

CONSULTATION PUBLIQUE n°2020-015 DU 1er OCTOBRE 2020 RELATIVE AU PROCHAIN TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE TRANSPORT D'ELECTRICITE (TURPE 6 HTB)

Réponse ENGIE

A travers la PPE, la France a affiché sa volonté de s'engager pleinement dans la transition énergétique. Ainsi, la capacité EnR installée sur le territoire national devrait plus que doubler d'ici à 2028. ENGIE, acteur déjà fortement impliqué dans le déploiement des EnR, se réjouit de cette orientation de la politique énergétique française, pleine d'ambitions et d'opportunités pour les acteurs du marché de l'électricité. Les gestionnaires des réseaux électriques sont appelés à jouer un rôle essentiel dans l'ambition française de concrétiser à court terme la transition énergétique. Ils devront notamment relever le défi du déploiement accru des EnR. Pour y parvenir, ils envisagent d'importantes hausses de leurs trajectoires d'investissements dans les réseaux pour la 6^e période des TURPE. **ENGIE estime que les TURPE auront donc un rôle déterminant à jouer afin de donner aux gestionnaires de réseaux les moyens de relever les défis qu'implique la transition énergétique.**

Pour autant, **ENGIE souhaite souligner que le recours aux investissements n'est pas le seul levier d'action dont ils disposent pour gérer l'intégration des EnR aux réseaux.** D'une part, ils pourront compter **sur le développement des nouveaux services**, tels que la sollicitation des acteurs de la flexibilité. Ces nouvelles opportunités, fruits d'un nouveau paradigme où les consommateurs deviennent acteurs du marché de l'électricité, apporteront aux gestionnaires de réseaux des solutions afin de gérer l'intégration des EnR à leurs réseaux. D'autre part, les gestionnaires pourront **rechercher des optimisations de leurs réseaux.** A ce titre, ENGIE salue les initiatives visant à agir sur la gestion des actifs existants. En outre, la numérisation et la diffusion des données des réseaux peuvent également offrir des outils aux gestionnaires de réseaux pour mieux piloter leurs infrastructures et optimiser leur utilisation.

Ces leviers d'action permettront d'assurer la maîtrise des investissements des gestionnaires de réseaux. En effet, les hausses d'investissements qu'ils demandent pour la 6^e période des TURPE laissent craindre d'importantes augmentations des factures d'électricité. ENGIE considère que les hausses de tarifs doivent être mises en regard des économies accessibles, en particulier en matière d'efficacité énergétique, de façon à assurer la maîtrise des factures supportées par les consommateurs.

Ainsi, pour limiter une hausse prévisible de ces tarifs, les TURPE devraient inciter les gestionnaires de réseaux à effectuer **un arbitrage systématique entre investissements dans les réseaux (renforcement) et solutions éventuellement moins coûteuses** (recours aux acteurs de la flexibilité, gestion des actifs existants, promotion ciblée de l'autoproduction par exemple).

En outre, ENGIE est consciente de la situation exceptionnelle liée à la crise sanitaire du COVID-19 et du fort niveau d'incertitude qu'elle génère. Il est aujourd'hui bien trop tôt pour avoir une idée réaliste du contexte économique dans lequel évolueront les acteurs du marché de l'électricité dans 2 voire 3 ans. **ENGIE estime que les trajectoires adoptées aujourd'hui ne reflèteront pas nécessairement la réalité**

de demain. Elle souhaite donc que l'incertitude quant à la situation économique future soit prise en compte par la CRE pour envisager les trajectoires tarifaires.

Compte tenu de ces enjeux, **ENGIE estime qu'il est important que la CRE et les gestionnaires de réseaux accordent une attention particulière à la transparence de leurs décisions.** ENGIE considère que, pour les décisions tarifaires, les acteurs du marché de l'électricité devraient être informés, consultés sur la base d'éléments tangibles et sous le contrôle de la CRE et impliqués au suivi des plans et programmes adoptés.

A ce titre, ENGIE estime que la transition énergétique et ses conséquences sur le secteur du *coupling* devraient amener plus de concertation sur les adaptations des réseaux entre les acteurs des marchés de l'électricité et du gaz. Cette préoccupation est en phase avec les orientations de la stratégie européenne pour l'intégration du système énergétique¹.

ENGIE sera particulièrement vigilante concernant les décisions d'investissements, les thèmes de R&D et l'éventuelle mise en œuvre des clauses de rendez-vous. **ENGIE souhaite également qu'une attention particulière soit portée sur la transparence des données d'exploitation de l'ensemble des ouvrages de RTE.** En effet, pour anticiper des décisions de déploiement de services de flexibilité, les acteurs du marché ont besoin d'une bonne connaissance des réseaux électriques.

ENGIE estime donc **que les TURPE 6 doivent être marqués par un effort important sur la transparence des décisions des gestionnaires de réseaux. Une telle démarche doit assurer la réussite du déploiement des EnR et l'acceptabilité sociale et économique des tarifs, sur la base d'investissements maîtrisés.**

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

Transition énergétique

Le marché de l'électricité est actuellement bousculé en profondeur. De nouveaux usages apparaissent et les consommateurs développent de nouveaux comportements, plus responsables et plus économes. Ces transitions doivent être incitées et mettent au défi les acteurs du marché de l'électricité. Face à ces enjeux, ENGIE souligne que les TURPE 6 doivent prendre en compte ces nouvelles réalités tout en rappelant que leur ampleur et leurs conséquences futures demeurent difficilement appréhendables. ENGIE partage notamment les enjeux relatifs à la mobilité électrique ou au développement de l'autoconsommation.

Ainsi, comme indiqué par RTE, le développement de l'autoconsommation (AC) individuelle pourrait représenter environ 10 GW de puissance installée en 2035 ; l'AC (et plus généralement - comme souligné par la CRE - la part croissante de la production décentralisée, des bâtiments à énergie positive et les éco-quartiers) pourrait donc réduire significativement les soutirages sur les réseaux. En complément, l'autoconsommation collective, aujourd'hui à un stade de développement

¹ COM(2020) 299, Alimenter en énergie une économie neutre pour le climat: une stratégie de l'UE pour l'intégration du système énergétique, Commission européenne, 8 juillet 2020

embryonnaire, devrait connaître durant la prochaine décennie, une croissance accentuant cette tendance.

Également, l'introduction de solutions de chauffages hybrides au gaz doit permettre de juguler les surcoûts d'investissement sur les réseaux électriques nécessaires pour palier la pointe en utilisant le gaz naturel (progressivement verdi) en remplacement d'une électricité fortement carbonée lors de ces périodes de pointe.

Ainsi, il est nécessaire d'imaginer la régulation des TURPE dans sa dimension globale en intégrant des dispositifs financiers et tarifaires qui permettent de réduire les investissements les plus lourds dans les réseaux électriques pour des périodes courtes de surcharge. Aussi, ENGIE souhaite que la délibération pour le TURPE 6 consacre les adaptations nécessaires à ces nouvelles réalités, en particulier en incitant les gestionnaires de réseaux à réduire la pointe de demande.

Face à ces défis très importants, les gestionnaires de réseaux devront actionner tous les leviers disponibles afin d'assurer la résilience du système électrique et de nécessaires économies d'énergie.

ENGIE partage pleinement la volonté de la CRE de voir les gestionnaires de réseaux mobiliser les sources de flexibilité nouvelles (stockage, agrégation de flexibilités décentralisées, mobilité électrique). Ces nouveaux leviers qui sont également de nouvelles opportunités pour les consommateurs, permettront d'assurer la résilience du système électrique *« tout en limitant au strict nécessaire les renforcements du réseau. »*, comme le précise la CRE. **Ces flexibilités ont donc un rôle majeur à jouer tant afin de contribuer efficacement à la transition énergétique qu'afin de maîtriser les investissements des gestionnaires dans le renforcement des réseaux.**

ENGIE note que l'appel à des flexibilités est rendu plus attrayant pour l'opérateur de flexibilité lorsqu'il peut négocier de gros volumes d'effacement. Or EDF, compte tenu de sa part de marché, peut mobiliser des volumes très supérieurs à des tiers alternatifs

Pour éviter toute distorsion, ENGIE considère qu'il n'est pas souhaitable que les tarifs réglementés EJP et Tempo dont l'équilibre est assuré puissent concourir aux AO effacement de RTE. Ceux-ci devraient être réservés aux offres de marché.

En outre, pour obtenir le maximum d'efficacité des investissements délégués à des opérateurs tiers au bénéfice des utilisateurs du réseau, ENGIE appelle l'attention de la CRE sur la nécessité de mettre en place un cadre de marché leur permettant de proposer et mobiliser leurs solutions – via la publication de données « statiques », mais aussi « dynamiques ». Dessiner les contours de ce nouveau marché passe également par la réaffirmation des limitations de l'exercice des missions des gestionnaires de réseaux.

Niveau tarifaire

Les opérateurs de réseaux RTE et ENEDIS ont transmis leurs besoins estimés d'investissement nécessaire à l'accélération de la transition énergétique, un montant cumulé qui s'élèverait à plus de 100 milliards d'euros sur 15 ans. Pour faire face à l'ampleur de ces perspectives d'investissement, RTE et ENEDIS ont formulé une demande d'évolution tarifaire annuelle du TURPE s'élevant à 6,25% pour l'un et 4,2% pour l'autre pour la période 2021-2025.

Sur la période, ces hausses demandées se traduiraient sur la facture moyenne d'un consommateur type :

- client particulier tarif base, puissance souscrite de 6 kVA et consommation moyenne de 4 MWh/an, occupant un logement de 30 à 80 m² avec chauffage électrique : une augmentation cumulée de 15,70 euros pour le TURPE HTB à laquelle s'ajoutent 19,80 euros pour le TURPE HTA/BT, soit un montant cumulé de 35,50 euros pour une hausse globale du Turpe 6 de 4,7%.
- client particulier tarif base, puissance souscrite de 12 kVA et consommation moyenne de 10 MWh/an, occupant un logement de plus de 130 m² avec chauffage électrique, ou bien un client professionnel C5 (tarif bleu) avec une puissance souscrite de 12 kVA et une consommation moyenne de 10 MWh/an : une augmentation cumulée de 39,30 euros pour le TURPE HTB à laquelle s'ajoutent 48,50 euros pour le TURPE HTA/BT, soit un montant cumulé de 88,80 euros pour une hausse globale du Turpe 6 de 4,7%.

Ces hausses font peser un risque accru du montant des impayés tant pour le segment des particuliers dont plus de 40% des résidences principales sont aujourd'hui équipées de chauffages électriques que pour celui des clients professionnels dont 100% utilisent aujourd'hui de l'électricité dans leur activité, soit plus de 2 millions d'artisans, commerçants, TPE/TPI (dont 20% travaille dans le secteur hôtellerie/café/restauration déjà très affecté par les mesures de restriction dont ils font l'objet depuis le début de la crise liée à la COVID 19).

Représentant déjà un tiers de la facture, les composantes non énergétiques sont ainsi appelées à continuer de progresser. Pour nombre de consommateurs, réduire le coût de sa facture énergétique est devenu dès lors une priorité. Le consommateur recherche ainsi de plus en plus de solutions lui permettant d'être accompagné pour réduire sa consommation et réaliser davantage d'économies d'énergie. On assiste par ailleurs à une modification progressive du comportement des consommateurs de plus en plus engagés et désireux de s'inscrire dans la transition énergétique en faisant attention à ne pas trop consommer et à ne plus gaspiller. **L'augmentation des tarifs ne devrait donc pas excéder les gains des consommateurs tirés de leurs économies d'énergie sinon**, il s'agirait d'un signal très négatif qui pénaliserait la transition énergétique.

Pour les besoins de la présente consultation publique, la CRE précise qu'elle a retenu une évolution tarifaire lissée. **Aussi, ENGIE insiste sur la nécessité de conserver une telle approche sur toute la période du TURPE 6 ou d'éviter des hausses trop brutales sur les premières années de la période tarifaire.** Il est en effet primordial d'assurer la visibilité nécessaire aux fournisseurs pour leur permettre d'anticiper les hausses tarifaires et de s'adapter aux évolutions du marché en particulier pour les offres à prix fixe. Si une hausse significative des tarifs devait être acceptée, ENGIE souhaite qu'elle soit plus forte en 2ème partie de période tarifaire que sur la 1ère partie.

ENGIE est également favorable au nécessaire équilibre entre les parts fixe et variable des tarifs compte tenu des effets de la structure des tarifs sur les politiques de maîtrise de la consommation et de lutte contre la précarité énergétique. A court terme et sur les 2 premières années, ENGIE est favorable à une augmentation plus forte de la part abonnement plutôt que de la part consommation (€/MWh).

Tel qu'indiqué précédemment, les gestionnaires de réseaux devront s'atteler à maîtriser leurs investissements et privilégier les opportunités offertes par le développement des flexibilités. Outre ces nouveaux services, les gestionnaires de réseaux devraient davantage développer la coordination et les optimisations. Optimisations, à travers l'utilisation des moyens issus du TURPE et ceux pris en charge par les S3REnR. Coordination, entre les investissements réalisés par RTE et ENEDIS. ENGIE estime que ces deux sujets offrent également des leviers d'action pour permettre de maîtriser les investissements dans les réseaux.

Aussi, ENGIE considère que le cadre réglementaire doit s'adapter à une nouvelle réalité marquée par une diversité de solutions permettant d'adapter les réseaux électriques aux nouveaux usages et

installations de production d'électricité. A ce titre, ENGIE souhaite que la CRE mette en place une méthode tarifaire de type « TOTEX », qui incite les gestionnaires de réseaux électriques à choisir la solution la plus économique entre renforcement des réseaux et recours à des services de flexibilité, au bénéfice du pouvoir d'achat des consommateurs. L'acheminement qui constitue le tiers de la facture d'électricité doit, a fortiori dans une période de crise sanitaire et économique durable, être davantage orienté vers la frugalité.

CADRE DE REGULATION TARIFAIRE

Question 2 : Êtes-vous favorable aux grands principes tarifaires envisagés par la CRE pour la période du TURPE6 HTB ?

ENGIE est favorable aux grands principes tarifaires envisagés par la CRE pour la période du TURPE 6 HTB. Le revenu autorisé prévisionnel composé des charges de capital, des charges nettes d'exploitation, des recettes d'interconnexion prévisionnelles ainsi que des effets des comptes de régularisation, et tel que défini dans la consultation, doit en effet couvrir les coûts de RTE dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

Concernant les charges de capital, ENGIE est favorable au maintien des modalités de calcul de la base d'actifs régulés (calculée à partir de la valeur nette comptable des actifs en service, diminuée des subventions d'investissements perçues et des participations reçues de tiers), des modalités de calcul de rémunération des actifs au CMPC, ainsi qu'au maintien du principe de rémunération des IEC au coût de la dette nominale avant impôt.

De manière générale, la régulation tarifaire des infrastructures doit s'attacher à offrir toujours plus de visibilité aux acteurs du marché et à s'assurer de l'optimisation des coûts, notamment au travers d'un couplage performant des systèmes électrique et gazier, au bénéfice du pouvoir d'achat des consommateurs et de la compétitivité des entreprises. Cette orientation s'inscrirait pleinement dans la stratégie de l'UE pour l'intégration du système énergétique², qui prévoit notamment que « *La planification future des réseaux nécessitera une approche plus intégrée et intersectorielle, notamment des secteurs de l'électricité et du gaz* ».

ENGIE adhère aux efforts des gestionnaires de réseaux prévus dans le TURPE afin d'optimiser le cycle de vie des actifs. Pour autant, il nous semble primordial de faire évoluer le cadre de régulation qui régit les investissements de RTE de façon à aller vers une logique de TOTEX. A ce jour, seuls les CAPEX peuvent être intégrés à la base de rémunération des actifs de RTE. Il faut ouvrir cette possibilité à des OPEX pour inciter RTE à choisir la solution la plus économique entre renforcement des réseaux et recours à des services de flexibilité, en rendant leur rémunération indépendante de leur choix.

L'enjeu est de taille car le recours à des OPEX en lieu et place de CAPEX permettrait par exemple de développer des flexibilités chez le client final plutôt que de procéder à des renforcements sur le réseau de transport. **Ces OPEX qui permettraient de contractualiser de la flexibilité pourraient dès lors être intégrés à la base d'actifs régulés** selon des modalités qui sont à préciser. Pour tout investissement

² COM(2020) 299, Alimenter en énergie une économie neutre pour le climat: une stratégie de l'UE pour l'intégration du système énergétique, Commission européenne, 8 juillet 2020

envisagé (hors extension), Il s'agirait de comparer la solution CAPEX à la solution OPEX (recours à flexibilité) et de privilégier la moins chère. Ce cadre réglementaire permettrait :

- **D'optimiser le coût du TURPE ;**
- **De créer un espace économique pour les flexibilités au bénéfice de la transition énergétique dont le consommateur serait de plus en plus acteur.**

Ce type de régulation doit nécessairement être ouvert à la concurrence et donc à des acteurs tiers spécialisés dans l'effacement ou le stockage.

Pour obtenir le maximum d'efficacité des investissements délégués à des opérateurs tiers, au bénéfice des utilisateurs du réseau, plusieurs conditions devront être remplies :

- Mettre en place une transparence sur l'état et la localisation des congestions actuelles et futures du réseau de distribution d'électricité – via la publication de données « statiques »^[1] sur l'état du réseau ;
- Réduire les risques investisseurs en transférant la sécurisation offerte par le cadre réglementaire et sa visibilité aux opérateurs tiers investissant ;
- Mettre en place un cadre de marché permettant aux opérateurs tiers de proposer et mobiliser leurs solutions – via la publication de données « statiques », mais aussi « dynamiques »^[2] ;
- Réaffirmer les contours de l'exercice des missions des gestionnaires de réseaux, pour éviter de biaiser la concurrence sur ces services innovants (sur le stockage, la gestion de l'effacement notamment).

^[1] Actualisées avec une fréquence faible (annuellement par exemple), indiquant la capacité du réseau à passer les pointes

^[2] En temps réel, permettant de déclencher l'activation de la flexibilité

Question 3 : Êtes-vous favorable au maintien de la rémunération des immobilisations en cours au coût de la dette, et non pas au CMPC ?

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE concernant la rémunération des IEC au coût de la dette nominale avant impôt (avec un plancher à l'inflation), ce dispositif est adapté car il compense et incite RTE à mettre en service les ouvrages rapidement.

Question 4 : Êtes-vous favorable au traitement ainsi envisagé des coûts échoués ?

ENGIE est favorable au traitement envisagé par la CRE pour les coûts échoués

Question 5 : Êtes-vous favorable au traitement ainsi envisagé pour les plus-values et les moins-values des actifs cédés ?

ENGIE n'a pas de remarques particulières concernant la proposition de la CRE, ces montants devant être parfaitement identifiés dans les comptes de gestion de la BAR.

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

ENGIE est favorable aux principes de fonctionnement du CRCP et d'évolution annuelle du TURPE 6 HTB.

ENGIE rappelle cependant qu'il est crucial de disposer d'une visibilité suffisante sur le niveau des tarifs et d'éviter toute variation trop brutale de ceux-ci, notamment sur les premières années de la période tarifaire. Aussi une évolution tarifaire lissée sur toute la période du TURPE 6 semble être une bonne approche. Si une hausse significative des tarifs devait être acceptée, ENGIE souhaite qu'elle soit plus forte en 2ème partie de période tarifaire que sur la 1ère partie.

ENGIE considère également que les grilles tarifaires devraient être publiées au moins trois mois avant leur application (au lieu d'un mois pour le TURPE et de deux mois pour l'ATRD, comme actuellement). Une visibilité périodique doit être donnée sur le CRCP et sa trajectoire, au moins 2 fois par an.

Question 7 : Êtes-vous favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE selon les principes exposés ci-dessus pour le TURPE 6 HTB ?

ENGIE est favorable aux propositions de la CRE. S'agissant de l'évolution importante des règles relatives aux services système tension au cours de la période du TURPE 6 HTB envisagée par RTE, ENGIE regrette que ce sujet n'ait pas donné lieu à de travaux depuis 2018 malgré plusieurs relances des producteurs. ENGIE ne comprend donc pas pourquoi la CRE évoque des travaux en cours sur ce sujet, alors que le rapport demandé par la CRE dans la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 septembre 2016 portant orientations sur le système de rémunération des Services Système Tension remis par RTE à l'été 2018 n'a toujours pas été concerté avec les acteurs.

Question 8 : Partagez-vous la position de la CRE selon laquelle la hausse des trajectoires financières relatives à la gestion des actifs est pertinente mais doit être conditionnée à la réalisation des objectifs opérationnels sous-jacents ?

ENGIE est favorable au principe d'articulation des hausses des trajectoires financières du TURPE HTB avec un suivi rapproché d'indicateurs de réalisation au cours de la période tarifaire, afin de concilier les objectifs de soutien à la mise en œuvre de nouvelles solutions de flexibilité et ceux d'efficacité des opérateurs. La mise en œuvre d'une régulation incitative sur ces postes de dépenses doit être réalisée sur un périmètre défini à l'avance de postes et de projets concernés. L'analyse de l'atteinte des objectifs opérationnels doit également prendre en compte les facteurs exogènes susceptibles de perturber la réalisation effective des programmes d'investissements. ENGIE partage l'avis de la CRE concernant l'accélération de la transition énergétique et par voie de conséquence la nécessité de prévoir l'adaptation des réseaux pour accompagner l'accueil des EnR en intégrant les offres de flexibilités efficaces et disponibles portées par les opérateurs de marché.

ENGIE reste soucieuse de la bonne mise en œuvre de ces investissements et souligne le fait que le réseau de transport vieillissant et par voie de conséquent son renouvellement peut faire l'objet d'optimisations. L'idée est d'analyser chaque situation de renouvellement au regard des nouveaux besoins, et ainsi s'obliger à rechercher systématiquement des optimisations pour ces différents investissements (SDDR, S3REnR, RPD...) Cela représente une réelle opportunité pour conjuguer les efforts pris en charge dans le TURPE et par les S3REnR pris en charge par le budget de l'Etat. Cependant, sans incitation à rechercher des optimisations à travers ces deux dispositifs, ENGIE craint que cela ne soit pas possible.

Par ailleurs, ENGIE rappelle que la coordination des investissements entre les gestionnaires de réseaux n'est toujours pas prise en compte, il y a là aussi des optimisations à rechercher.

Question 9 : Êtes-vous favorable aux propositions d'évolutions de la CRE pour l'incitation sur le volume et le prix d'achat des pertes supportées par RTE ?

ENGIE est favorable aux propositions de la CRE pour l'incitation sur le volume et le prix d'achat des pertes supportées par RTE.

Question 10 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de mettre en œuvre une régulation incitative portant sur les coûts de constitution de l'ensemble des réserves d'équilibrage, et à son paramétrage ?

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE d'adopter une régulation incitative portant sur les coûts de constitution de l'ensemble des réserves d'équilibrage. ENGIE approuve la proposition de la CRE d'y

intégrer l'ensemble des motifs d'ajustements SSY (et pas uniquement ceux liées à une réévaluation du besoin RTE), ainsi que le fait de compenser les écarts de coûts de constitution des réserves à hauteur de 80 % via le CRCP.

Question 11 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le cadre de régulation des coûts de congestions nationales et internationales ?

ENGIE remercie la CRE pour la prise en compte des limitations ponctuelles de production dans le calcul des coûts de congestions nationales, afin de rendre pleinement opérationnel le dimensionnement optimal tel que proposé par RTE (SDDR).

ENGIE est favorable aux orientations envisagées par la CRE, en ce qu'elle prévoit une harmonisation du cadre de régulation des coûts de congestions nationales et celui des congestions internationales.

En ce sens, ENGIE souligne qu'il est pertinent de ne pas différencier les congestions nationales et internationales car il n'est pas toujours aisé de séparer les congestions internes et XB (cross-border) des congestions internes pouvant être causées par des flux internationaux trop importants.

ENGIE estime qu'activer un pourcentage d'incitation pour les congestions internationales permettrait d'inciter RTE à agir dans le sens de l'efficacité technico-économique avec les TSO voisins pour la gestion des congestions internationales ou de mettre à disposition du RAO (Remedial Action Optimizer) régional des solutions peu coûteuses telles que les changements de topologie du réseau.

En outre, ENGIE estime que diminuer le pourcentage d'incitation pour les congestions nationales permettrait effectivement un meilleur appel aux gisements de flexibilité.

Néanmoins, ENGIE regrette que la méthodologie de calcul des coûts estimés des congestions ne soit pas davantage détaillée. En conséquence, il est difficile pour les acteurs de juger la pertinence du seuil d'incitation retenu (20%) par la CRE.

Question 12 : Dans le contexte actuel de forte hausse des investissements, êtes-vous favorable à la mise en place de l'incitation envisagée par la CRE à la maîtrise et à la priorisation des dépenses d'investissements pour le TURPE 6 HTB ?

Comme déjà précisé en Q1, ENGIE ne peut être que favorable à des mesures incitant à la frugalité des investissements par une meilleure priorisation des dépenses. Comme évoqué par la CRE en introduction, la hausse du TURPE 6 HTB pourrait s'établir, en borne haute, autour de 5,1 % en moyenne par an.

La période 2013 – 2019 a été marquée par une maîtrise des coûts mais les prévisions pour les années à venir laissent augurer pour les consommateurs et les petits professionnels de fortes hausses qui vont

venir s'additionner à d'autres augmentations sur les briques de coût électron et taxes, entraînant *in fine* une flambée des prix de l'électricité.

Ces augmentations successives sur plusieurs années vont contribuer à faire croître les impayés et réduire les marges des fournisseurs tout en faisant porter un risque en matière d'acceptabilité de la transition énergétique par les consommateurs.

Question 13 : Etes-vous favorable aux évolutions de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets d'investissements proposées par la CRE pour le TURPE 6 HTB ?

ENGIE est favorable aux propositions de la CRE relatives à la régulation incitative à la maîtrise des grands projets d'investissements.

Question 14 : Etes-vous favorable, pour le TURPE 6 HTB, à l'extension de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets d'investissements à des projets plus petits sélectionnés aléatoirement par la CRE ?

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE d'étendre la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets à des plus petits projets, sélectionnés aléatoirement. ENGIE souligne toutefois que le nombre de projets scrutés par la CRE devrait être suffisamment significatif afin d'obtenir une vision représentative de l'ensemble de ces petits projets.

Question 15 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre d'un unique plancher de rémunération appliqué à la somme des trois incitations ?

ENGIE est favorable à la mise en œuvre d'un unique plancher de rémunération appliqué à la somme des trois incitations.

Question 16 : Êtes-vous favorable au mécanisme de régulation incitative des investissements « hors réseaux » proposé par la CRE pour le TURPE 6 HTB ?

De manière générale, ENGIE est favorable à un cadre incitatif plus intégré entre CAPEX et OPEX (voir notamment Q2). ENGIE estime donc que la proposition de la CRE relative au mécanisme de régulation incitative des investissements « *hors réseaux* » adopte la bonne approche et y est donc favorable.

Question 17 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre du cadre de régulation ad hoc proposé par la CRE s'agissant des projets immobiliers des sièges régionaux de Lille et de Marseille ?

ENGIE n'a pas de remarques particulières concernant la proposition de la CRE de mettre en œuvre un cadre de régulation *ad hoc* pour les projets immobiliers des sièges régionaux de RTE de Lille et de Marseille.

Question 18 : Avez-vous des observations à formuler sur les indicateurs de suivi envisagés par la CRE pour la période du TURPE 6 HTB ?

ENGIE est favorable aux indicateurs de suivi envisagés par la CRE.

La CRE a noté que RTE n'était pas en mesure, à ce stade, de proposer un indicateur fondé sur les simulations en N-k du fait de l'ampleur des bases de données à manipuler. ENGIE souhaite que le GRT poursuive la recherche d'un tel indicateur.

Question 19 : Etes-vous favorable aux évolutions du dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagées par la CRE pour le TURPE 6 HTB ?

ENGIE est favorable aux évolutions du dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagées par la CRE.

Question 20 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le cadre de régulation de la qualité d'alimentation ?

ENGIE n'a pas de remarques particulières concernant les orientations envisagées par la CRE pour le cadre de régulation de la qualité d'alimentation.

Question 21 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant les coupures longues sur le RPD issues du RPT ?

ENGIE est favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant les coupures longues sur le RPD issues du RPT.

Question 22 : Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de la R&D envisagé par la CRE pour le TURPE 6 HTB ?

ENGIE salue la réponse favorable de la CRE à la demande de consultation des acteurs de marché, en début de période tarifaire, sur les grands thèmes de recherche. Toutefois, cette consultation doit être menée par la CRE et non par les opérateurs de réseau afin d'assurer sa transparence. La validation des thèmes de R&D devrait être assurée par la CRE, après cette consultation.

ENGIE rappelle que les programmes de R&D doivent être menés par RTE avec le souci de la plus grande transparence. Cette attention particulière est d'autant plus nécessaire que le couplage accru des systèmes électrique et gazier au plan européen accroît le risque que certains projets de R&D dans les infrastructures soient placés en concurrence intersectorielle. ENGIE sera particulièrement vigilante aux projets relatifs à l'hydrogène.

L'effort de R&D mené par RTE doit notamment permettre de stimuler le marché des nouveaux services (par exemple les flexibilités) au bénéfice de tous les acteurs, sans discrimination et de manière équitable. ENGIE considère donc que les apports des programmes de R&D financés par le TURPE doivent être partagés avec tous les acteurs du secteur, dès lors qu'ils permettent d'ouvrir de nouvelles opportunités de marché, au bénéfice des consommateurs et des réseaux électriques.

Question 23 : Êtes-vous favorable aux propositions d'évolution formulées par la CRE sur le dispositif du guichet « Smart grids » afin de lui donner plus de souplesse et d'efficacité ?

ENGIE n'a pas de remarques particulières concernant les propositions d'évolution formulées par la CRE sur le dispositif du guichet « *Smart grids* ».

Question 24 : Dans le cadre du traitement prioritaire du sujet des données, êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'un cadre de régulation pour la publication de données prioritaires ? D'autres données devraient-elles figurer dans cette liste de données prioritaires pour lesquelles la CRE propose de suivre le délai de publication ?

ENGIE est favorable aux orientations envisagées par la CRE pour la mise en place d'un cadre réglementaire pour la publication des données prioritaires.

Compte tenu des évolutions rapides de la digitalisation et la sophistication des offres des fournisseurs, notamment le développement des offres à tarification dynamique, ENGIE souligne qu'il conviendra de s'assurer que RTE puisse mettre à disposition des fournisseurs une donnée à jour permettant d'alerter les clients sur les tarifs horaires ou semi-horaires 24 heures avant. Cette donnée devra être fiable et partagée dans un souci d'accessibilité équitable au marché.

ENGIE estime que les données d'import-export devraient figurer dans la liste des données prioritaires.

Question 25 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'une régulation incitative à la réalisation d'actions prioritaires ? Avez-vous des remarques sur la liste des actions prioritaires identifiées à ce stade ?

ENGIE est favorable à la mise en œuvre d'une régulation incitative à la réalisation des actions prioritaires mentionnées, en insistant sur la nécessité d'englober l'ensemble des différents types de congestion et souhaite rappeler les remarques formulées lors de la consultation publique n°2019-018 du 17 octobre 2019 à la Question 34 (*pour rappel de la question 34: "Ces actions des gestionnaires de réseaux vous semblent-elles prioritaires ? Quelles modalités de détermination des sujets devant faire l'objet d'une incitation financière vous semble-t-il nécessaire de mettre en œuvre ?"*).

NIVEAU TARIFAIRE

Question 26 : Avez-vous des remarques concernant le niveau prévisionnel des charges liées à l'exploitation du système électrique de RTE ?

ENGIE souhaite rappeler le besoin de transparence et de visibilité des fournisseurs concernant le niveau prévisionnel des charges liées à l'exploitation du système électrique de RTE. Pour les besoins de la présente consultation publique, la CRE précise qu'elle a retenu une évolution tarifaire lissée. Aussi, ENGIE insiste sur la nécessité de conserver une telle approche sur toute la période du TURPE 6 ou d'éviter des hausses trop brutales sur les premières années de la période tarifaire. Il est en effet primordial d'assurer la visibilité nécessaire aux fournisseurs pour leur permettre d'anticiper les hausses tarifaires et s'adapter aux évolutions du marché en particulier pour les offres à prix fixe.

ENGIE se félicite toutefois de la démarche retenue par la CRE et des arbitrages qu'elle a réalisés. ENGIE partage également l'avis de la CRE, selon lequel, la régulation incitative des charges nettes d'exploitation doit inciter RTE à améliorer son efficacité sur la période tarifaire, afin que les utilisateurs des réseaux bénéficient dans la durée des gains de productivité réalisés par l'opérateur.

ENGIE est en phase avec les conclusions que le CRE tire de la crise actuelle de la COVID 19 et de ses conséquences économiques pour procéder au cours du 1er trimestre 2021 à un réexamen des prévisions de consommation et, le cas échéant, à un réajustement des trajectoires d'investissements et de coûts d'exploitation. ENGIE souhaite que les acteurs du marché de l'électricité soient associés à ce travail.

Question 27 : Avez-vous des remarques concernant le niveau prévisionnel des charges nettes d'exploitation (hors charges liées à l'exploitation du système électrique) de RTE ?

Comme pour les charges liées à l'exploitation du système électrique, ENGIE souhaite rappeler le besoin de transparence et de visibilité des fournisseurs pour leur permettre d'anticiper les hausses tarifaires. Il est en effet primordial d'assurer la visibilité nécessaire aux fournisseurs pour leur permettre d'anticiper les hausses tarifaires et s'adapter aux évolutions du marché en particulier pour les offres à prix fixe.

Comme indiqué en réponse à la question n°8, ENGIE est favorable à la mise en œuvre d'un dispositif de régulation qui permette d'articuler la hausse des OPEX proposée dans le tarif avec la réalisation effective de la politique ambitieuse de gestion des actifs qui la sous-tend, à condition que ce dispositif porte sur un périmètre de postes et projets définis. Par ailleurs, ENGIE considère que le recours à des indicateurs de performance plus globaux est une piste intéressante pour laquelle il convient toutefois de s'assurer qu'elle ne produit pas d'effets de biais décisionnels à moyen terme

ENGIE accueille favorablement les conclusions de l'audit et les principaux ajustements préconisés sur les postes Gestion des actifs, Système d'information, Charges de personnel et Impôts et taxes et de sa recommandation d'un ajustement supplémentaire visant à retrouver en 2024 le niveau d'efficience mesuré en 2019 au travers des indicateurs considérés (« CNE à périmètre d'activité constant par kilomètre de lignes » et « CNE à périmètre d'activité constant par nombre de transformateurs »).

Question 28 : Avez-vous des observations à formuler quant à la trajectoire de recettes d'interconnexion que la CRE envisage de retenir pour le TURPE 6 HTB ?

ENGIE souhaite plus d'éclaircissements et de précisions quant aux hypothèses adoptées et à la justification de cette trajectoire décroissante des coûts.

Des éléments tels que la prise en compte des minRAM 70%, des futures enchères pan-européennes en infra-journalier mais aussi des évolutions des revenus des MRC ont un impact important sur cette trajectoire de coûts.

Question 29 : Avez-vous des remarques concernant le niveau du CMPC pour la période du TURPE 6 HTB et notamment la prise en compte de la baisse des taux d'intérêts sur les marchés et la baisse du taux d'imposition sur les sociétés ?

ENGIE partage la prise en compte de la baisse des taux d'intérêts sur les marchés et la baisse du taux d'imposition sur les sociétés dans le calcul du CMPC. ENGIE fait remarquer que la baisse des taux d'intérêts sur les marchés pourrait conduire dans la méthodologie de la CRE à un taux sans risque réel négatif ce qui n'est pas souhaitable. ENGIE est favorable à l'introduction d'un plancher du taux sans risque réel à zéro afin de préserver les investissements.

ENGIE partage également l'analyse du consultant de la CRE sur le taux de retour total de marché réel stable dans le temps, avec une évolution cohérente de la prime de risque de marché et du taux sans risque.

ENGIE s'interroge sur les raisons d'exclure les données post-COVID de la période de référence pour l'analyse des bêtas. En effet, les crises sont de plus en plus rapprochées et devraient donc être prises en compte et non écartées.

Question 30 : Êtes-vous favorable à la hausse majeure de la trajectoire d'investissements envisagée, qui passent de moins de 1,5 Md€/an entre 2017 et 2019 à près de 2,2 Md€/an sur la période du TURPE 6 HTB, qui aboutit à une évolution prévisionnelle de la base d'actifs régulés de +23 % entre le 1er janvier 2020 et le 1er janvier 2025 ?

ENGIE est plutôt favorable à la hausse de la trajectoire d'investissements envisagée pour la période du TURPE 6. Pour autant, ENGIE rappelle la nécessité de maîtriser les investissements, notamment en adoptant une démarche dite TOTEX (voir Q2).

En outre, ENGIE estime que le dimensionnement des investissements nécessaires à la gestion de la pointe électrique doit impérativement prendre en compte les possibilités offertes par les réseaux de gaz pour alléger le réseau électrique.

Question 31 : Avez-vous des remarques concernant les ajustements envisagés sur la trajectoire d'investissements « hors réseaux » ?

ENGIE n'a pas de remarques particulières sur la trajectoire d'investissements "hors réseaux", bien qu'ENGIE regrette de n'avoir pas assez d'éléments pour apprécier les investissements et les dépenses de fonctionnement SI.

Question 32 : Avez-vous des remarques sur les trajectoires envisagées par la CRE concernant les quantités d'énergie transportées pour la période du TURPE 6 HTB ?

ENGIE est d'accord avec les trajectoires envisagées concernant les quantités d'énergie transportées. Une attention particulière devra néanmoins être portée à l'évolution de la pointe électrique suite aux décisions prises pour la Réglementation Environnementale 2020 ainsi qu'aux impacts de la crise sanitaire.

Question 33 : Avez-vous des remarques relatives à l'évolution tarifaire envisagée du TURPE 6 HTB ?

Comme exposé à plusieurs reprises dans la consultation et notamment en Q1, il nous paraît essentiel que la CRE apporte une attention particulière aux trajectoires d'investissements et de charges d'exploitation envisagées par RTE afin de limiter des hausses de tarifs difficilement acceptables pour de nombreux consommateurs.

L'évolution tarifaire demandée par RTE, à 6.25% lissée sur 4 ans, tout comme la borne haute à 5.1% envisagée par la CRE, nous semblent donc difficilement concevables tant ces trajectoires sont éloignées des prévisions d'ENGIE, y compris dans ses scénarios les plus pessimistes. Il paraît d'ailleurs fort peu crédible que les fournisseurs d'électricité aient envisagé de telles hausses dans le *pricing* de leurs offres de commercialisation.

Enfin, l'hypothèse d'évolution moyenne d'inflation mentionnées par RTE dans sa demande d'évolution tarifaire (+1,6 % par an) semble assez largement surévaluée lorsqu'on regarde les dernières prévisions de la Banque de France (+0,5% pour 2020, 0,6% pour 2021 et 1,0% pour 2022), et contribue à gonfler artificiellement les hausses demandées par RTE.

ENGIE rappelle également la nécessité d'une évolution tarifaire lissée ou la plus limitée possible sur les premières années de la période tarifaire pour garantir la meilleure visibilité possible aux fournisseurs. Si une hausse significative des tarifs devait être acceptée, ENGIE souhaite qu'elle soit plus forte en 2ème partie de période tarifaire que sur la 1ère partie. Un juste équilibre entre les parts fixe et variable des tarifs apparaît également comme un élément essentiel à prendre en compte dans l'évolution tarifaire envisagée du TURPE 6 HTB. A court terme et sur les 2 premières années, ENGIE est favorable à une augmentation plus forte de la part abonnement plutôt que de la part consommation (€/MWh).

STRUCTURE TARIFAIRE

Question 34 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir la forme générale des grilles tarifaires ?

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE de maintenir la forme générale des grilles tarifaires.

En particulier, ENGIE adhère au souci de la CRE de s'attacher à tenir compte "*des bénéfices que l'autoproduction apporte aux réseaux*". Néanmoins, ENGIE s'interroge sur la prise en compte effective de l'autoconsommation dans cette consultation TURPE 6 HTB. En effet, ENGIE souligne que l'autoconsommation collective peut également intéresser des consommateurs reliés au réseau HTB et pas seulement ceux reliés aux réseaux de distribution (voir article L 315-2 du code de l'énergie). ENGIE souhaite donc que les prochain TURPE 6 prenne en compte l'autoconsommation collective, en HTB comme en HTA-BT.

Question 35 : Etes-vous favorable aux propositions de la CRE sur la hausse de la composante de gestion pour les domaines de tension HTB ?

ENGIE n'a pas de remarques particulières concernant les propositions de la CRE sur la hausse de la composante de gestion pour les domaines de tension HTB.

Question 36 : Etes-vous favorable aux propositions de la CRE sur la stabilité de la composante de comptage pour les domaines de tension HTB ?

ENGIE n'a pas de remarques particulières concernant les propositions de la CRE sur la stabilité de la composante de comptage pour les domaines de tension HTB.

Question 37 : Etes-vous favorable aux grilles tarifaires envisagées pour les domaines de tension HTB ?

ENGIE est favorable aux grilles tarifaires envisagées par la CRE pour les domaines de tension HTB.

Question 38 : Etes-vous favorable au maintien à 0,04 du coefficient des dépassements pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1 ?

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE de maintenir un coefficient des dépassements à 0.04 pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1.

Question 39 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE s'agissant de la facturation de l'énergie réactive pour les consommateurs industriels ?

ENGIE fait le lien entre les éléments présentés par la CRE à la question N°7, où elle confirme l'inclusion automatique des charges de gestion de la tension au périmètre du CRCP, et les incitations tarifaires introduites pour les périodes de tension hautes en été. En effet, les producteurs EnR essentiellement raccordés ont des capacités de réglage de la tension qui, si elles étaient utilisées, pourraient rendre de précieux services (capacités installées et utilisables en fonctionnement ou à l'arrêt), en évitant aux gestionnaires de réseaux de mettre en place des équipements sur leurs réseaux.

Pour cela ENGIE rappelle la nécessité de réactiver le GT Tension pour évaluer les solutions les plus pertinentes pour la collectivité.

Question 40 : Etes-vous favorable à l'évolution envisagée par la CRE du terme d'injection en HTB 3 et 2 ?

La CRE envisage de rehausser à nouveau le tarif d'injection (à 0,23 €/MWh injecté, au lieu de 0,20 €/MWh en TURPE 5 et 0,19 €/MWh en TURPE 4) pour les producteurs raccordés aux réseaux des domaines de tension HTB 2 et HTB 3. Cette hausse induit un surcout non négligeable de l'ordre de plusieurs centaines de k€/an pour les CCG France d'ENGIE.

Si la CRE maintient son intérêt pour une tarification différenciée nodale post TURPE 6, ENGIE juge ne pas disposer d'assez d'éléments à ce stade justifiant le fait que l'augmentation des pertes générées par l'électricité exportée ainsi que l'augmentation des pertes facturées au titre de l'ITC soient allouées dans le TURPE 6 à tarif unique, sans différenciation, entre les producteurs du domaine de tension HTB 2 et ceux sur le réseau HTB 3.