

Consultation CRE

N°2024-16

Consultation publique du 11 octobre 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 7 HTA-BT)

Réponse ENGIE

ENGIE remercie la CRE pour avoir conduit le processus de concertation de façon anticipée et progressive et salue la tenue des ateliers qui ont permis une meilleure appropriation et un large partage autour des sujets majeurs. Nous rappelons ci-après nos priorités avant de les redévelopper dans le corps de la consultation.

Cette réponse concernant le volet TURPE HTA-BT est complémentaire à celle produite par ENGIE sur le volet TURPE HTB.

==ooOoo==

ENGIE accueille favorablement l'orientation de la CRE visant à adapter progressivement le cadre réglementaire du TURPE, notamment la flexibilité de la consommation. Cette évolution répond à une nouvelle réalité du système électrique, caractérisée par une diversité de solutions permettant d'intégrer de nouveaux usages et installations de production d'électricité sur les réseaux. ENGIE estime qu'il est crucial de promouvoir un TURPE qui soutienne la flexibilité pour tous les consommateurs, en particulier ceux ayant choisi une offre de marché, afin de stimuler l'innovation dans les offres des fournisseurs.

ENGIE n'est pas favorable à la proposition de la CRE d'anticiper le mouvement des termes tarifaires dès février 2025. Cela va ajouter de la confusion sur deux processus qui sont normalement strictement distincts (ce que traduit la séparation de calendrier) : celui d'actualisation du TURPE pour couvrir les coûts des infrastructures et celui de mise à jour du TRVE directement lié aux évolutions de prix de marché. De plus, après l'épisode de novembre, cela entraînerait des augmentations successives pour les clients en offres de marché à prix fixe, créant une différence de traitement et des pertes financières pour les fournisseurs alternatifs proposant de telles offres. Au surplus, ENGIE souligne que très récemment, dans son rapport de novembre 2024 sur les TRVE, l'ADLC a analysé négativement de telles initiatives. Cette dernière précise bien (163 p.46) que « ces interventions menées pour protéger les consommateurs aux TRV réduisent, ce faisant, la compétitivité relative des offres de marché, en contradiction avec les principes présidant à la construction des TRV. L'image abusive d'un TRV protecteur en est renforcée, au profit de l'idée d'un patronage du ministre de l'Economie sur les consommateurs aux TRV. »

A contrario, il nous paraîtrait opportun de mettre à profit la conjoncture baissière des marchés électriques pour que la CRE révise la méthodologie de construction des TRVE pour les rendre répliquables tout en maintenant leur stabilité. Par conséquent, ENGIE insiste sur la nécessité de maintenir le calendrier initial d'évolution des coûts d'infrastructure et, pour garantir une concurrence tarifaire effective, de procéder au nécessaire réajustement de certaines briques

de coûts du TRVE (coûts commerciaux et briques de risque). ENGIE a détaillé ses propositions en la matière dans le cadre de la consultation récente de la CRE dédiée aux TRVE (CP n°2024-10).

Le marché de l'électricité est appelé à connaître une hausse de la consommation sur certaines heures et à l'inverse une forte baisse sur d'autres heures (notamment les heures solaires). Cela nécessitera une adaptation du réseau et l'utilisation de nouvelles sources de flexibilité, pour optimiser les coûts de cette transition vers l'électricité. La valorisation explicite des capacités de flexibilité, le signal-prix de l'énergie, notamment dans le cadre d'offres de fourniture à prix dynamiques, ou encore la structure tarifaire du TURPE en feront partie.

A ce titre, ENGIE soutient les propositions de la CRE visant à déplacer les régimes d'heures creuses du TURPE pour les rendre davantage cohérents avec les tensions structurelles constatées sur le réseau électrique. Dès lors que les clients seront en capacité de s'approprier ces incitations, en adaptant durablement leur comportement de consommation, ces évolutions devraient permettre de réduire les tensions sur le réseau électrique et de limiter l'apparition d'heures négatives. Ces évolutions permettront par ailleurs d'optimiser l'utilisation des ressources renouvelables, en incitant les consommateurs à consommer de l'électricité pendant les périodes où la production a tendance à excéder la demande.

Cependant, pour garantir une mise en œuvre concrète et bénéfique à tous les acteurs de la modification de la structure tarifaire, ENGIE recommande plusieurs mesures préalables à une adoption généralisée :

- La modélisation par ENEDIS des impacts sur les profils de consommation et la mise à disposition des résultats correspondants ;
- L'entrée dans le dispositif avec un volume réduit de clients représentatifs afin d'observer les comportements pour minimiser perturbations et risques de réclamations massives ;
- Un phasage de la mise en œuvre pour garantir une généralisation réussie. En premier lieu, un délai minimal de six mois est nécessaire pour coordonner les solutions et systèmes, entre les GRD et les fournisseurs. Cette période permettrait d'identifier et d'implémenter les prérequis pour les SI et l'information pour les clients. Cette phase pourrait ensuite être suivie d'un déploiement en conditions réelles mais sur un échantillon limité de chaque portefeuille fournisseur, sur une année complète d'observation mois d'été et d'hiver ;
- Une prise en compte des investissements nécessaires dans la composante de rémunération fournisseur.

Par ailleurs, pour s'adapter aux évolutions du système électrique, il est crucial de développer des offres de fourniture adaptées, basées sur des données de consommation complètes. Ces données sont une condition nécessaire au déploiement d'offres dynamiques. Elles permettent d'adresser aux clients, qui peuvent y être sensibles, des signaux-prix représentatifs des contraintes conjoncturelles du système, au plus proche du réel. Elles permettent ainsi aux clients d'utiliser l'électricité aux moments où elle est la moins chère et souvent, la moins carbonée, contribuant à la résilience du système électrique tout en offrant des opportunités d'optimisation de la dépense énergétique. Elles permettent également de proposer des

services de flexibilité, renforçant la confiance des consommateurs et encourageant leur adoption. Il est donc essentiel d'obtenir des courbes de charge de très bonne qualité, complétées par des règles transparentes et faisant foi là où des lacunes subsisteront, et réconciliées avec les index des compteurs pour facturer correctement.

ENGIE est en accord avec la proposition de la CRE sur les indicateurs à suivre pour mesurer la qualité des prestations rendues et inciter à ce que cette dernière soit maximisée. Nous insistons plus particulièrement sur les réclamations pour lesquelles nous recommandons d'appliquer un malus aux modalités de rémunérations des distributeurs pour les inciter à prendre des actions correctives rapides et durables.

Concernant Linky, ENGIE soutient les incitations de la CRE mais souligne l'importance de surveiller le taux de coupures physiques effectivement réalisées, pour éviter les impayés qui sont à l'origine des irrécouvrables ainsi que les fraudes qui pénalisent les fournisseurs, les distributeurs, et, in fine, tous les consommateurs.

ENGIE souhaite également conforter les orientations proposées par la CRE concernant les raccordements EnR et les travaux réseaux (S3REnR/SDDR...) en soutenant les incitations au sujet des travaux postes source. En effet, ENGIE considère que les objectifs doivent être ambitieux et qu'il convient d'encourager le fait d'atteindre voire de dépasser la trajectoire correspondante. Avoir de l'avance sur une partie des travaux à réaliser, c'est l'assurance de ne pas freiner la transition énergétique, un éventuel retard remettrait en cause inévitablement les objectifs nationaux.

Enfin, ENGIE demande une accélération du calendrier de mise à jour et d'amélioration de CAPAréseau (dynamique, complétude, etc....), élément essentiel à la réussite de la transition. Nous devons collectivement connaître précisément l'avancement des travaux réseaux pour assurer une pleine efficacité des efforts réalisés par les gestionnaires de réseau pour être au rendez-vous.

Cadre de régulation tarifaire

Question 1 Quels enjeux vous semblent les plus prioritaires pour la régulation incitative d'Enedis pour le TURPE 7 HTA-BT ?

ENGIE soutient pleinement la CRE dans son initiative visant à inciter les gestionnaires de réseaux à promouvoir la flexibilité du système électrique, tant en amont qu'en aval et identifie plusieurs enjeux prioritaires pour la régulation incitative d'Enedis :

- **Qualité et complétude des données :** pour développer des offres de fourniture adaptées aux évolutions du système électrique, des courbes de charge qualitatives, complétées par des règles officielles et réconciliées avec les index des compteurs, sont nécessaires pour facturer correctement et pour garantir la transparence vis-à-vis des clients. Cela permet d'offrir des services flexibles et personnalisés, tout en garantissant la transparence et la conformité réglementaire. Une gestion précise et complète des données est donc fondamentale pour répondre aux besoins des clients et soutenir l'innovation dans le secteur énergétique.
- **Gestion des réclamations :** ENGIE souligne également l'importance d'atteindre le niveau de qualité de service attendu, en particulier en ce qui concerne la gestion des réclamations. La qualité des réponses apportées aux réclamations des clients constitue un pilier fondamental de la mission du distributeur. Dans ce contexte, ENGIE recommande l'instauration d'un malus pour inciter à la mise en œuvre d'actions rapides et durables, visant à atteindre les objectifs fixés.
- **Continuer à suivre les prestations d'intervention sur site (notamment les coupures physiques) :** concernant le renforcement des incitations pour la performance de la chaîne communicante Linky, ENGIE soutient les propositions de la CRE mais souhaite attirer l'attention sur le fait qu'il est essentiel de surveiller les prestations d'intervention sur site comme les coupures physiques. En effet, la réduction de puissance par Linky aide à dissuader les fraudes, mais pour les clients en comptage classique ou avec des Linky non-télé-opérables, les coupures physiques restent indispensables pour récupérer les paiements en retard. Sans ces coupures, les impayés risquent de devenir irrécouvrables, impactant ainsi les fournisseurs, distributeurs, et, in fine, tous les consommateurs.
- **Continuer à améliorer les délais de raccordement :** en ce qui concerne les raccordements, ENGIE considère que l'amélioration des délais de raccordement pour les producteurs HTA doit être une priorité dans le cadre du prochain TURPE. Par ailleurs, la transparence et l'accès aux données essentielles pour les producteurs sont également jugés prioritaires. Un accès régulier et complet à ces données permettrait de réduire la sollicitation des équipes d'ENEDIS. Il est donc demandé de rendre les données CAPAréseau plus réactives et complètes. Ces données cartographiées doivent être dynamiques et inclure l'ensemble des travaux du S3REnR (avancement prévisionnel/réalisé, dates de mise en service, etc.), tout en garantissant des mises à jour régulières et adaptées aux enjeux actuels.

Question 2 Partagez-vous le bilan du cadre de régulation du TURPE 6 et les principales évolutions envisagées par la CRE pour le TURPE 7 HTA-BT ?

ENGIE ne souhaite pas remettre en cause les grands principes de régulation incitative et de CRCP, elle partage avec la CRE les points d'attention que constituent les délais de raccordement et les travaux S3RENr ainsi que la performance de la chaîne de transmission des données de comptage.

➤ Les grands principes tarifaires (cf. p.20)

Question 3 Considérez-vous, comme la CRE, qu'une durée de la période tarifaire de quatre ans est adaptée pour le TURPE 7 ?

ENGIE est favorable au maintien à 4 ans de la durée d'une période tarifaire, de façon analogue à ce qui est pratiqué sur l'ensemble des infrastructures régulées (gaz et électricité), ainsi qu'à la clause de rendez-vous éventuelle à mi-parcours.

En effet une telle durée apporte de la visibilité aux fournisseurs sur l'évolution des tarifs d'infrastructures pour la construction de leurs offres et prix associés.

La durée de 4 ans donne également aux opérateurs le temps nécessaire pour engager des efforts de productivité pour prendre en compte les conséquences des changements significatifs intervenant en cours de période tarifaire.

Cette période sera nécessaire pour faire face aux principaux enjeux du TURPE 7 qui sont très conséquents (notamment par rapport à ceux du TURPE 6 HTA-BT) :

- Progression de l'électrification et développement des EnR ;
- Promotion de la flexibilité ;
- Changement des plages horaires avec la mise en place d'heures creuses l'après-midi en été...

A noter que les opérateurs et particulièrement RTE doivent également pouvoir s'appuyer sur des signaux orientant le développement de l'infrastructure au-delà de l'horizon de la période tarifaire.

Question 4 Êtes-vous favorable à une évolution exceptionnelle du TURPE 6 au 1^{er} février 2025 pour apurer de manière anticipée le CRCP d'Enedis constaté au 31 décembre 2023 ?

ENGIE est défavorable à une évolution exceptionnelle du TURPE 6 au 1^{er} février 2025 pour les raisons suivantes :

- Si on retient une hausse exceptionnelle au 1^{er} février, les clients en offre de marché non indexée sur le TRVE (offre "prix fixe") connaîtront deux hausses successives, qui introduiront une différence de traitement avec le TRVE, différence de traitement amplifiée par la communication gouvernementale très favorable au TRVE.
- Certaines de nos offres de marché sont "des offres à prix fixes tout compris". Toute anticipation du calendrier normal d'évolution des coûts d'infrastructure (évolution habituelle au 1^{er} août) entraîne des pertes financières importantes pour les fournisseurs proposant ce type d'offre. Une telle instabilité réglementaire incite ces fournisseurs à réduire fortement l'attractivité de telles offres pourtant plébiscitées par nombre de clients.
- Dans un contexte où le gouvernement affiche l'objectif d'une baisse de 9% du TRVE TTC au 1^{er} février, un tel mouvement sur le TURPE condamne toute possibilité de révision à la hausse des autres briques de coûts du TRVE à cette même date. La conjoncture de baisse de la composante approvisionnement constitue pourtant l'occasion idéale pour effectuer une telle révision indispensable pour rendre ces TRV répliquables.

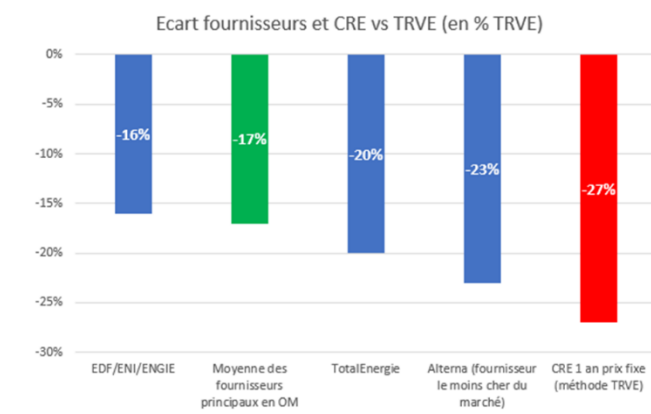
En effet, en 2024, le Turpe a évolué à la hausse le 1^{er} novembre pour les clients en offre de marché et évoluera seulement le 1^{er} février 2025 pour les clients au TRVE. Dans le même temps, les pouvoirs publics ont annoncé une baisse de 9% du TRVE.

En ne s'adressant qu'aux seuls consommateurs au TRVE, le report du 1^{er} novembre 2024 au 1^{er} février 2025 a déjà créé une inégalité de traitement entre les consommateurs en offres de marché (OM) et ceux au TRVE, se traduisant par une forme de protection différenciée. Il est absolument crucial pour les fournisseurs alternatifs que les méthodes environnant les tarifs réglementés ou en offre de marché soient conformes à l'exigence de concurrence tarifaire effective fixée par le législateur sur l'ensemble des briques de coûts. ENGIE confirme que de telles dispositions visant à privilégier les TRVE constituent un obstacle majeur au développement d'une concurrence effective sur le marché de détail de l'électricité, au détriment des consommateurs et des fournisseurs alternatifs.

La non-application du calendrier de répercussion de l'évolution du TURPE dans le TRVE entraîne une stabilité artificielle de celui-ci, ce qui désavantage les offres de marché. Un second mouvement exceptionnel du TURPE renforcerait encore cette instabilité régulatoire. Il ne permettrait pas de traiter dès le 1^{er} février 2025 le sous-dimensionnement chronique des briques de risques et de coûts du TRVE, qui ont été documentées de façon détaillée dans la réponse apportée par ENGIE à la consultation récente sur les TRVE (CP n°2024-10). La conjoncture baissière des marchés électriques (et donc la baisse de la partie HTT du TRV-E au 1^{er} février prochain), constitue en effet une opportunité unique pour procéder à ce rééquilibrage qui est essentiel pour assurer la répliquabilité du TRVE. Ne pas agir sur ce sujet ne viendrait que renforcer les doutes exprimés sur ce sujet par l'ADLC dans son rapport récent publié le 19 novembre 2024.

Attendre l'inscription à horizon 2026 pour une modification des briques de risques et de coûts du TRVE ne nous paraît pas acceptable, dans la mesure où la plupart des briques évoquées (coûts commerciaux, CEE, risque d'espérance...) ne dépendent pas de la fin de l'ARENH au 31 déc. 2025, et alors même que le déficit de concurrence sur le marché français est souligné dans les récents rapports de l'ADLC et la CRE sur le sujet.

Pour illustrer ce sujet, nous avons appliqué la méthode de pricing de la CRE aux prix actuels afin de comparer une estimation de tarif « CRE 1 an prix fixe » par rapport aux TRVE, comme pour les tarifs des fournisseurs alternatifs. Cela donne le graphique suivant, sur la base des prix du MNE d'octobre 2024 :



Le graphique montre très clairement que le tarif « CRE 1 an prix fixe » est le mieux disant, bien plus agressif que le plus compétitif des fournisseurs alternatifs :

- Le tarif CRE 1 an prix fixe est 4% moins cher que le fournisseur le plus compétitif du marché (qui est en octobre 2024 Alterna et dont la part de marché est très faible) ;
- Le tarif CRE 1 an prix fixe est 7% moins cher que le fournisseur le moins cher parmi les fournisseurs importants (TE) ;
- Le tarif CRE 1 an prix fixe est 10% moins cher que la moyenne des fournisseurs alternatifs importants (EDF, ENI, TE, ENGIE).

Enfin, l'apurement anticipé du CRCP aurait des conséquences sur les optimisations tarifaires d'acheminement pour le marché d'affaires. De manière générale, les optimisations tarifaires à l'approche de l'entrée en vigueur d'une nouvelle période tarifaire du TURPE apparaissent peu pertinentes car elles nécessitent d'être réinterrogées à l'aune des nouveaux tarifs. La proposition de la CRE d'un apurement anticipé du CRPC au 1er février 2025 entraînerait des évolutions disjointes, mais dans un temps rapproché, du niveau et de la structure tarifaire du TURPE, source d'instabilité tarifaire prolongée. Cette instabilité tarifaire prolongée désinciterait les fournisseurs à la réalisation à date d'optimisations tarifaires, dont la pertinence devra être réinterrogée une fois que les évolutions significatives de la structure et du niveau tarifaires liées au TURPE 7 seront entrées en vigueur.

Or, l'optimisation des options tarifaires d'acheminement souscrites constitue un besoin important pour les clients. Pour certains, notamment les acheteurs publics, ces optimisations peuvent relever d'une obligation contractuelle. L'enjeu est d'autant plus important pour les clients qui ont été concernés par la généralisation des formules tarifaires d'acheminement (FTA) à 4 postes horosaisonnalisés : la pertinence de l'option choisie lors de la bascule de leurs FTA en 4 postes méritant d'être réinterrogée.

Question 5 Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires de la CRE sur la construction du revenu autorisé d'Enedis ?

ENGIE est favorable aux orientations de la CRE (cf réponses aux questions suivantes).

Question 6 Êtes-vous favorable à un changement de méthode pour la fixation du taux sans risque afin de mieux refléter l'évolution des conditions économiques de court terme ?

Par cohérence avec la solution qui a été introduite pour les tarifs d'utilisation des infrastructures de transport, distribution et de stockage de gaz, ENGIE juge opportun d'introduire une part de taux court terme pour établir le(s) nouveau(x) CMPC des opérateurs de réseaux d'électricité afin que celui-ci reflète mieux les conditions de financement actuelles des opérateurs. ENGIE considère qu'un taux unique pondéré (qui s'appliquerait aux nouveaux actifs comme au stock de BAR) est plus approprié qu'un double taux. En effet, quand les opérateurs se refinancent, ils le font pour leur activité au global et ne flèchent pas leur financement sur des actifs en particulier.

ENGIE est ainsi favorable à l'introduction d'une part de taux de court terme dans le calcul du CMPC et à un taux unique pondéré.

Question 7 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE de mettre fin à la régulation incitative des coûts unitaires pour le projet Linky en 2025 ?

Le déploiement massif des compteurs communicants étant achevé, ENGIE soutient la proposition de la CRE de mettre un terme à la régulation des coûts unitaires d'investissement du projet Linky à partir du TURPE 7. Pour ENGIE, cette incitation n'avait pas vocation à être pérenne et les efforts doivent désormais se concentrer sur la complétude des courbes de charge, permettant ainsi de disposer de données précises sur la consommation d'énergie des clients, garantissant une facturation ajustée à leur consommation réelle, et de répondre aux exigences de la directive européenne 2019/944 en proposant des offres dynamiques et personnalisées.

Question 8 Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE concernant l'évolution du traitement tarifaire des contributions de raccordement demandée par Enedis ?

ENGIE pense que cette proposition, visant à ne plus restituer immédiatement au tarif une partie des recettes, entraînerait dans l'état actuel des choses une augmentation forte des tarifs. ENGIE partage donc la position de la CRE qui est défavorable à la demande d'Enedis.

Question 9 Êtes-vous favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE pour le tarif TURPE 7 HTA-BT ? Êtes-vous favorable au rehaussement à +/- 3 % du plafond du facteur k ?

ENGIE est favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire envisagés, notamment celui proposé pour l'inflation. En effet, la prise en compte directement dans le tarif des écarts d'inflation de l'année passée permettra de ne pas alimenter le CRCP d'ENEDIS de montants importants liés à la difficulté à prévoir l'inflation dans un contexte économique mouvant.

ENGIE juge également que l'élargissement du facteur k contribuera à réduire les montants de CRCP non apurés en fin de période et de ce fait reportés sur la période tarifaire suivante. ENGIE considère ainsi favorablement l'élargissement de +/- 2% à +/- 3% du plafond (k) de régularisation annuelle.

➤ La régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation (cf. p.34)

Question 10 Êtes-vous favorable au maintien du principe général d'incitation des charges d'exploitation, ainsi qu'aux orientations préliminaires envisagées par la CRE pour le périmètre couvert par le CRCP pour la période TURPE 7 ?

ENGIE n'appelle pas à remettre en cause le principe général d'incitation aux charges d'exploitation.

Question 11 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant la régulation incitative des pertes pour la période TURPE 7 ?

ENGIE approuve la régulation incitative proposée par la CRE pour le TURPE 7, visant à encourager le gestionnaire de réseaux à réduire les pertes non techniques. ENGIE est favorable à l'harmonisation et la simplification de l'indicateur en intégrant à la fois les pertes techniques et non techniques dans son calcul, mais souhaite un suivi distinct des pertes techniques et non techniques, pour permettre par exemple de mesurer l'efficacité du plan de lutte contre les fraudes dont la progression affecte tout particulièrement les revenus des fournisseurs.

Concernant le prix d'achat des pertes, ENGIE soutient la proposition de la CRE de prendre en compte les évolutions du marché, notamment la fin prévue des mécanismes de l'ARENH et les évolutions du mécanisme de capacité.

Dans le cadre du suivi des indicateurs, ENGIE souhaite mieux comprendre la méthodologie des pertes techniques et non techniques, en particulier avec le développement des installations photovoltaïques en Plug&Play chez les particuliers.

Enfin, ENGIE approuve la modification de la temporalité du calcul des pertes afin de s'aligner sur le système cible et de disposer des résultats au plus tôt.

➤ La régulation incitative des investissements (cf. p.49)

Question 12 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement d'Enedis ?

ENGIE est favorable à la prise en compte dans le périmètre d'incitation des postes sources et des postes HTA-BT. En effet ces ouvrages sont essentiels au développement des EnR et sont souvent sur le chemin critique, de plus la quantité importante de PS à mettre en service d'ici 2030 (+ de 100) impose naturellement la mise en place d'un suivi précis associé à une incitation adaptée pour faire face efficacement à l'ampleur des travaux à réaliser.

Question 13 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant la régulation incitative des investissements « hors réseaux » pour le TURPE 7 ?

ENGIE partage la volonté de la CRE de bien répondre aux enjeux de cybersécurité des réseaux, dans des délais rapides car la cybercriminalité s'intensifie et se réinvente constamment. Le gestionnaire de réseau de distribution se doit de sécuriser les datas de son parc de plus de 40 millions de points de comptage. Le plan de sécurisation annoncé par ENEDIS doit faire l'objet d'un partage régulier et d'un suivi des mises en œuvre et notamment sur l'aspect Authentification multifactorielle (MFA).

ENGIE est également favorable à la mise en place d'un suivi spécifique concernant le développement de l'outil SI Distributed Energy Resources Managements System (DERMS). Cet

outil devrait permettre à ENEDIS d'exploiter efficacement le RPD, il est donc important d'en assurer le suivi précis (en termes de délais, coût, efficacité, et performance de l'outil).

➤ La régulation incitative des raccordements (cf. p.55)

Question 14 Êtes-vous favorable au retrait des producteurs BT ≤ 36 kVA du périmètre incité de l'indicateur de remise de la proposition de raccordement et à leur suivi sans incitation ?

Question 15 Êtes-vous favorable aux niveaux d'objectifs proposés par la CRE pour le respect de l'envoi de la proposition de raccordement pour les différents niveaux de tension à savoir, de 95 % à 98 % pour le segment BT ≤ 36 kVA et de 91 % à 94 % pour le segment BT > 36 kVA, collectifs en BT et HTA ?

ENGIE est favorable aux niveaux proposés par la CRE.

Question 16 Êtes-vous favorable à la mise en place d'un suivi sans incitation du délai moyen (en jours) de remise des 5 % des PTF les plus longues ?

ENGIE soutient la proposition de la CRE.

De plus, ENGIE soutient l'analyse de la CRE concernant les quatre axes de travail identifiés comme prioritaires pour la période TURPE 7 :

- Réduire les délais de remise des études préalables au raccordement ;
- Optimiser les délais de raccordement ;
- Inciter la création de capacité de postes sources dans le cadre des S3REnR ;
- Améliorer la transparence des données liées au raccordement.

Question 17 Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires de la CRE, dont l'intégration des dérivations individuelles dans la catégorie des raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 kVA sans extension du réseau ? Êtes-vous favorable à la trajectoire d'objectifs proposée par la CRE pour le TURPE 7 ?

Question 18 Êtes-vous favorable à la suppression de la catégorie « Ajout injection sur branchement BT ≤ 36 kVA » et au suivi sans incitation des affaires nécessitant des travaux ?

Question 19 Êtes-vous favorable à la fusion des catégories des raccordements BT \leq 36 kVA avec extension du réseau et BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau ? Êtes-vous favorable à la trajectoire d'objectifs envisagée par la CRE sur TURPE 7 ?

Question 20 Êtes-vous favorable à la trajectoire d'objectifs proposée par la CRE pour les raccordements collectifs sur la période TURPE 7 ? Êtes-vous favorable au suivi sans incitation des raccordements des colonnes horizontales (IRVE) ?

ENGIE souhaite insister sur la nécessité de réduire de façon générale les délais de raccordement qui se sont détériorés et encourage ENEDIS à poursuivre la recherche de solutions pour notamment réduire les délais administratifs. ENGIE considère que la trajectoire sur les délais proposée par la CRE, fondée sur le dernier délai réalisé avec une amélioration continue, constitue une bonne approche.

ENGIE est favorable à la proposition de créer une nouvelle catégorie pour les raccordements collectifs des infrastructures de recharge de véhicules électriques (IRVE) dans les immeubles collectifs à usage principal d'habitation (colonnes horizontales). En effet, le développement des infrastructures de recharge est essentiel pour la transition vers une mobilité plus durable et contribue à atteindre les objectifs de décarbonation. Nous sommes devant une demande croissante d'infrastructures de recharge liée à l'essor des véhicules électriques ce qui exige une hausse des raccordements de colonnes horizontales. C'est pourquoi le suivi des raccordements collectifs des infrastructures de recharge de véhicules électriques (IRVE) dans les immeubles collectifs à usage principal d'habitation est essentiel pour garantir une infrastructure de recharge efficace, fiable et adaptée aux besoins croissants des utilisateurs de véhicules électriques.

Question 21 Considérez-vous pertinent de mettre en place une incitation pour les raccordements provisoires ?

ENGIE est favorable à une incitation (malus) uniquement pour les délais de résiliation des raccordements provisoires.

- S'agissant des délais de mise en service des raccordements provisoires, ENGIE ne relève pas d'éléments de nature à questionner le constat positif de la CRE. En revanche, s'agissant de la résiliation des dispositifs de comptage des raccordements provisoires, ENGIE suggère la mise en place d'une incitation visant à ce qu'ENEDIS optimise les délais de réalisation de ces opérations.
- En effet, ENGIE constate de nombreux retards dans la mise en œuvre des résiliations (plusieurs semaines, voire plusieurs mois). Ces retards impliquent la facturation aux clients du TURPE postérieurement à la date de résiliation du raccordement provisoire demandée. Par ailleurs, le client n'étant plus lié contractuellement avec le fournisseur, la facture du TURPE pour les périodes postérieures à la date de résiliation du raccordement provisoire demandée expose le fournisseur à un risque d'impayés. Or, dans le cadre de la réalisation des prestations de raccordement provisoire (F800, F820 et F825), la date de résiliation du dispositif de comptage est renseignée dès la formulation de la demande,

seule une demande de prolongation peut justifier un report de l'intervention technique d'ENEDIS.

Question 22 Êtes-vous favorable à la mise en place d'un système automatique pour le versement des indemnités en cas de retard de mise à disposition du raccordement ?

ENGIE y est favorable car le système actuel ne fonctionne pas.

Question 23 Êtes-vous favorable à la régulation incitative envisagée par la CRE concernant la capacité de postes sources à créer en priorité, dans le cadre des S3REnR ?

ENGIE accueille très favorablement la proposition de régulation incitative concernant les postes à créer en priorité.

En sus ENGIE suggère quelques évolutions pour la mise en place du mécanisme asymétrique proposé par la CRE avec :

- un malus si la capacité créée est inférieure au portefeuille ajusté ;
- aucun bonus si la capacité créée est supérieure à celle du portefeuille ajusté mais inférieure au portefeuille brut avec priorisation ;
 - o Remarque : sinon cela constituerait une incitation à atteindre le seuil du portefeuille ajusté et donc à récompenser le GR pour avoir rempli un plan de charge « réduit ».
- un bonus si la capacité créée est supérieure au portefeuille brut avec priorisation.
 - o Remarque : cela constituerait une incitation à battre le seuil du portefeuille brut avec priorisation (et donc récompenserait bien la charge que devrait en toute logique viser le GR).

ENGIE souhaite préciser que la priorisation réalisée par les gestionnaires de réseaux devrait être discutée en INSAS afin de rechercher un consensus robuste. En effet, les critères présentés semblent discutables :

- le seuil de déclenchement des travaux d'un poste source est déjà atteint ou proche de l'être ;
 - o Remarque : si le critère est atteint le PS doit être déclenché sans attendre une priorisation (puisque des projets attendent sa mise en service).
- la dynamique d'intégration des EnR est modérée à forte ;
 - o Remarque : si nous comprenons l'idée poursuivie, nous ne comprenons pas comment ces notions sont évaluées et encadrées.
- le volume des limitations de la production EnR pour cause de congestions du réseau est important.
 - o Remarque : ce critère est important, mais nous ne devrions pas avoir à constater un volume trop important de limitations, car cela dévoierait le principe d'anticipation voulu dans les S3REnR et amplifié par la loi APER (10 à 15 ans...).

Question 24 Identifiez-vous d'autres données à intégrer au rapport annuel sur le raccordement à publier par les gestionnaires de réseaux ?

ENGIE accueille très favorablement la proposition de la CRE concernant la publication d'un rapport annuel (RTE/ENEDIS) sur l'état du raccordement. Cela devrait permettre de comprendre ce qui fonctionne et ce qui ne fonctionne pas afin d'apporter le cas échéant des améliorations.

Les données de la file d'attente des producteurs EnR devraient être intégrées à ce rapport.

Parmi les données intéressantes à intégrer nous proposons également la liste/répartition des périmètres d'équilibre, la liste/répartition des onduleurs-micro-onduleurs installés ainsi que la puissance de stockage.

➤ La régulation incitative de la qualité de service (cf. p.71)

Question 25 Partagez-vous les orientations préliminaires de la CRE concernant la qualité de service relative à l'acheminement ? Avez-vous des suggestions complémentaires ?

ENGIE partage globalement les orientations préliminaires de la CRE et soutient notamment l'idée d'améliorer le cadre de gestion des réclamations et la qualité des réponses fournies. Concernant le taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours, l'objectif proposé par la CRE de 97,5% est considéré comme le minimum requis pour assurer le bon fonctionnement des opérations de distribution et, concernant l'incitation, il nous semble plus judicieux d'appliquer uniquement des pénalités en cas de non atteinte de l'objectif, afin d'encourager une action rapide pour y remédier.

En ce qui concerne le taux de réclamations multiples, il est essentiel de rappeler que la qualité des réponses aux réclamations des clients constitue un pilier fondamental de la mission du distributeur. Le bilan du TURPE 6 révèle que la qualité des réponses aux réclamations n'est pas à la hauteur des attentes des consommateurs. Par conséquent, nous sommes d'accord avec la proposition de la CRE de maintenir l'objectif sur le nombre de réclamations multiples au niveau fixé pour l'année 2023, à savoir 9,2 %. Cependant, nous proposons, au lieu de doubler l'incitation financière associée, d'augmenter les pénalités en cas de non-atteinte de l'objectif.

Enfin, nous ne soutenons pas la suppression des indicateurs liés aux « interventions » (résiliation, mise en service, changement de fournisseur, etc.) car ils sont cruciaux : c'est le cœur de l'activité du GRD pour garantir une fluidité du marché et une libre concurrence. Nous avons besoin de conserver ces indicateurs qui nous permettent de détecter rapidement les écarts et de faire face aux éventuelles crises qui pourraient survenir.

Question 26 Êtes-vous favorable aux évolutions de la régulation incitative de la qualité de service du système de comptage évolué envisagées par la CRE pour le TURPE 7 ? Avez-vous des suggestions complémentaires ?

ENGIE est favorable à la proposition de renforcer certaines des incitations d'Enedis sur la performance de la chaîne communicante Linky. Suivre la performance de la chaîne

communicante Linky est essentiel, cependant il est également important de suivre les prestations ne relevant pas de la chaîne communicante comme les coupures.

En effet, la réduction de puissance proposée par Linky est un excellent levier pour inciter le paiement par les consommateurs peu scrupuleux, voire fraudeurs. Toutefois, pour les clients en comptage classique ou avec des Linky non télé-opérables, la coupure physique reste un outil de dernier recours indispensable. Si les coupures ne sont pas effectuées, il devient difficile de récupérer les paiements en retard. Ces situations risquent d'aboutir en irrécouvrables à la charge du fournisseur, du distributeur, et finalement de tous les consommateurs.

Question 27 Considérez-vous pertinent de maintenir le périmètre existant (ne pas en exclure les compteurs concernés par une coupure longue sur les jours concernés), pour les indicateurs « Taux de télé-relevés journaliers réussis », « Taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs » et « Taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile » ?

ENGIE est favorable au maintien du périmètre existant. En effet, il est important que les défaillances pour coupures longues soient prises en compte lors de la mesure de la consommation d'énergie pour garantir l'exactitude des données. L'exclusion pourrait donner l'impression que la qualité du service est meilleure qu'elle ne l'est réellement.

Question 28 Êtes-vous favorable à l'automatisation du versement des indemnités et à l'extension du périmètre d'application ?

ENGIE y est favorable. Aujourd'hui, quand il y a une coupure de plus de 5 heures, le client a le droit à une indemnité qu'il reçoit uniquement s'il la demande. ENGIE est favorable à l'automatisation du versement.

Question 29 Êtes-vous favorable aux évolutions de la régulation incitative de la transmission des données envisagées par la CRE pour le TURPE 7 ? Avez-vous des suggestions complémentaires ?

ENGIE souhaite disposer de courbes de charge complètes en accord avec les index. Pour ce faire, il est nécessaire de disposer d'une méthode pour les compléter en cas de besoin, comme c'est déjà le cas pour le haut de portefeuille, méthode partagée par tous et opposable au client afin d'éviter les litiges.

ENGIE soutient le renforcement des objectifs concernant la transmission des courbes de charge et des index quotidiens en J+1, ainsi que la création d'un indicateur incitatif sur la complétude des courbes de charge. D'autant que le déploiement des offres à prix dynamique nécessitera de traiter les clients sur courbe de charge. L'accès systématique à une courbe de charge de qualité est donc une condition essentielle au déploiement sur le marché aval de solutions de flexibilités susceptibles d'apporter les réponses les plus fines aux contraintes conjoncturelles pesant sur le système électrique. Cela implique que les courbes de charge à disposition des utilisateurs soient complètes, le cas échéant, corrigées selon une méthode transparente et prédéterminée. Par conséquent, ENGIE demande qu'Enedis soumette à la validation de la CRE une méthode

algorithmique de "rebouchage" des courbes de charge destinée à combler les données manquantes, dans le cadre d'une concertation avec les acteurs de marché. La validation par la CRE d'une telle méthode garantirait un traitement, par Enedis, homogène et opposable des courbes de charge de l'ensemble des utilisateurs essentielles pour les services de flexibilité. Ladite méthode de rebouchage pourrait inclure l'interpolation et l'utilisation de panels.

Concernant la gestion des offres basées sur la pointe mobile, celle-ci pose plusieurs défis, en particulier la détérioration du taux de réussite avec la multiplication des ordres. En effet, l'augmentation du nombre d'ordres complique la gestion et surcharge les systèmes, entraînant des retards et des erreurs. Par conséquent, nous sollicitons des précisions sur les spécificités du volume maximal autorisé, compte tenu de l'augmentation du nombre de clients et des changements quotidiens de pointe mobile, afin de ne pas compromettre le taux de succès et de garantir une gestion optimale.

Par ailleurs ENGIE soutient la proposition de la CRE consistant à élargir la publication des données en open data des courbes de charge des postes sources. En effet, cela devrait s'appliquer aussi au cas des transits sur les lignes du réseau de transport d'électricité et des postes d'interconnexion. L'accessibilité aux données doit être encouragée, il est fondamental d'avoir une parfaite transparence des données réseaux, afin de libérer le potentiel d'innovation en termes de flexibilité. L'accès à ces données en open data permettrait aussi de limiter les demandes d'études par des acteurs simplement désireux de connaître les différentes possibilités de développement dans telle ou telle zone du réseau.

Question 30 Considérez-vous pertinent de maintenir le périmètre existant des indicateurs (ne pas en exclure les compteurs concernés par une coupure longue sur les jours concernés) ?

ENGIE y est favorable.

Question 31 Êtes-vous favorable à l'orientation de la CRE d'adapter l'indicateur conformément aux évolutions des règles MA-RE ? Êtes-vous favorable au maintien du niveau de l'objectif et de l'incitation asymétrique ?

Question 32 Êtes-vous favorable à l'évolution du calcul de l'indicateur pour prendre en compte les évolutions sur le processus Recoflux ? Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE de ne pas inciter Enedis à rechercher une performance encore meilleure ?

ENGIE y est favorable.

Question 33 Êtes-vous favorable à une incitation financière sur les écarts au périmètre des pertes pour Enedis et au niveau de l'objectif proposé par la CRE ? Êtes-vous favorable aux modalités d'incitation financière proposées ?

ENGIE y est favorable.

Question 34 Êtes-vous favorable à la suppression de l'indicateur sur la qualité de prévision des pertes relatives à l'ENA, ainsi qu'à la suppression d'indicateurs de suivi de la qualité de service relative au bilan électrique envisagées par la CRE ?

ENGIE y est favorable.

➤ La régulation incitative de la continuité d'alimentation (cf. p.88)

Question 35 Êtes-vous favorable aux niveaux d'objectifs proposés par la CRE pour les critères B, M, F-BT et F-HTA ? Êtes-vous favorable à la fixation lors de la première mise à jour tarifaire du TURPE des objectifs des critères F-BT et F-HTA pour les années 2026, 2027 et 2028 ?

ENGIE est favorable à l'indemnisation quelle que soit l'origine de la coupure.

L'intégration des données Linky dans le calcul des indicateurs de continuité d'alimentation est une priorité pour offrir une vision plus précise des temps de coupure et des informations détaillées sur leur nature et origine et il est essentiel de disposer de données fiables issues de Linky pour le calcul du critère B. ENGIE est donc favorable au renforcement des objectifs pour le critère B.

Nous soutenons également la fixation des objectifs des critères F-BT et F-HTA lors de la première mise à jour tarifaire du TURPE 7 pour les années 2026, 2027 et 2028. Cette approche progressive permet de prendre en compte les performances réelles tout en intégrant les effets de l'intégration des données Linky. Elle garantit une adaptation flexible et réaliste aux nouvelles exigences, tout en maintenant un haut niveau de qualité de service pour nos clients.

Cependant, une durée de coupure de 5 heures est élevée pour un consommateur et une réflexion en fonction de la durée pourrait être menée.

➤ Le développement des flexibilités au service du réseau (cf. p.96)

Question 36 Partagez-vous l'analyse préliminaire et les axes prioritaires identifiés par la CRE pour le développement des flexibilités au service des réseaux ?

ENGIE soutient la CRE dans sa démarche de mieux intégrer les flexibilités dans les méthodes de dimensionnement des réseaux.

Une coordination étroite entre GRT et GRD est essentielle pour qu'il y ait une cohérence d'ensemble entre les différents mécanismes de flexibilité. E.g : Introduire une compensation financière pour les acteurs si l'appel à la flexibilité locale est contrarié en raison de contraintes nationales. Par exemple, si Enedis souhaite réduire la consommation de Paris de 100 MW, alors dans le même temps RTE cherche à pallier un trop faible niveau de consommation. Quelles sont les coordinations, comment les mettre en place et avec quelles compensations ?

Cela pourrait passer par une mise en cohérence des mécanismes nationaux et locaux permettant aux acteurs de participer de façon simplifiée aux deux niveaux, par exemple avec une rémunération capacitaire unifiée et des activations différenciées et priorisées sur des critères de localisation.

ENGIE est favorable à la construction d'un mécanisme d'ajustement pour les GRD.

ENGIE est favorable au développement des flexibilités appelées à jouer un rôle important dans le fonctionnement du système électrique. ENGIE regrette le retard pris par le développement des automates NAZA (gère 2% des écrêtements, ce qui signifie que 98% des écrêtements sont maximisés et non optimisés).

ENGIE considère que les solutions de flexibilité consistant à écrêter la production EnR par la mise en place du dimensionnement optimal (RTE) et de l'expérimentation Reflex (ENEDIS) doivent être mieux coordonnées entre les gestionnaires de réseaux de sorte que les investissements réseaux retardés soient parfaitement identifiés et suivis, afin d'éviter de se retrouver dans un modèle de type outre Rhin (rappelé dans le SDDR 2024 par RTE).

Sur la base de nos précédentes observations, ENGIE ne s'oppose pas à la généralisation de Reflex à condition de ne pas modifier les règles expérimentées. ENGIE comprend que cela est bien le cas, les charges d'exploitation liées à la mise en œuvre des flexibilités sont prises en charge par le gestionnaire de réseau. ENGIE estime que responsabiliser ENEDIS comme cela est le cas de RTE pour le dimensionnement optimal permet aux gestionnaires de réseaux de sélectionner la solution la plus efficace au bénéfice de la collectivité. La transparence des procédures mises en œuvre, associées à des indicateurs de suivi et autre rapport annuel devraient assurer une bonne visibilité des choix opérés, et le cas échéant permettre d'améliorer le système des flexibilités.

Question 37 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à attribuer à Enedis 20 % des gains économiques permis par la flexibilité ?

ENGIE partage l'analyse de la CRE sur la nécessité de rendre les flexibilités intéressantes pour les opérateurs de réseau par rapport à un renforcement de réseau. Il est donc positif qu'Enedis soit incité financièrement à recourir à la flexibilité locale. ENGIE observe que la CRE a repris la part de 20%, déjà utilisée pour d'autres incitations mais ne se prononce pas sur ce calage.

Question 38 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à inciter Enedis à la mise en œuvre du projet REFLEX ?

ENGIE s'interroge sur ce que comprend la trajectoire proposée en nombre de postes sources. Est-ce la capacité technique desdits postes sources à accueillir plus de production que le réseau n'en supporte et à écrêter les moyens de production automatiquement en cas de dépassement ?

Ce mécanisme serait pertinent.

Il est cependant difficile à ce stade de juger l'ambition de cette trajectoire.

Le point clé qui n'est pas abordé ici concerne le mécanisme sous-jacent de mise à disposition de la flexibilité à la baisse (les offres de type MA).

ENGIE est, quoiqu'il en soit, favorable à la mise en place d'une première phase de généralisation Reflex, au terme de laquelle un REX devrait être établi par Enedis et concerté avec les parties concernées. ENGIE renvoie à sa réponse à la question 36 concernant la prise en charge des écrêtements par ENEDIS.

Question 39 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à inciter Enedis à la mise en œuvre du DERMS ?

ENGIE comprend que la solution informatique DERMS aurait pour objectif d'optimiser les écrêtements des ENR, et d'améliorer la pilotabilité du réseau de distribution. Nous aimerions avoir plus d'information sur le contenu de ce projet car il nous est difficile de nous prononcer dans la mesure où, sauf erreur de notre part, nous n'avons pas d'éléments permettant d'évaluer les gains apportés par DERMS.

Si l'objectif de l'outil est de permettre aux ACR d'identifier les flexibilités issues d'offres d'opérateur de flexibilité pour les activer sur une sélection technico-économique et ainsi résoudre les contraintes réseau, alors cet outil nous semble pertinent, car il permettrait de mettre en place un équivalent de mécanisme d'ajustement pour les GRD.

Sinon, ce serait seulement une solution technique efficace qui poussée à son extrême limiterait le développement de la flexibilité, en laissant sa valeur au niveau des réseaux.

En effet, elle pourrait conduire les gestionnaires de réseau à privilégier des optimums locaux plutôt qu'un optimum global. Un acteur de flexibilité optimise entre les différentes poches de valeur, mécanismes de marché, ce que ne peut faire l'opérateur de réseau.

Question 40 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE visant à suivre l'application de la méthodologie CritFlex par Enedis ?

ENGIE est intéressé pour mieux comprendre la méthode Critflex, pour pouvoir l'évaluer. D'après les éléments partagés dans la consultation, cette méthode s'apparente à l'approche TOTEX.

L'approche TOTEX (dépenses d'investissement + dépenses opérationnelles) considère le coût total des dépenses, sur la durée de vie de l'équipement. Le coût de l'actif sur toute sa durée de vie est crucial, pas seulement la dépense initiale. La mise en place d'une régulation de type « TOTEX » permettant d'indifférencier CAPEX et OPEX dans les arbitrages rendus par le GRT/GRD, y compris sur les charges « réseaux », permettrait à l'opérateur de réseau d'arbitrer entre un renforcement du réseau d'électricité et des alternatives innovantes, comme le recours à la modulation pour éliminer les risques de congestion à la pointe. Une telle régulation, déjà effective en Grande-Bretagne, faciliterait la participation des opérateurs tiers aux investissements réalisés pour le réseau, et contribuerait à en améliorer l'efficacité.

L'approche TOTEX a déjà été adoptée aussi par des secteurs réglementés qui dépendent fortement des infrastructures, comme le secteur de l'eau.

Question 41 Selon quels critères considérez-vous qu'Enedis devrait proposer systématiquement une offre de raccordement flexible en complément de l'offre de raccordement de référence ?

ENGIE est favorable à la mise en place d'un indicateur publié annuellement, par niveau de tension, concernant les volumes d'énergie écrêtée (offres de raccordement flexibles ; hors offre de raccordement flexible, par exemple dans le cadre de Reflex) ; activée à la hausse sur les mécanismes de flexibilité ou activée à la baisse sur les mécanismes de flexibilité.

Ces indicateurs devront être comparés aux prévisions ENEDIS afin de s'assurer que les trajectoires envisagées sont respectées et le cas échéant prendre les dispositions pour remédier à d'éventuelles dérives.

S'agissant des offres flexibles, ENGIE est favorable à la possibilité de proposer aux clients une offre flexible, dès lors que cela reste cantonné à certaines configurations et ne soit pas généralisé, et que celle-ci soit systématiquement accompagnée d'une ORR qui doit rester le cas général. ENGIE rappelle que le dimensionnement du raccordement est à la main du client qui fixe la puissance de raccordement (à évacuer) par exemple. Les offres flexibles en attendant un futur renforcement de réseau montrent certaines limites, en effet nous avons été confrontés à des situations de type mise à l'arrêt du parc des mois durant alors que l'on pensait être simplement limités pendant quelques heures ou en puissance. De plus les gestionnaires de réseaux ont confirmé que toutes les offres de type « ORI » (comprendre flexibilité non indemnisée) seront systématiquement sollicitées en priorité, ce qui fait que l'hypothèse de base qui consistait à anticiper que nous soyons limités selon les conditions réseaux n'est absolument pas garantie. Si à cela on ajoute des retards dans la mise en œuvre des renforcements, les parcs ainsi raccordés par anticipation risquent d'être impactés très significativement (lourdes pertes financières), ce qui va rendre rapidement dissuasif le recours à cet instrument.

Afin que le système fonctionne, il est important de limiter le volume écrêté, et surtout il est nécessaire de traiter de manière plus équilibrée le risque de retard des chantiers des gestionnaires de réseau.

Nous profitons de cette consultation pour rappeler que nous pourrions dans certains cas associer une batterie à un parc PV par exemple, mais que nous sommes trop souvent confrontés à la limite des 17MW de puissance installée qui nous empêche de trouver l'optimum entre la capacité du raccordement, la capacité du parc et le dimensionnement contraint de la batterie. ENGIE souhaiterait que la CRE fasse connaître les éventuelles évolutions attendues à ce sujet dans les prochaines années.

Question 42 Êtes-vous favorable à la mise en place d'une régulation incitative commune à Enedis et RTE portant sur l'exécution d'actions prioritaires communes ?

ENGIE accueille favorablement les propositions de la CRE (cf aussi question 36), et plébiscite notamment celle concernant la mise en compatibilité sur l'ensemble des territoires des automates NAZA et du projet Reflex afin de faciliter l'échange en temps réel des données relatives à l'activation des écrêtements EnR et de maximiser la valeur des flexibilités réseaux pour la collectivité.

Ces évolutions doivent au préalable être concertées avec les acteurs du système, afin de traiter les règles de gestion des demandes d'activation simultanées sur les différents mécanismes de marché pour l'EOD ou les flexibilités réseaux.

➤ La régulation incitative de la R&D et de l'innovation (cf. p.105)

Question 43 Êtes-vous favorable aux orientations de la CRE concernant la régulation incitative de la R&D ?

ENGIE considère que le cadre de régulation incitative sur la R&D est vertueux (régulation asymétrique, pénalisant les opérateurs en cas de dépassement de trajectoire, et restituant les surplus aux utilisateurs en cas de non-utilisation de l'enveloppe).

Le fait que les charges de R&D sont suivies à part des autres charges permet d'inciter les opérateurs à réaliser les actions de R&D nécessaires à leur activité et à la préparation de l'avenir dans des budgets maîtrisés. ENGIE souligne l'importance que ces travaux restent dans le strict cadre de la mission d'un opérateur régulé, sans interférer avec les activités innovantes des acteurs de marché, notamment en matière de flexibilité.

Question 44 Êtes-vous favorable à la suppression du guichet Smart Grids pour la période du TURPE 7 ?

ENGIE y est favorable.

➤ La régulation incitative des projets prioritaires (cf. p.106)

Question 45 Êtes-vous favorable aux orientations préliminaires et aux actions prioritaires envisagées par la CRE pour Enedis sur la période TURPE 7 ? Identifiez-vous d'autres actions prioritaires ?

ENGIE accueille favorablement les propositions de la CRE mais s'interroge sur l'action prioritaire identifiée par la CRE pour Enedis concernant la proposition à la CRE « d'une analyse coût-bénéfice pour la généralisation du pilotage de la production en basse tension au 1^{er} août 2027 ». Est-ce que cela signifie qu'Enedis va arbitrer ces productions et que les producteurs en basse tension n'auront plus accès aux mécanismes de marché ?

En outre, ENGIE estime tout aussi prioritaires 3 projets :

- La bonne réalisation d'ici fin 2025 du chantier sur la chaîne communicante permettant à Enedis d'être capable de gérer la collecte et la transmission des données fines de consommation de 50% des compteurs communicants installés, puis à la fin du TURPE 7 d'atteindre 100%. À ce titre, ENGIE rappelle que deux Comités prospectives de la CRE ont appuyé l'ouverture d'un projet destiné à passer l'enregistrement des données sous le régime d'opt-out afin de permettre, avec l'autorisation du consommateur, un accès à

l'historique des consommations sur plusieurs saisons. Le cas échéant, cette approche pourrait être réalisée sous forme d'agrégats représentatifs de la consommation et réduisant ainsi le volume de données à stocker. Un GT sur le sujet serait bienvenu pour définir les agrégats les plus pertinents.

- La mise en œuvre par Enedis d'un algorithme de complétion des données manquantes dans les courbes de charges, sur la base de règles de rebouchage définies en concertation avec la CRE et les acteurs de marché avec une adéquation parfaite entre index et courbes de charge. Cela permettrait aux acteurs proposant des services sur la base de ces données (flexibilité, offres de fourniture à prix dynamiques) de pouvoir s'appuyer sur des données complètes opposables pour la facturation, tout en assurant une homogénéité des calculs appliqués. Ce rebouchage pourrait s'appuyer sur plusieurs règles et méthodes (interpolation, méthode des panels, etc..).
- Dans le cadre des calendriers fournisseurs innovants, Enedis pourrait mettre à disposition un service de déclenchement échelonné des cadrans et des contacts secs. Cela permettrait au réseau de gérer des volumétries plus importantes de clients sur un même calendrier fournisseur personnalisé, en déclenchant les contacts secs de façon échelonnée comme cela existe pour les calendriers classiques.

➤ L'évolution des plafonds des régulations incitatives (cf. p. 108)

Question 46 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant la hausse des plafonds des régulations incitatives de qualité de service, de qualité d'alimentation, de coûts unitaires et des raccordements ?

ENGIE est favorable à la mise en place de nouveaux indicateurs sur la complétude et la qualité des courbes de charge et soutient l'approche différenciée proposée par la CRE pour les plafonds des indicateurs car elle permet de mieux adapter les incitations aux enjeux spécifiques de chaque indicateur. Cette méthode garantit une régulation plus précise et efficace, en tenant compte des dynamiques réelles observées chaque année, ce qui contribue à une amélioration continue de la qualité de service pour les clients. ENGIE réitère sa demande d'avoir des courbes de charge complètes ou une méthode officielle pour les compléter avec la mise en place d'un algorithme pour combler les données manquantes.

➤ Le cas des clients non équipés d'un compteur évolué (cf. p. 109)

Question 47 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de couvrir les coûts du parc de compteurs historiques par la facturation d'une composante spécifique à l'ensemble des clients non équipés de compteurs évolués hors impossibilité technique ?

ENGIE est favorable à l'orientation proposée par la CRE.

Question 48 Partagez-vous les volumes de relève à pied et de contrôles envisagés par la CRE ?

ENGIE y est favorable.

Question 49 Êtes-vous favorable à une composante tarifaire additionnelle pour les clients qui n'auraient pas transmis d'index ou n'auraient pas pris de rendez-vous ?

ENGIE est favorable au maintien de la composante actuelle, mais s'oppose à l'ajout d'une composante additionnelle. ENGIE s'interroge sur la pertinence du signal qui serait envoyé aux clients en cas de baisse du niveau de la composante socle de relevé résiduel, et donc de l'incitation associée. Telle que proposée, cela reviendrait à ne faire supporter aux clients non-équipés d'un compteur Linky et ayant fourni un auto-relevé qu'une partie des coûts associés aux relèves à pied et aux contrôles liés. En cohérence avec les principes prévus dans le cadre des délibérations TURPE 6, ENGIE considère que ces coûts devraient être supportés par l'ensemble des clients non-équipés d'un compteur communicant.

Par ailleurs, l'ajout d'une composante additionnelle conduirait des développements SI supplémentaires à ceux déjà engagés pour la facturation des frais résiduels de relève à pied, qui n'apparaissent pas prioritaires par rapport à l'enjeu de l'installation des compteurs communicants auprès de ces clients.

Nous proposons ainsi que l'augmentation, le cas échéant, de la composante s'applique à l'ensemble des clients ne souhaitant pas changer de compteur. Cela les inciterait non seulement à fournir leurs relevés de consommation en temps voulu, permettant ainsi une facturation plus précise et évitant les estimations, mais aussi à prendre rendez-vous pour installer un compteur communicant.

À défaut d'accepter notre approche, un traitement différencié devrait être appliqué sous forme de frais spécifiques pour les clients concernés et non d'une seconde composante tarifaire qui générerait des coûts SI bien plus conséquents.

Question 50 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant la facturation du comptage non communicant chez les ELD ?

ENGIE approuve l'initiative de la CRE visant à facturer les mêmes composantes de relève résiduelle chez les ELD que celles appliquées au périmètre d'Enedis.

Niveau tarifaire

Question 51 Avez-vous des observations sur l'analyse préliminaire de la CRE relative aux charges nettes d'exploitation d'Enedis pour le TURPE 7 ?

ENGIE souligne l'importance capitale des actions à mener contre les pertes non techniques (PNT) et appuie la mise en place d'un programme « Pertes et Fraudes ». Selon les données partagées par ENEDIS, depuis 2023, du fait de l'augmentation de la fraude, le flux de nouvelles PNT

augmente pour s'établir à 3 TWh et l'énergie sécurisée a augmenté de 0,6 TWh. En juillet 2024 le stock de PNT était évalué par le GRD en augmentation de 1,4 TWh, soit 10% de PNT. Cette augmentation représente un coût supplémentaire de 275 M€ pour la collectivité (225 M€ d'achat d'énergie et 50 M€ d'acheminement non facturé). Ainsi, chaque mois, environ 6000 nouveaux cas sont identifiés, représentant probablement une part incomplète des fraudes. Une bonne coordination entre Enedis et les fournisseurs est requise (suivi des opérations de redressement réalisées, partage des périmètres concernés et transmission rapide des données non-facturées), les fraudes ayant tout à la fois des incidences financières (consommations non-facturées et biais dans le pricing des offres) pour le gestionnaire de réseau et pour les fournisseurs, mais aussi pour l'Etat affecté par une diminution des taxes perçues. Nous soutenons également l'évolution de la régulation incitative proposée par la CRE, visant à encourager Enedis à améliorer l'efficacité de ses actions dans ce domaine.

Question 52 Avez-vous des observations sur le niveau de charges de système électrique envisagé par la CRE sur la période TURPE 7 ?

Question 53 Avez-vous des remarques sur l'analyse préliminaire de la CRE concernant le niveau des paramètres de rémunération pour le TURPE 7 HTA-BT ?

Question 54 Avez-vous des remarques sur la trajectoire d'investissements proposée par Enedis ?

Question 55 Avez-vous des remarques sur les analyses préliminaires de la CRE concernant la trajectoire d'investissements « hors réseaux » d'Enedis ?

Question 56 Avez-vous des remarques concernant le solde du CRCP au 1er janvier 2025 ?

Au-delà des considérations de calendrier abordées dans d'autres questions, ENGIE constate que le solde du CRCP est exceptionnellement élevé d'où l'intérêt de réviser à la hausse la marge d'évolution dans le cadre annuel, comme proposé par la CRE.

Question 57 Avez-vous des remarques concernant les trajectoires de consommation et de consommateurs desservis pour la période TURPE 7 ?

ENGIE partage le constat d'une croissance de la consommation électrique moins rapide que prévue. La révision à la baisse de cette croissance nous paraît bienvenue. ENGIE note cependant une croissance toujours significative des volumes d'électricité consommés pour certains usages nouveaux : production d'hydrogène (+17 TWh) et électrification de l'industrie (+16,5 TWh) en particulier, qui reste ambitieuse compte tenu des tendances actuelles. De manière générale, ENGIE souhaiterait disposer de plus de détail sur ces hypothèses (par segment de consommation) et leurs sous-jacents, dans le but de les comparer plus finement à nos propres évaluations des tendances.

Question 58 Avez-vous des remarques concernant les options d'évolution de marche tarifaire ou de lissage du revenu autorisé d'Enedis sur la période TURPE 7 ?

ENGIE rappelle 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.

ENGIE préconise ainsi l'application de l'option 2 qui consiste en un lissage en quatre évolutions identiques.

Question 59 Êtes-vous en accord avec la proposition de maintien des modalités d'évolution du Rf et du Ccard ?

ENGIE recommande une différenciation du paramètre Rf entre les TRVE et les offres de marché pour tenir compte de la différence d'intensité entre les clients « dormants » du portefeuille TRVE et les clients nécessitant des actions liées à l'acheminement, notamment pour l'acquisition de clients. Le portefeuille de clients TRVE étant majoritairement constitué de clients anciens et ne nécessitant pas d'action en interaction avec le distributeur nous semble moins coûteux qu'un portefeuille de clients en offres de marché avec davantage d'entrées et de sorties (collecte de données auprès du client pour qualifier son besoin, consultation du portail SGE, calcul d'optimisation de l'option tarifaire, explication au client, saisies, contrôles...).

Nous proposons de valoriser cette différenciation sur la base des indicateurs collectés par la CRE au cours de l'été 2024 sur les coûts commerciaux liés à la fourniture de gaz et d'électricité, par application d'un coefficient de réduction à la composante Rf pour les TRVE. ENGIE se tient à la disposition des services de la CRE pour réfléchir à la méthode de valorisation de ce coefficient de réduction.

Sur le plan opérationnel, cette différenciation nous paraît acceptable, ayant déjà été mise en œuvre dans l'ATRDGaz.

En complément, la saisonnalisation des heures creuses et l'adaptation de leur placement entraîneront des modifications de fond de la chaîne de valeur de l'énergie. Les modèles de prévision, la prévisibilité des prix d'achat sur le marché de gros, la construction des tarifs de vente, le développement de nouvelles offres, la facturation de l'énergie et, enfin, la relation avec le client évolueront considérablement, nécessitant une adaptation des différents acteurs pour en garantir la maîtrise.

Il nous semble primordial de prendre le temps d'accompagner ces modifications auprès des divers acteurs, en particulier les consommateurs, en portant les intérêts de ces modifications qui s'inscrivent dans la lignée de la transition énergétique et d'une consommation plus raisonnée.

Aussi, une adaptation de la composante de rémunération fournisseur du TURPE à hauteur de +4% paraît justifiée pour compenser les investissements induits par ces impacts (SI, éditique, clientèle, process...).

Structure tarifaire

- Le maintien de la structure tarifaire actuelle (cf. p. 148)

Question 60 Êtes-vous favorable au maintien des différentes composantes du TURPE (comptage, gestion, soutirage, injection, etc.) ?

ENGIE ne propose pas de remise en cause des composantes de découpage du TURPE.

- L'optimisation du placement des plages d'heures creuses (cf. p. 150)

Question 61 Êtes-vous favorable aux modalités de mise en œuvre proposées par Enedis et aux orientations proposées par la CRE concernant l'évolution du placement des heures creuses ?

ENGIE est globalement favorable à l'évolution du placement des heures creuses, liée aux évolutions de la production dans le système électrique qui devient plus décentralisée. Néanmoins ENGIE émet plusieurs réserves et préconisations afin que les modalités de mise en œuvre soient mieux sécurisées et conviennent à tous les acteurs du système électrique.

Nous les exposons ci-après, en particulier en lien avec le planning, ainsi que la CRE nous y a encouragés lors de la récente table ronde des fournisseurs et sommes disponibles pour les détailler plus avant.

- **Il est nécessaire qu'Enedis modélise l'impact des évolutions des HC sur les profils de consommation.** Aussi, Enedis doit réaliser des simulations afin d'aboutir à une révision des profils, et les communiquer aux fournisseurs. Les fournisseurs ne disposent pas d'éléments permettant d'anticiper les changements de comportement. Les modifications contractuelles proposées peuvent engendrer des complexités et affecter plus spécifiquement l'économie des offres à prix fixe. Par conséquent, ENGIE **demande** qu'Enedis partage une modélisation de ces impacts pour permettre aux fournisseurs d'adapter leurs offres avant d'envisager une généralisation en masse de la mesure. Cela suppose la mise en place d'une période de mise en place à une échelle limitée, préalable à un déploiement massif, permettant de mesurer les changements de comportements et fiabiliser ainsi les prévisions des coefficients de profils.

Nous demandons qu'une photographie finale du placement des heures pleines et des heures creuses sur les portefeuilles clients, accompagnée d'un planning clair (déformation mensuelle du portefeuille), soit mise à disposition des fournisseurs.

En outre, ENGIE invite RTE et la CRE à partager les études d'impact de l'introduction des heures creuses méridiennes sur les prix de marché.

- **Un report est nécessaire pour généraliser cette évolution structurelle selon un phasage cohérent.**
À savoir, 6 mois destinés à coordonner les solutions et systèmes, entre les GRD et les fournisseurs. Cette période permettrait d'identifier et d'implémenter les prérequis pour les SI et l'information pour les clients.

Cette phase sera suivie d'une mise en production sur un premier ensemble de consommateurs représentatifs de tout le portefeuille. Cette expérimentation in vivo permettra, après une saison complète été-hiver, d'engager une généralisation réussie pour toutes les parties prenantes, dont les clients de chaque fournisseur.

- Pour illustrer son propos, ENGIE souhaite rappeler le cas de la Flandre. Cette région belge a introduit en 2023 une composante de facturation des coûts de réseau électrique sur la puissance maximale appelée. Le distributeur et les fournisseurs se sont heurtés à de nombreux problèmes de facturation (pics mal enregistrés ou des montants incorrects). Ce retour d'expérience prouve la nécessité de tester, puis bien implémenter en concertation et sans précipitation les changements majeurs. Rappelons également l'exemple de la zone test d'expérimentation mise en place dans le Puy-de-Dôme pour la réduction de puissance automatique en cas de congestion.
De plus, la saisonnalisation affectera toutes les interfaces clients, nécessitant des ajustements dans les parcours clients et les pratiques des conseillers. En vertu de ses obligations contractuelles, **le fournisseur doit** informer et accompagner les clients, au plus tard 2 mois avant la réalisation de la modification de la structure tarifaire. Compte-tenu de la nécessité de définir précisément, dans le cadre des instances de concertation usuelles, les moyens permettant d'assurer une bonne coordination entre Enedis et les fournisseurs, et, pour ces derniers, de se préparer en termes SI, communications-clients, enjeux pricing, etc., les délais proposés apparaissent difficilement tenables. Le calendrier actuel, avec une première phase débutant le 1^{er} août 2025 pour attribuer des régimes sans différenciation saisonnière à 5 millions de clients, impose des délais trop courts pour pouvoir envisager le processus de façon sereine.
- **L'accompagnement des clients sera clé pour la réussite de ce projet.** Le changement introduit par l'évolution du placement des heures creuses est d'une ampleur considérable. Il influencera les comportements des consommateurs, mais ces ajustements, difficiles à prévoir, risquent de créer de la confusion pour l'ensemble des clients (encore plus pour les clients multisites). Il est donc impératif d'informer les clients des nouvelles heures creuses à l'avance afin qu'ils puissent ajuster leur consommation en conséquence. Sans un délai et un accompagnement suffisant pour communiquer ces modifications, les clients risquent de ne pas déplacer leurs consommations vers les nouvelles heures creuses et seraient alors facturés au tarif des heures pleines. Cela entraînerait une augmentation du montant de leurs factures et, très probablement, une augmentation du volume de réclamations, en sus du premier effet déceptif de ne pas procurer la flexibilité attendue. Il est donc essentiel de disposer non seulement de plus de temps pour accompagner les clients (report de six mois) mais aussi de travailler sur les modalités de communication afin que celles-ci soient partagées de façon cohérente entre les pouvoirs publics, le distributeur et les fournisseurs.
- Pour toutes ces raisons, ENGIE demande un report pour la mise en œuvre des nouvelles mesures afin de garantir une transition fluide et de minimiser les risques opérationnels.

- **ENGIE tient à souligner que la modification des HC doit rester exceptionnelle et ne doit pas être envisagée à chaque TURPE.** La structure tarifaire du TURPE vise à répondre à des **contraintes structurelles** du réseau, en réponse desquelles des **évolutions durables** et massives des comportements de consommation sont nécessaires. Il s'agit d'un changement profond qui nécessite de la cohérence et du temps. ENGIE insiste également sur le fait que les modifications des heures pleines/heures creuses doivent rester rares et adaptées à des évolutions durables et structurelles. Sans quoi, la lisibilité de l'incitation transmise par la structure tarifaire pourrait être compromise. A ce titre, ENGIE s'inquiète par avance de la proposition de la CRE concernant l'augmentation du nombre d'heures creuses en été de 8 à 10 heures dans une future phase, créant à nouveau une adaptation des profils et modèles de prévision de consommation, des modifications/adaptations des SI donc des coûts qui in fine se répercuteront sur la facture des consommateurs.
- **ENGIE demande une adaptation de la composante de rémunération fournisseur à hauteur de +4%** pour compenser les investissements induits par ces impacts (SI, éditique, clientèle, process...).cf question 59 ci-dessus.
- Par ailleurs, ENGIE appelle l'attention de la CRE s'agissant des potentiels impacts économiques et opérationnels du déplacement d'heures creuses appliqué en cours d'exécution du contrat de fourniture. En effet, la modification de la répartition heures pleines / heures creuses prise en compte dans le flux de facturation pourrait entrer en conflit avec la répartition utilisée pour le pricing des offres et ainsi être source de complexités opérationnelles voire d'impacts sur l'économie des offres de marché. ENGIE réitère sa recommandation -figurant dans sa réponse à la première consultation TURPE 7- de restreindre la modification des heures creuses d'un consommateur **exclusivement lors de la signature** d'un nouveau contrat ou lors de son renouvellement de contrat.
- **Il est important d'adapter les heures creuses aux nouveaux usages et pas uniquement aux besoins du réseau.** Les plages d'heures creuses doivent être adaptées aux nouveaux usages, comme la recharge des véhicules électriques. Il est nécessaire de conserver 4 à 5 heures creuses la nuit toute l'année, y compris en été, pour la recharge des véhicules électriques, qui sont rarement branchés en journée.
- ENGIE demande de ne pas inclure les professionnels ayant une puissance inférieure à 36 kVA, mais d'ajuster leurs heures creuses sur le même calendrier que celui du marché d'affaires. En effet, bien que le client professionnel, tout comme le client particulier, soit sensible à l'optimisation de sa consommation, il est souvent contraint par son activité, qu'il ne pourra pas moduler ou adapter en fonction des nouvelles plages horaires dans des délais aussi serrés. Cette situation pourrait exposer ces clients à des risques.
- S'agissant du cas particulier des clients multisites : ces clients risquent, au cours de la mise en œuvre de l'opération, de voir coexister dans leur périmètre des sites disposant d'une répartition heure pleine/heure creuse déjà modifiée et d'autres en attente d'évolutions. Afin de limiter la coexistence de signaux difficilement conciliables voire contradictoires au sein d'un même périmètre de sites, ENGIE appelle à ce que, dans le

cadre de la concertation avec Enedis préalable au lancement des opérations, un traitement spécifique des clients multisites puisse être défini.

Par ailleurs, ENGIE souhaite rappeler que les incitations adressées par la structure tarifaire du TURPE sont généralement effectivement bien transmises au consommateur final, **sur la part acheminement**, que la relève de ses consommations soit en miroir du TURPE ou qu'elle fasse l'objet de l'activation d'un calendrier fournisseur. Néanmoins, la possibilité pour le fournisseur, sur la part énergie du prix du client, de retenir des **structures tarifaires différentes** de celle du TURPE permet :

- D'adapter le signal tarifaire à la capacité du client à se l'approprier : selon leurs caractéristiques respectives, tous les clients n'ont pas la même capacité à répondre aux signaux-prix. Le fournisseur peut donc adopter, sur la part énergie, des structures tarifaires adaptées,
- De compléter l'incitation structurelle par un signal-prix dynamique : au-delà d'une adaptation durable de leurs comportements, certains clients ont une capacité à moduler ponctuellement leur consommation. Celle-ci peut être mise au service d'une flexibilité dynamique, répondant à des contraintes conjoncturelles du réseau, grâce à un signal-prix approprié (prix dynamique partiellement indexé sur des indices de marché, pointe mobile, etc.)

Les nouveaux enjeux pour le système électrique appellent les fournisseurs à une **innovation contractuelle** toujours plus forte qui doit pouvoir se traduire dans les structures tarifaires proposées aux clients. La contribution de ces solutions de flexibilité doit être pleinement prise en compte dans les réflexions sur les équilibres offre/demande dans un système électrique toujours plus complexe.

Question 62 Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE pour la différenciation locale des régimes d'heures creuses en HTA ?

De manière générale, et comme exprimé en Q. 61, la structure tarifaire du TURPE doit être suffisamment lisible pour jouer un rôle incitatif auprès des clients. Aussi, avant d'être mise en œuvre, ENGIE considère que l'intérêt d'une différenciation locale de la répartition HP/HC doit être évalué au regard du bénéfice attendu et de la réelle capacité des clients à s'approprier ces régimes spécifiques. Par ailleurs, *cf question précédente* ENGIE considère qu'un traitement spécifique des clients multisites devrait être retenu : une trop grande différenciation des régimes HP/HC applicables à leurs différents sites risquerait de nuire à la portée de l'incitation adressée à ces clients.

Question 63 Êtes-vous favorable aux orientations de la CRE visant à inciter Enedis à la tenue des délais pour la mise à jour des plages temporelles des compteurs ?

Nous sommes favorables aux orientations de la CRE visant à pénaliser Enedis en cas de non-respect des délais pour la mise à jour des plages temporelles des compteurs. Toutefois, nous estimons qu'il n'est pas nécessaire d'introduire un système de bonus pour atteindre cet objectif.

Une gestion rigoureuse et une planification adéquate devraient suffire à garantir le respect des échéances sans recourir à des incitations financières supplémentaires.

➤ Les composantes de comptage et de gestion (cf. p. 159)

Question 64 Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir les modalités de calculs pour la composante de comptage et de gestion pour les domaines de tension BT \leq 36 kVA, mais aussi HTA et BT $>$ 36 kVA ?

ENGIE se montre favorable à la mesure proposée, car elle permet de ne plus appliquer la logique d'arrondi au douzième au total de la CG. Cependant, ENGIE souhaite que cette logique soit également exclue pour la RF et la part de la CG revenant à ENEDIS. À défaut, ENGIE demande à la CRE de procéder elle-même aux arrondis dans la délibération, afin d'éviter toute interprétation divergente par les parties prenantes. Cette demande vise à garantir une application claire et équitable des règles tarifaires, tout en simplifiant les processus administratifs et en minimisant les impacts financiers pour les consommateurs.

Question 65 Êtes-vous favorable au maintien des composantes de CMDPS en HTA et en BT $>$ 36 kVA tel que proposé par la CRE ?

➤ Le maintien des options dérogatoires pour les compteurs non-communicants (cf. p. 162)

Question 66 Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir les options tarifaires dérogatoires pour les clients non éligibles aux options à quatre plages temporelles ?

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE de maintenir les options tarifaires dérogatoires pour les clients non éligibles aux options à quatre plages temporelles. Toutefois, il est impératif que les clients non éligibles soient uniquement ceux disposant de compteurs historiques. Il est également important de ne pas négliger le traitement des clients éligibles mais non encore basculés en quatre cadrans, notamment ceux dont les compteurs ont échoué à la télé-opération. L'assainissement du parc de compteurs défaillants est essentiel pour une programmation optimale de la saisonnalisation des heures creuses.

➤ La tarification de l'énergie réactive (cf. p. 162)

Question 67 Êtes-vous favorable aux propositions de la CRE concernant l'énergie réactive ?

ENGIE souhaite souligner l'apport de la mise en œuvre de l'article 30 de la loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables. En effet les producteurs raccordés sur le réseau de distribution sont sollicités dans toutes les zones sous contraintes afin de contribuer au bon fonctionnement du réseau (injection/soutirage réactif). RTE

a reconnu l'efficacité de cet apport des producteurs EnR raccordés sur le RPD, néanmoins cela ne semble pas avoir été clairement pris en compte dans cette consultation. De plus nous souhaitons rappeler que la généralisation de cette disposition à tous les producteurs raccordés sur le RPD (HTA) doit prendre en compte le fait que certains actifs sont vieillissants et qu'il est nécessaire de les exclure de la généralisation comme cela a été inscrit dans l'article 30 : « lorsque cela est techniquement possible ».

Enfin, ENGIE demande à la CRE de prévoir une règle neutralisant l'impact disproportionné des cas de défaillance de régulation qui peuvent se produire sur une année (exonération des pénalités appliquées par ENEDIS notamment). ENGIE propose que dès lors que le service (non rémunéré) est parfaitement rempli 80% de l'année, les producteurs EnR ne soient pas soumis à des pénalités. Sans cette évolution, en cas de défaillance, les sites reliés au RPD seraient les seuls à ne pas avoir la possibilité de proposer au RPD une date prévisionnelle de mise en conformité sous un délai d'un mois comme cela est le cas sur le RPT.

Le cadre actuel n'est plus adapté, celui-ci pénalise les producteurs dès lors qu'ils ne respectent pas le suivi de la régulation en cas de défaillance d'un équipement par exemple. Nous nous retrouvons donc concrètement avec plus d'une centaine de parcs sous consignes de réactif saisonnières ou annuelles, et recevons des factures de réactif de la part du gestionnaire de réseau de distribution dès lors que nous rencontrons le moindre problème sur un actif, alors que nous rendons un service salué à la fois par RTE et ENEDIS. Nous demandons à la CRE que les producteurs soient insensibilisés dès lors qu'ils rendent par exemple 80% du service sur l'année. Nous espérons être entendus par la CRE, en demandant la mise en place d'un aménagement raisonnable (rendre le service 80% de l'année) qui permettrait une saine gestion des actifs concernés.

➤ L'introduction d'un tarif optionnel pour les installations de stockage (cf. p. 164)

Pour cette partie nous renvoyons à notre réponse qui figure dans la consultation TURPE HTB.

Question 68 Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un tarif optionnel injection-soutirage accessible de manière transitoire aux installations de stockage raccordées au réseau HTA au sein des zones pour lesquelles l'apparition de contraintes locales de réseau est particulièrement prévisible ?

Question 69 Êtes-vous d'accord avec les critères envisagés par la CRE pour définir les zones dans lesquelles une installation de stockage pourrait souscrire au tarif injection-soutirage ?

Question 70 Êtes-vous d'accord avec les règles envisagées par la CRE pour placer les heures de pointe du tarif injection-soutirage ?

Question 71 Êtes-vous d'accord avec les critères d'éligibilité envisagés par la CRE pour le tarif injection-soutirage ?

Question 72 Êtes-vous favorable aux grilles tarifaires de la composante injection-soutirage et aux modalités de mise en œuvre ?

➤ La tarification relative à l'autoconsommation (cf. p. 173)

Question 73 Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir le niveau actuel des composantes de gestion des autoconsommateurs individuels et des participants à des opérations d'autoconsommation collective ?

ENGIE est favorable au maintien du niveau actuel des composantes de gestion des autoconsommateurs individuels et des participants à des opérations d'autoconsommation collective. Ces deux segments sont encore en développement et le seront pendant la période du TURPE 7. Ce maintien est un signal positif pour ces acteurs engagés dans la transition écologique.

Question 74 Êtes-vous favorable à l'extension de la composante de gestion spécifique à l'autoconsommation collective à la HTA ?

Question 75 Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir le principe de l'option tarifaire d'autoconsommation collective distinguant flux autoproduits et alloproduits ?

ENGIE est favorable pour le TURPE 7 au maintien de cette option afin de soutenir le développement de l'autoconsommation collective.

Ce principe de l'option tarifaire d'autoconsommation collective, distinguant les flux auto-produits et allo-produits, est effectivement plus « juste » pour les clients. Cette distinction apporte un niveau de transparence significatif pour les auto-consommateurs et producteurs, tout en constituant une incitation positive à l'autoconsommation locale, dès lors qu'ils en ont connaissance ou l'utilisent.

A cet égard, ENGIE considère que globalement les fournisseurs ne disposent pas d'une information suffisante, dès la phase de prospection commerciale, s'agissant de l'inclusion d'un site de soutirage dans une opération d'autoconsommation collective, alors même que cette caractéristique a des incidences notables tant s'agissant du pricing des offres que de l'exécution du contrat. ENGIE accueille donc favorablement la demande de la CRE adressée à ENEDIS de travailler à une évolution des informations communiquées aux fournisseurs.

Question 76 Avez-vous d'autres observations sur la consultation publique relative au TURPE 7 HTA-BT ?

ENGIE reconnaît les avantages de la nouvelle structure tarifaire visant à encourager une consommation plus responsable, avec des tarifs incitant le client à déplacer sa consommation vers les périodes où l'électricité est moins chère. Une consommation bien pilotée permettra de diminuer voire de neutraliser l'impact de l'augmentation de la grille TURPE 7 sur la facture du client final. Et, pour maximiser les bénéfices de ces nouvelles structures tarifaires et minimiser l'impact des augmentations tarifaires sur les factures des clients finaux, en plus de l'accompagnement client, il est essentiel d'optimiser les portefeuilles à l'entrée en vigueur du TURPE 7. C'est pourquoi ENGIE demande la levée de la contrainte de 12 mois pendant une période suffisamment longue pour permettre de lisser ces optimisations massives sans mettre en tension le SI du GRD.