charges d'exploitation relatives aux projets de systèmes d'information « hors socle », au même titre que les charges de capital (voir 0, page 8) ;

Par ailleurs, Enedis souhaite que le CRCP d'entrée tienne compte des charges suivantes :



- La charge d'impôt liée au traitement par la Commission européenne des provisions pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (voir Question 28, page35) ;
- Les contributions au fonds de péréquation de l'électricité pour les années 2012 à 2016 (voir Question 28, page35).

Enedis est favorable aux évolutions de périmètre du CRCP envisagées par la CRE et à l'inclusion des redevances de concession dans le périmètre du CRCP sur la période TURPE 5, sous réserve d'une réévaluation du plafond annuel de l'apurement du CRCP suite à l'inclusion du commissionnement fournisseurs.

En outre, Enedis demande d'intégrer au périmètre du CRCP l'impact des éventuelles évolutions du CICE, et les charges relatives aux projets SI « hors socle ».

Enfin Enedis demande que soient pris en compte dans le CRCP d'entrée dans TURPE 5 les montants relatifs au RAG ainsi que les contributions au fonds de péréquation de l'électricité pour les années 2012 à 2016.

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

Compte tenu des évolutions du contexte et des incertitudes, Enedis estime qu'il est nécessaire de prévoir un mécanisme permettant de prendre en compte les aléas significatifs et évolutions majeures qui pourraient résulter :

- De la mise en œuvre de nouvelles dispositions législatives : par exemple, la loi relative à la transition énergétique doit encore donner lieu à des décrets d'application, le projet de loi pour une république numérique ;
- Des évolutions réglementaires (sécurité des ouvrages, amiante, CICE) ;
- Des impacts du futur contrat de service public.

La clause de rendez-vous proposée par la CRE apparaît inadaptée à la prise en compte de telles incertitudes. D'une part, prévue à une date unique en milieu de période tarifaire (le 1^{er} août 2019), elle ne prend pas en compte les impacts financiers sur 2017 et 2018. D'autre part, elle ignore les impacts financiers sur 2019 et 2020 des événements survenus après le 1^{er} août 2019. Enfin, elle propose uniquement des conditions d'activation et d'application du mécanisme pour un niveau des charges nettes d'exploitation modifié d'au moins 1%, soit près de 45 M€. Il n'est d'ailleurs pas précisé si ce montant relativement élevé (les charges liées aux arrêtés rectificatifs du FPE en TURPE 4 par exemple lui sont inférieures), s'applique par événement ou cumulativement sur plusieurs événements.

Enedis demande la mise en place d'un mécanisme plus adapté permettant de mieux prendre en compte les événements extérieurs venant perturber l'équilibre du tarif avec les modalités suivantes :

- La mise en place d'une seconde date de rendez-vous en fin de période tarifaire ;
- La prise en compte des conséquences financières sur l'ensemble de la période tarifaire, quelle que soit la date de mise en œuvre de la clause de rendez-vous ou de la survenance de l'événement ;
- La définition d'un montant seuil tenant compte des effets cumulatifs des événements ;



- L'inclusion au CRCP des charges supplémentaires liées à la survenance d'événements extérieurs, en cas d'activation de la clause de rendez-vous.

La clause de rendez-vous proposée par la CRE apparaît inadaptée à la prise en compte des incertitudes visées.

Enedis demande la mise en place d'un mécanisme permettant un réexamen par la CRE des charges à tarifier en cas d'évolutions législatives, réglementaires ou régulateurs majeures sur toute la période tarifaire.

3. Demande tarifaire d'Enedis et analyse préliminaire de la CRE

3.1. Charges d'exploitation

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

Enedis a présenté dans sa demande tarifaire une trajectoire financière ambitieuse qui intègre une dynamique de productivité soutenue (1,7%/an). Pour maîtriser cette trajectoire, Enedis a engagé des chantiers majeurs de transformation :

- **Le projet convergence réseau – clientèle en électricité** : consiste à passer d'une synergie Clientèle Electricité et Gaz à une synergie Réseau – Clientèle en électricité entre 2015 et 2017. Il permettra de délivrer, après une période de désoptimisation transitoire, tout le potentiel de Linky. Ce projet nécessite de changer de métier et de former un grand nombre de techniciens, de repenser la programmation des interventions et les outils SI. Il engendre en 2018 le gain des Unités Clients Fournisseurs.
- **Le management à deux niveaux** : ce projet consiste à simplifier les structures d'Enedis et à responsabiliser les Directions Régionales en passant de 3 à 2 niveaux de management. Prise en début d'année 2016, cette décision va permettre de réduire les coûts de structure d'Enedis progressivement à mesure du redéploiement sur 3 ans de plusieurs centaines d'encadrants situés dans les anciennes 8 Directions inter-régionales.
- **La réduction des coûts de structure** : ce projet revisite des missions du siège dans une trajectoire de responsabilisation des unités opérationnelles en les recentrant sur les activités centrales. Par ailleurs, un chantier d'intégration des 8 Unités Supports et Logistique (USR) en vue d'harmoniser les processus, de les industrialiser et de les automatiser a été lancé.
- **La revisite des modes opératoires des métiers avec le numérique, le collaboratif, les innovations techniques et comportementales** : Les ruptures technologiques (tablettes, applications, géolocalisation...) vont modifier nos interfaces avec les clients, nos activités tertiaires et nos activités opérationnelles.

Cette trajectoire intègre l'ensemble des accroissements de charges dont le déploiement de 35 millions de compteurs communicants et constitue déjà un défi pour Enedis.

La fourchette basse proposée par la CRE se fonde sur des ajustements correspondant à 0,9 Md€ sur la période tarifaire avec des gains de productivité irréalistes de 3,0% par an, ce qui n'est pas soutenable pour Enedis.



En sous-estimant de manière significative les charges nettes d'exploitation d'Enedis dont les marges de manœuvre sont limitées compte tenu des projets de performance déjà intégrés à la trajectoire exposée, la proposition de la CRE remet fortement en cause le projet industriel d'Enedis.

De plus, Enedis tient à souligner que les ajustements proposés sont pour partie fondés sur une construction technique erronée (c'est le cas pour les dépenses d'immobilier, les frais d'assurances et les charges de pensions) et pour partie fondés sur des principes contestables (dont des ajustements injustifiés au regard des éléments factuels transmis par Enedis sur certains postes tels que, par exemple, les achats tertiaires et les achats de prestations).

Il faut noter par ailleurs que les éléments non intégrés car non encore audités par le consultant correspondent à :

- Des sujets identifiés postérieurement au mois de février (date à laquelle a été arrêtée la première trajectoire de charges d'exploitation). Il s'agit notamment de la révision des dépenses de redevances de concessions (dans le cadre du nouveau modèle de contrat de concession), de la publication des arrêtés modificatifs du FPE, de la décision du changement de méthode comptable dans le calcul des engagements sociaux du groupe EDF ou encore d'informations relatives à des obligations réglementaires ou légales.
- Des sujets identifiés mais dont la réalisation d'une étude chiffrée n'était pas aboutie en février 2016. Il s'agit principalement de projets métiers (par exemple, chiffrage du découplage des installations producteurs dont les protections sont susceptibles de se découpler en fréquence basse à 49,5 Hz) ou encore la prise en compte de l'impact de l'accord Agirc-Arrco du 30 octobre 2015 sur les taux de cotisations patronales.
- Des modalités de calculs prévisionnels dont il est apparu, lors de l'audit, que celles-ci devaient être corrigées.

Enedis demande donc a minima la prise en compte, dans le calcul tarifaire, de la fourchette haute établie par la CRE, à savoir la couverture de la trajectoire des charges nettes d'exploitation permettant la conduite de son projet industriel tout en poursuivant les objectifs de productivité d'un gestionnaire de réseau efficace, déduction faite du Crédit d'Impôt Compétitivité Emploi et des ajustements préconisés par le cabinet d'audit et non remis en cause par Enedis.

Concernant la déduction du Crédit d'Impôt Compétitivité Emploi, Enedis souligne que l'éventualité de sa suppression non compensée par une réduction pérenne des charges de personnel doit être prévue dans le dispositif réglementaire de façon à ce qu'Enedis ne soit pas pénalisée dans une telle situation.

Enedis a proposé en accompagnement de son projet industriel une trajectoire de charges nettes d'exploitation établie avec des objectifs de productivité d'un gestionnaire de réseau efficace.

Enedis juge inacceptable toute proposition en deçà de la fourchette haute de la trajectoire de charges nettes d'exploitation établie par la CRE.

Une sous-estimation de la trajectoire de charges nettes d'exploitation remettrait en cause le projet industriel d'Enedis.



3.2. Charges de capital

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 ?

Enedis considère que la méthode proposée par la CRE ne permet pas de couvrir l'ensemble des coûts supportés par le distributeur en sa qualité d'investisseur.

La méthode suggérée par la CRE ne rémunère pas Enedis sur l'ensemble des biens pour lesquels elle a effectivement mobilisé des capitaux.

Plus précisément, la CRE déduit des capitaux propres régulés (CPR) l'ensemble des passifs de concession, en considérant qu'ils ont été préfinancés en totalité par le tarif ou par des tiers.

Or, il n'est pas possible d'affirmer ce point. Retraiter la Base d'Actifs Régulée (BAR) de l'ensemble des actifs réputés financés par les concédants, tels qu'ils apparaissent dans la comptabilité d'Enedis serait contradictoire avec des traitements tarifaires passés et **entraînerait la non-couverture de certaines charges de capital.**

En effet, la comptabilité d'Enedis reflète ses engagements vis-à-vis des concédants, tels qu'ils résultent des contrats de concessions, renouvelés concession par concession à un rythme bien plus lent que les périodes tarifaires. Les méthodologies tarifaires successives ont pris en compte les spécificités concessives de manières variées, en s'écartant dans certains cas, de la comptabilité.

C'est pourquoi Enedis a proposé une méthode alternative qui vise à donner un cadre stable, lisible et incitatif à investir qui passe par une résolution conventionnelle des incertitudes précédemment mentionnées. Cette méthode permet d'appliquer des règles claires et constantes à l'avenir et en cohérence avec les standards européens, tout en garantissant les droits des concédants en conformité avec la volonté du législateur exprimée dans l'article 153 de la loi relative à la transition énergétique.

Pour autant, si la CRE devait maintenir sa méthode, elle devrait a minima tenir compte du traitement des passifs de concession de la période tarifaire TURPE 2.

En effet, **durant la période TURPE 2**, des déductions tarifaires égales au montant des actifs remis par les concédants et les tiers ont été effectuées afin de faire supporter économiquement l'investissement à Enedis (par un moindre chiffre d'affaires). En contrepartie, ces actifs intégraient la BAR, afin qu'ils soient rémunérés sur l'ensemble de leur durée de vie et que leurs amortissements soient aussi couverts dans la durée.

Ces actifs sont pourtant « *réputés financés par les concédants* » dans la comptabilité. Si la BAR était « *retraitee* » aujourd'hui de ces actifs aux motifs qu'ils sont « *réputés financés par les concédants* » dans la comptabilité et sans qu'une prise en compte des déductions tarifaires passées ne soit effectuée, les charges de capital correspondantes ne seraient jamais payées par les utilisateurs.

De même, durant la période TURPE 2, les dotations à la provision pour renouvellement n'étaient pas couvertes par le TURPE, elles étaient pour autant inscrites dans la comptabilité, conformément aux engagements de la plupart des contrats de concessions. Ainsi, une partie du financement « *réputé par le concédant* » a été en réalité effectué par Enedis : a minima, la quote-part de la provision pour renouvellement dotée durant la période TURPE 2 et filière depuis. En conséquence, si la BAR concédant intégrait ces actifs comme « *financés par les concédants* », il n'y aurait pas de prise en compte de l'absence de couverture tarifaire. Finalement, les charges de capital correspondantes ne seraient jamais payées par les utilisateurs.



Dans ces conditions, et afin de tenir compte de ces traitements tarifaires passés, la CRE devrait a minima maintenir dans les CPR les passifs de concession correspondant à cette période TURPE 2, soit 4,3 Md€.

Enedis n'est pas favorable à la reconduction de la méthode TURPE 4 qui ne permet pas de la rémunérer sur l'ensemble des biens pour lesquels elle a effectivement mobilisé des capitaux.

C'est pourquoi Enedis a proposé une méthode alternative qui vise à donner un cadre stable, lisible et incitatif à investir. Cette méthode permet d'appliquer des règles claires et constantes à l'avenir et en cohérence avec les standards européens, tout en garantissant les droits des concédants en conformité avec la volonté du législateur exprimée dans l'article 153 de la loi relative à la transition énergétique. Elle rémunère le gestionnaire de réseaux de distribution en tant qu'investisseur sur les seuls biens pour lesquels il a effectivement mobilisé des capitaux et ne couvre que des risques d'exploitation sur les autres biens.

Pour autant, si la CRE devait confirmer la méthode TURPE 4 sur TURPE 5, elle devrait a minima maintenir dans les CPR les passifs de concession correspondant à la période TURPE 2, soit 4,3 Md€.

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 ?

Dans le cadre de l'application de la méthode de charges de capital de la CRE, Enedis comprend le principe de passage d'un système de couverture des frais financiers à l'euro l'euro sur les intérêts d'emprunt à un système incitatif basé sur un taux normatif de couverture des frais financiers. Néanmoins, Enedis considère qu'il n'est fondé ni théoriquement, ni empiriquement, de couvrir des frais financiers au taux sans risque.

Pour l'ensemble des entreprises, régulées ou non, le coût de la dette intègre toujours un spread de dette. Le coût de la dette correspond en effet au taux requis par les bailleurs de fonds pour financer le passif d'une entreprise, en tenant compte du risque intrinsèque à toute activité économique. En effet, nulle entreprise n'est totalement exempte d'un risque de défaut, de contrepartie, ou encore de crédit.

Toutes les décisions réglementaires françaises récentes vont dans ce sens. C'est le cas pour GRDF dans ATRD 5 avec un spread de dette de 0,6%, pour RTE dans TURPE 4 HTB avec un spread de dette de 0,6% et pour Enedis dans la délibération Linky avec un spread de dette de 0,6%.

Couvrir la dette au taux sans risque, donc avec un spread de dette nul, revient à appliquer une différence de traitement par rapport aux autres entreprises régulées ou non.

Cette approche diffère de la pratique des autres régulateurs, et de celle de la CRE pour GRDF et RTE. Enedis la considère donc infondée et demande la couverture des frais financiers au coût de la dette.



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 ?

La rémunération des immobilisations en cours est communément admise dans la littérature académique (Jamison, 2005³ ; Bonbright et al, 1998⁴). En effet, il est économiquement fondé et usuel que les actifs en cours de construction soient rémunérés avant leur mise en service puisqu'ils mobilisent les capitaux des opérateurs dès que commence la construction.

Cette approche est par ailleurs recommandée par l'International Energy Regulation Network (IERN) et courante dans de nombreux pays européens : l'Allemagne, l'Italie et le Royaume-Uni rémunèrent ainsi les immobilisations en cours, tandis que l'Espagne et le Portugal permettent aux opérateurs de capitaliser les coûts de financement de la construction.

Les immobilisations en cours mobilisent des capitaux au même titre que les actifs en service. La durée moyenne des immobilisations en cours d'Enedis est de quatre mois, mais récurrente et génératrice d'un besoin de financement pérenne significatif pour Enedis (1,5 Md€ en 2015). Ne pas les rémunérer revient à laisser porter à Enedis le coût de financement des fonds avancés, sans les compenser par le tarif.

C'est pourquoi Enedis demande une rémunération des immobilisations en cours aux taux de rémunération retenus par la CRE pour les actifs financés par Enedis.

Par ailleurs, dans la délibération ATRD 5⁵, la CRE indique que la base d'actifs régulés (BAR) de la distribution gazière est calculée à partir du 1^{er} juillet de chaque année, date d'entrée des actifs dans l'inventaire : « la date conventionnelle d'entrée des actifs dans l'inventaire a été fixée au 1^{er} juillet de chaque année et la date de sortie des actifs au 30 juin ». Dans sa demande tarifaire pour le TURPE 5 HTB, RTE a émis une demande similaire.

De la même façon, Enedis souhaite que les actifs mis en service dans une année soient intégrés dans la BAR avec une date conventionnelle au 1^{er} juillet. En effet, un modèle impliquant une BAR au 1^{er} janvier emporte une perte de rémunération puisque dans la pratique les actifs sont mis en service de façon continue sur l'année. Ce traitement permettra en outre d'assurer l'homogénéité avec la distribution gazière.

Enedis demande à ce que les actifs mis en service chaque année entrent dans la BAR au 1^{er} juillet.

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 ?

Les taux présentés par la CRE sont fondés sur des paramètres qu'Enedis considère sensiblement inférieurs aux comparables sectoriels d'une part, et de la distribution gaz d'autre part. Ils ne tiennent par ailleurs pas compte de l'augmentation des risques supportés par les distributeurs d'électricité en France par rapport à la période TURPE 4.

³ Jamison, M. A. (2005). Rate of return regulation. For the Encyclopaedia of Energy Engineering and Technology.

⁴ Bonbright, J. C.; Daniels, A. L.; Kamerschen, D. R. (1988). Principles of Public Utility Rates; Public Utilities Reports, In c.: Arlington, Virginia.

⁵ CRE (2016). Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 février 2016 portant projet de décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.



Enedis a accompagné sa demande tarifaire d'une analyse du cabinet NERA exprimant le taux de rémunération souhaité. La CRE a mandaté le cabinet Frontier Economics pour auditer cette demande, ce qui a donné lieu à des réunions d'échange en présence des deux cabinets, et de l'envoi de documents justifiant les évolutions demandées par Enedis.

Le rapport de Frontier Economics est globalement conforme aux pratiques du secteur. Cependant, la fourchette des Bêtas sous-jacente à la consultation publique de la CRE (entre 0,32 et 0,35 dans notre compréhension), très sensible pour le calcul de la rémunération d'Enedis, paraît anormalement faible au regard des comparables européens (0,4 en moyenne), de la distribution gaz (0,4 pour ATRD 5) et des nouveaux risques de la distribution d'électricité, en plus d'être plus basse que la fourchette proposée par Frontier Economics (haut de fourchette à 0,35 au lieu de 0,37).

	Enedis et NERA	Frontier Economics	CRE
Taux sans risque	3,1 %	[2,5% ; 3,2%]	[2,5 % ; 2,8%]*
Prime de risque marché	[5,1 % ; 5,3 %]	[4,5% ; 5,4 %]	5,0 %*
Bêta de l'actif	[0,345 ; 0,38]	[0,32 ; 0,37]	[0,32 ; 0,35]*
Marge sur actifs⁶	[2,7 % ; 3,1 %]	[2,2 % ; 3,0 %]	[2,4% ; 2,7%]
Rémunération CPR⁷	4,7%	[3,8 % ; 4,9 %]	[3,8% ; 4,3%]

*Estimation Enedis des paramètres sous-jacents aux taux de rémunération

Taux sans risque

Frontier Economics et NERA sont alignés sur la méthode de calcul du taux sans risque, fondée sur l'analyse des rendements obligataires en France depuis la crise de 2008. Seule diffère la date de fin du calcul et la maturité résiduelle des obligations retenues.

Cependant, Enedis constate que les taux retenus par la CRE se situent dans la fourchette basse de l'intervalle proposée par Frontier Economics : la CRE prend pour référence le rendement d'obligations de maturité résiduelle courte, plus proche de 10 ans que de 30 ans. La CRE propose ainsi un taux sans risque entre 2,5% et 2,8%, soit jusqu'à 30 points de base de moins que la décision tarifaire ATRD 5 du 18 février 2016, où la CRE retenait un taux sans risque de 2,8%.

Enedis souhaite insister à nouveau sur la nécessité de tenir compte des cycles particulièrement longs des actifs gérés par les distributeurs d'électricité. En effet, leur durée de vie comptable est le plus souvent supérieure à 40 ans (réseau basse tension aérien, postes sources, canalisations HTA et BT). Enedis insiste sur la nécessité de prendre en considération des obligations de 20 à 30 ans pour refléter la durée de vie des actifs gérés, et donc de s'orienter vers la borne supérieure de l'intervalle du taux sans risque du consultant (> 3%).

Prime de risque marché

Enedis déduit des fourchettes de rémunération présentées par la CRE que le niveau de prime de risque marché action proposé serait de 5,0 %, inchangé depuis TURPE 4.

Enedis note que Frontier Economics et NERA s'accordent sur la corrélation inverse entre taux sans risque et prime de risque marché action, et sur la méthode de détermination de la prime

⁶ Marge sur actifs = Prime de risque marché x Bêta de l'actif / (1 - IS)

⁷ Rémunération des capitaux propres régulés = Taux sans risque / (1-IS)



de risque marché, basée sur l'analyse des moyennes historiques de Dimson, Marsh et Staunton. Or une prime de risque marché de 5% additionnée à la fourchette de taux sans risque proposés par la CRE donne un rendement total de marché entre 7,5% et 7,8%, un niveau nettement inférieur aux fourchettes préconisées par NERA (8,2% à 8,4%) et Frontier (7,5% à 8,6%).

Enedis insiste sur la nécessité d'une corrélation inverse entre le niveau du taux sans risque retenu et le niveau de la prime de risque marché correspondante. Dans cet esprit, elle confirme son estimation d'un taux de rendement global du marché de l'ordre de 8,2%, conformément à ce qui est observé actuellement sur les marchés.

Bêta de l'actif

Enedis comprend que la CRE propose un Bêta de l'actif de 0,33, inchangé depuis TURPE 4, et dans la fourchette basse de l'intervalle proposé par le cabinet Frontier Economics.

Ce taux est largement en-deçà des taux qu'Enedis considère adaptés, du fait de l'augmentation des risques portés par les distributeurs d'électricité en France et en Europe depuis 2014, et de l'absence d'argument justifiant une différence de risque avec la distribution gaz.

En premier lieu, Enedis est aujourd'hui exposée à des risques bien plus importants qu'en 2014, lors de l'élaboration du TURPE 4 et de la délibération Linky. Frontier Economics reconnaît cet accroissement des risques à travers l'augmentation du bêta de 20 points de base entre son rapport de novembre 2015 et son rapport de juin 2016.

En effet, plusieurs risques législatifs, réglementaires et concessifs dont les impacts financiers sont incertains pour Enedis doivent être rappelés :

- Le statut des colonnes montantes et de leur potentielle rénovation (article 33 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte – LTECV) ;
- L'évolution de la réglementation liée à l'amiante ;
- L'inventaire détaillé des ouvrages dans les comptes rendus d'activités aux concédants (article D 2224-45 du décret n°2016-496 du 21 avril 2016) ;
- La distribution des données aux acteurs du marché (collectivités, AODE, ou grand public), qui est prônée tant au plan européen (grid codes) que national (article 179 de la LTECV et projet de loi pour une république numérique) ;
- Les flexibilités locales (article 199 de la LTECV) ;
- La cyber-sécurité (directive européenne SRI en cours de transposition en droit français) ;
- Le développement de l'autoconsommation (ordonnance du 27 juillet 2016).

Par ailleurs, au-delà de ces évolutions récentes, deux risques fondamentaux affectent le profil de risque de l'activité d'Enedis aux yeux des investisseurs :

- Le risque réglementaire (40% de la notation des GRD par l'agence de notation Moody's) : le cadre réglementaire du TURPE a été marqué ces dernières années par une certaine instabilité, du fait notamment de l'annulation de TURPE 3 par le Conseil d'Etat, et du recours de Direct Energie contre TURPE 4.
- Le risque concessif : celui-ci n'a jamais été pris en compte par la CRE malgré des demandes réitérées de la part d'Enedis dans le cadre des processus TURPE 3 et



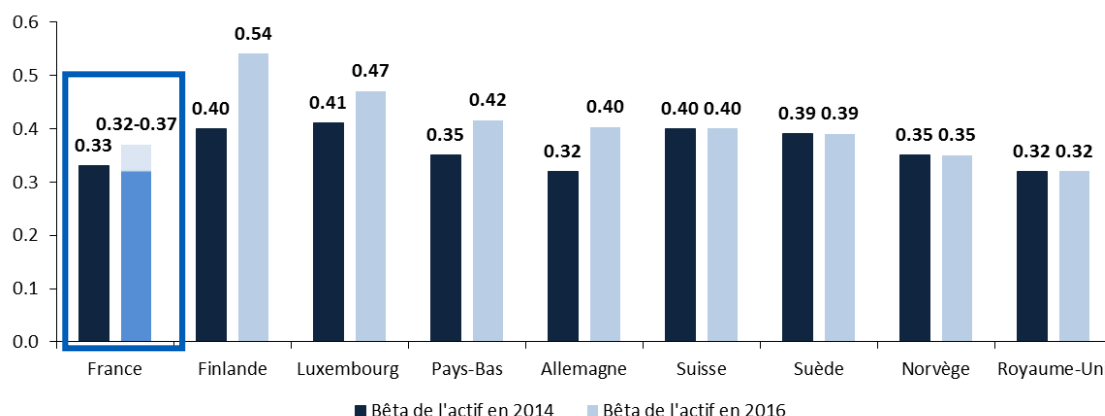
TURPE 4. Or le modèle concessif français comporte un certain nombre de risques que la plupart des GRDs européens ne connaissent pas. Au-delà des risques d'extension de périmètres évoqués ci-dessus, il introduit des risques accrus en raison de sa complexité, par exemple la gestion de la maîtrise d'ouvrage réalisée directement par les autorités concédantes pour plus de 20% des investissements dans le réseau, facteur pris en compte significativement par les agences de notation⁸. Par ailleurs, Moody's attribue des notations plus faibles aux entreprises qui ne sont pas propriétaires de leurs actifs⁹.

Enfin, la consultation publique TURPE 5 laisse apparaître en elle-même une augmentation significative du risque réglementaire et opérationnel pour le distributeur par rapport à TURPE 4, en proposant de manière concomitante :

- Un renforcement de l'intensité de la régulation incitative ;
- La mise en œuvre d'une nouvelle régulation incitative sur les pertes ;
- La mise en œuvre d'une nouvelle régulation incitative sur les coûts unitaires d'investissements ;
- Des ajustements significatifs sur la trajectoire de charges opérationnelles ;
- La mise en risque d'Enedis sur la trajectoire d'investissement SI, télécom et immobilier.

Les risques mentionnés ci-dessus augmentent significativement le périmètre et l'intensité des risques retenus dans l'évaluation des Bêtas par rapport à TURPE 4 et la délibération Linky. C'est pourquoi le Bêta qui sera retenu par la CRE pour TURPE 5 devrait impérativement majorer la valeur de 0,33 retenue lors de ces deux précédentes délibérations.

Enedis n'est pas le seul distributeur à faire face à de nouvelles prérogatives en matière de transition énergétique ou de cyber sécurité. En effet, **Frontier Economics et NERA constatent tous deux la tendance haussière des Bêtas des GRD européens**, due notamment à la fin de la décorrélation de l'activité des GRD avec le reste de l'économie lors de la crise économique de 2008. En effet, une analyse des décisions réglementaires récentes en Europe montre que les Bêtas sont soit restés stables à un niveau supérieur à celui établi en France, soit ont augmenté significativement. **La moyenne des Bêtas européens identifiés par le cabinet NERA est ainsi de 0,41**. Or aucune raison ne semble pouvoir justifier que le Bêta des actifs en France se comporte différemment de ceux des autres pays européens :



Source : NERA (2016)

⁸ Moody's (2014). Rating Methodology for regulated electric and gas networks, p. 13.

⁹ Moody's (2014). Rating Methodology for regulated electric and gas networks, p. 9.

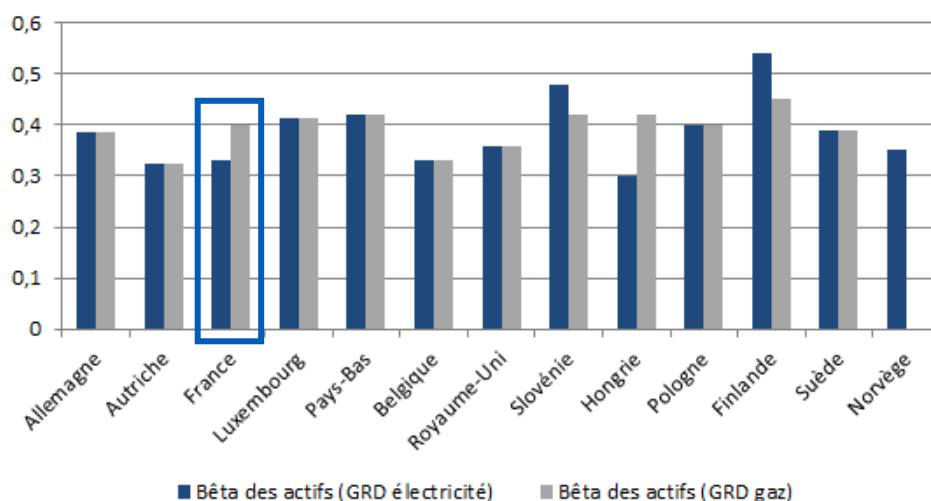


Concernant la méthode, Enedis considère que Frontier Economics suit une mécanique de calcul discutable sur la composition de l'échantillon des comparables, notamment avec la conservation d'Elia, donnée aberrante (Bêta de 0,19) et élément minorant significatif des Bêtas (écarté par le même consultant dans d'autres analyses récentes en Europe). Ce point a également été mentionné par RTE et son cabinet de conseil Oxera dans la demande tarifaire du TURPE 5 HTB.

Les risques relatifs aux coûts présentés ci-dessus ainsi que l'observation empirique d'une augmentation des Bêtas des comparateurs d'Enedis justifient l'accroissement du Bêta d'Enedis.

Par ailleurs, l'estimation du Bêta que la CRE propose d'appliquer aux actifs de RTE¹⁰ (entre 0,37 et 0,39) se situe nettement au-dessus de la fourchette proposée par la CRE pour la distribution d'électricité (0,32 – 0,35). Cet écart paraît discriminatoire car les différences de profils de risques ne suffisent pas à le justifier, comme le souligne NERA dans son rapport.

Enfin, Enedis demande un alignement des Bêtas de la distribution gazière et électrique, que les régulateurs européens intègrent de plus en plus dans leurs délibérations. En effet, un benchmark des régulateurs européens montre que de nombreux pays (Allemagne, Autriche, Luxembourg, Pays-Bas, Belgique, Royaume-Uni, Pologne, Suède) ont déjà aligné les risques gaz et électricité dans leurs décisions tarifaires récentes :



Source : NERA (2016)

Enedis a, à plusieurs reprises, souligné **l'absence de rationnel justifiant la différenciation des Bêtas de la distribution gaz et électrique**. Frontier Economics a, en sa qualité de consultant pour le régulateur allemand BNetzA, souligné que les analyses empiriques ne permettaient pas de mettre en lumière de manière statistiquement significative une disparité évidente entre les niveaux de risques systémiques des secteurs électricité et gaz. En outre, l'OFGEM a appliqué le même niveau de Bêtas pour les tarifs de distribution gaz (RIIO GD1) et d'électricité (RIIO ERD1), soit un Bêta de 0,35.

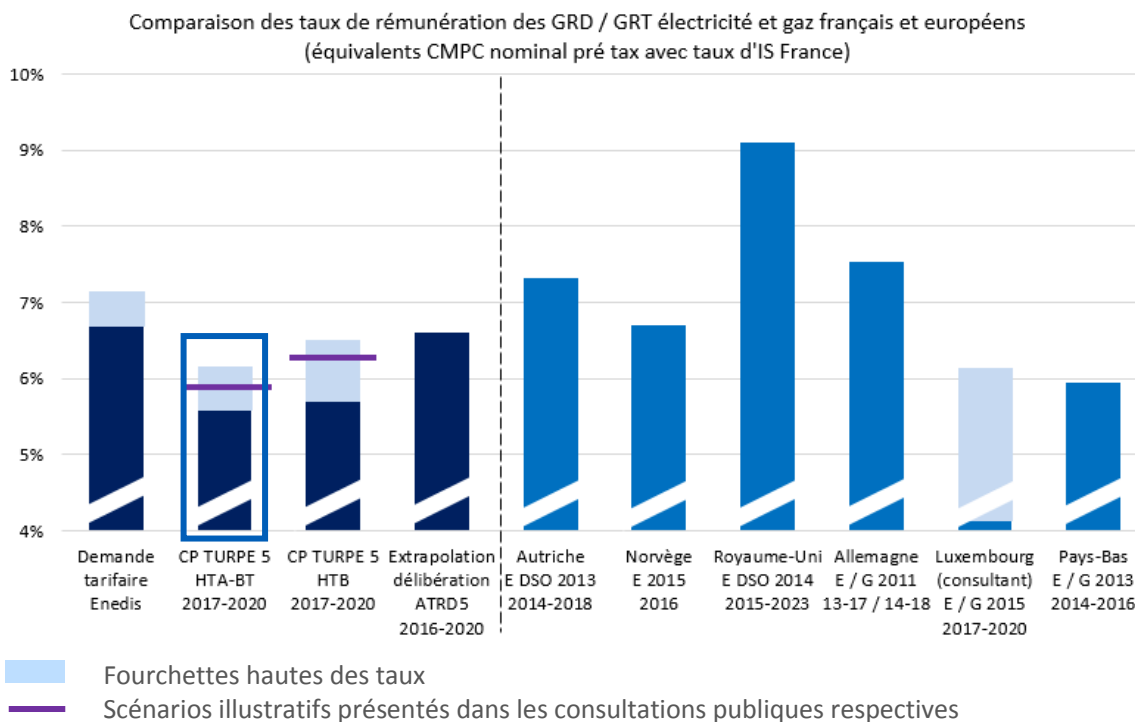
De plus, Enedis constate que le Bêta arrêté par la CRE pour la distribution gaz début 2016 dans le cadre d'ATRD5 (0,40) est nettement supérieur à la fourchette Frontier Economics pour la distribution d'électricité (0,32 – 0,37). Cela constitue également une différence de traitement injustifiée.

¹⁰ 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 le domaine de tension HTB



En définitive, les fourchettes de valeurs envisagées par la CRE conduisent à une rémunération notablement plus basse que les comparables régulés en France et en Europe.

Si le modèle de charges de capital présenté par la CRE dans la consultation publique TURPE 5 ne se traduit pas directement par un CMPC, il est possible d'extrapoler les paramètres en prenant une hypothèse illustrative de Gearing à 60% et un spread de dette à 0,6%. Sur la base des fourchettes de paramètres communiqués, cela donnerait pour Enedis un CMPC compris entre 5,6% et 6,1%, avec un taux illustratif affiché de 5,9%, nettement inférieur aux principaux comparables.



Source : Délibérations et consultations publiques CRE, NERA

Enedis émet un certain nombre de réserves concernant les taux de rémunération du modèle de charges de capital.

Tout d'abord, l'ensemble des taux que propose la CRE pour rémunérer les investissements d'Enedis est inférieur à ceux pratiqués en Europe et en France.

Pour le taux sans risque, Enedis insiste sur la nécessité de prendre en considération des obligations de 20 à 30 ans pour refléter la durée de vie des actifs gérés dont la durée de vie comptable est le plus souvent supérieure à 40 ans et donc de retenir la borne supérieure de l'intervalle du consultant, à savoir 3%.

Enedis rappelle également la nécessité d'une corrélation inverse entre le niveau du taux sans risque retenu et le niveau de la prime de risque marché correspondante. Dans cet esprit, elle confirme son estimation d'un taux de rendement global du marché de l'ordre de 8,2%, conformément à ce qui est observé actuellement sur les marchés.

Enedis renouvelle sa demande d'aligner le Bêta de la distribution électrique avec celui de la distribution gaz et celui du RTE, en raison des similitudes de profil de risque entre ces activités et de l'augmentation significative de risques depuis TURPE 4.



Enfin, du fait de ces évolutions nécessairement à la hausse de la prime de risque marché et du Bêta, le taux de rémunération de la BAR de 2,5% en TURPE 4 doit immanquablement être réévalué en application stricte de la méthode retenue par le CRE.

3.3. Hypothèses de chiffre d'affaires prévisionnel

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

La mise à jour de la demande tarifaire d'Enedis du 30 juin 2016, et donc les hypothèses d'évolution de la consommation qu'elle contient, a été réalisée avant le dernier bilan prévisionnel de RTE 2016 publié en juillet 2016.

Les prévisions de croissance des consommations (hors bissextile et effet Linky) sont fixées à +0,5 %/an pour la période 2016-2021. Cette hypothèse est cohérente avec la croissance cumulée de 0,6 % constatée à fin 2015.

Concernant les prévisions d'évolution du parc et des puissances souscrites estimées à +0,9%/an en moyenne, celles-ci sont fondées sur l'observation de l'historique et la prise en compte d'inflexions constatées à fin mai 2015. Ces prévisions n'intègrent pas :

- Les impacts d'une souscription par pas de 1 kVA pour le segment BT inf. 36 kVA en lien avec le déploiement des compteurs Linky ;
- De possibles actions d'optimisation et de maîtrise de l'énergie pour les segments HTA et BT Sup. 36 suite à la fin des tarifs réglementés de ventes verts et jaunes.

Enedis considère que les actions de maîtrise de l'énergie pour le secteur résidentiel en particulier s'inscrivent dans des horizons de temps longs et porteront leurs fruits au-delà de la période tarifaire TURPE 5.

Les hypothèses sur l'évolution du bilan énergétique sur la période TURPE 5 présentées dans la demande tarifaire d'Enedis ont été élaborées à partir du bilan électrique de l'année 2014, dernier bilan consolidé connu à date, et d'une trajectoire de croissance cohérente avec le scénario Maîtrise de l'Energie (MDE) du bilan électrique prévisionnel 2014 de RTE.

3.4. Trajectoire envisagée d'évolution du tarif TURPE 5 HTA-BT

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

Régime d'alimentation générale (RAG)

Ainsi que le rappelle la CRE, le traitement fiscal des provisions créées entre 1986 et 1997 pour le renouvellement des ouvrages du Réseau d'Alimentation Générale (RAG) a fait l'objet de plusieurs décisions de la Commission européenne.

Par une décision en première instance en date du 16 décembre 2003, considérant ce traitement fiscal d'aide incompatible avec les règles de l'Union européenne, EDF a versé à l'Etat français la somme de 1,2 Md€.

Dans son arrêt du 15 décembre 2009, le tribunal de l'Union européenne a annulé cette décision, ce qui a donné lieu au paiement par l'Etat français au groupe EDF d'un montant de 1,2 Md€. La somme de 194 M€ reversée à Enedis et enregistrée par Enedis comme un produit exceptionnel en 2009 a été restituée aux clients en TURPE 3 bis, ce qui n'a pas été le cas pour RTE.



La décision de la Commission européenne en date du 22 juillet 2015 a à nouveau qualifié d'aide d'Etat incompatible avec les règles de l'Union européenne le traitement fiscal de ces provisions. Conformément à cette décision, **la somme de 197 M€ a été remboursée par Enedis à l'Etat.**

Toutefois, cette somme constitutive d'une charge d'impôt en 2015 n'entrant pas dans le périmètre du CRCP, la CRE n'a pas donné suite à la demande d'Enedis d'une couverture de cette charge par le tarif. L'exclusion du CRCP d'ouverture de TURPE 5 représente une **double sanction pour Enedis et un traitement discriminatoire par rapport à RTE**. En effet Enedis a déjà restitué au client en TURPE 3bis la somme qu'elle a dû rembourser à l'Etat en 2015, sans couverture tarifaire de la charge correspondante sur TURPE4.

En conséquence, Enedis renouvelle sa demande de prendre en compte au CRCP cette charge d'impôt dans les charges à couvrir par le TURPE 5 HTA-BT.

Fonds de péréquation de l'électricité (FPE)

L'administration a présenté au Conseil du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) du 30 mai 2016 et au Conseil Supérieur de l'Energie (CSE) du 31 mai 2016 de nouveaux projets d'arrêtés relatifs au FPE pour les années 2012 à 2015. **Ces derniers conduisent à une augmentation de la contribution d'Enedis de 40 M€.** Pour l'année 2016, sur ces mêmes bases, l'impact est estimé à 10 M€.

C'est pourquoi Enedis souhaite la prise en compte, dans le compte de régularisation des charges et produits de sortie de TURPE 4, des montants relatifs au régime d'alimentation général de 197 M€ ainsi que des contributions au fonds de péréquation de l'électricité pour les années 2012 à 2016 qui s'élèvent à 50 M€.

Evolutions tarifaires par segment de clients

La consultation publique présente un impact significatif pour les clients BT (+3,7% dans la fourchette haute), alors qu'aux bornes du distributeur, c'est-à-dire hors accès au réseau de transport, l'évolution est comprise entre -1,3% et +0,1%. Cet écart vient du changement de structure proposé par la CRE dans la deuxième consultation publique du 24 mai 2016 relative à la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

La prise en compte par la CRE de la demande tarifaire légitime d'Enedis pourrait alourdir la charge de cette catégorie de clients déjà fortement sollicitée.

A cet égard, une réponse pourrait être apportée avec un rééquilibrage vers la part puissance tel que proposé par Enedis.

