

Réponse à la Consultation publique de la CRE – TURPE 5

Question 1 :

Etes-vous favorable à l'introduction d'une clause de rendez-vous, permettant d'adapter si nécessaire la structure du TURPE 5 à l'issue de deux ans de mise en œuvre ?

La Commission de Régulation de l'Énergie propose d'introduire dans la mise en œuvre du TURPE 5 une clause de rendez vous : celle-ci permettrait d'adapter la structure des tarifs en cas de changements importants dans les modes d'utilisation des réseaux et dans les méthodes de dimensionnement des réseaux, à l'issue de deux ans de mise en œuvre de la tarification.

Ces adaptations auraient pour vocation à mieux tenir compte d'un nouveau rôle assurantiel du réseau qui, selon les GRD, devrait s'accompagner d'une augmentation des recettes liées à la facturation de la puissance souscrite.

Le SIEL et le SEDI considèrent que la clause de rendez vous proposée n'a pas pour vocation de repenser la structure du tarif mais de l'adapter aussi peu que possible aux évolutions d'ordre réglementaires ou conjoncturelles imprévues. Les gains de stabilité des « règles du jeu », et des signaux tarifaires pour une période connue sont plus importants pour les acteurs qu'une adaptation continue introduisant incertitude et nécessité d'adaptation.

Dans son raisonnement sur la part puissance et la part énergie des tarifs, la CRE ne traite pas la problématique plus spécifique de l'avènement d'une nouvelle catégorie de besoin, appelant une nouvelle catégorie de service réseau, celle correspondante au client de type « prosumer ». Par leur autoproduction, ces clients utilisent le réseau principalement pour sa capacité à assurer la continuité d'approvisionnement, y compris en heures de pointe. Nombre de pays ont avancé dans la configuration de tarifs permettant de prendre en compte ce type d'utilisation. Le coût du service pour assurer à ces clients le complément pour la continuité d'alimentation est le même potentiellement que pour un client consommateur « standard », car ils peuvent potentiellement recourir au réseau public en heures de pointe. Autrement-dit, la démultiplication de cette catégorie de clients amènerait rapidement un manque à gagner pour le GRD et à terme le financement du réseau majoritairement par les clients « standards ».

En 4 ans de période tarifaire, cette évolution des usages des réseaux peut significativement s'accélérer dans les prochaines années.

Aussi, pour Le SIEL et le SEDI, les points d'attention sont :

- La clause de rendez-vous pour une telle adaptation semble nécessaire, car en 4 ans l'usage du réseau peut significativement évoluer. Ce type révision en cours de période tarifaire ne devrait cependant pas être utilisé pour les ajustements structurels du tarif.
- Le TURPE 5 manque actuellement de mécanismes d'incitation et de facilitation de l'autoproduction. La tarification devrait être adaptée pour en tenir compte si la CRE veut

mesurer une évolution notable de l'utilisation des réseaux deux ans après la mise en place du TURPE 5 ;

- Quelles seraient les données de référence étudiées pour examiner l'évolution de l'utilisation des réseaux ? A quel niveau la CRE considérerait-elle que ces données indiquent une réelle évolution ?
- Comment la CRE compte estimer quand les méthodes de dimensionnement doivent différer compte tenu du changement d'utilisation des réseaux ?

Le TURPE pourrait alors être fonction de :

- l'assurance demandée par l'utilisateur : une assurance de soutirage de 100% sera très différente au niveau de l'impact sur le réseau d'une assurance de soutirage de 50% ;
- La puissance souscrite ;
- L'utilisation aux heures de Pointe.

Question 2 :

Etes vous favorable au principe de regroupement en BT, proposé par ENEDIS ?

Le SIEL et le SEDI sont favorables à l'instauration d'un principe de regroupement pour les PDLs BT.

En effet, il semble au SIEL et au SEDI que cette mesure est de nature à promouvoir le développement des microgrids (ou micro-réseaux intelligents) sur le territoire français, et cette nouvelle composante permettrait d'inciter les promoteurs immobiliers et gestionnaires d'immeuble à mettre en place ce type de dispositif. Force est de constater un certain retard en France dans ce développement, la réglementation n'aidant pas.

Les microgrids sont des réseaux électriques de petite taille, conçus pour fournir un approvisionnement électrique fiable et de meilleure qualité à un petit nombre de consommateurs. Ils agrègent de multiples installations de production locales et diffuses (micro-turbines, piles à combustible, petits générateurs diesel, panneaux photovoltaïques, mini-éoliennes, petite hydraulique), des installations de consommation, des installations de stockage et des outils de supervision et de gestion de la demande. Ils peuvent être raccordés directement au réseau de distribution ou fonctionner en mode îloté.

Rappelons qu'une évolution vers des microgrids présente de nombreux avantages comme :

- De jouer le rôle d'agrégateur pour s'ajuster sur les marchés ;
- De différer des investissements de réseaux, en permettant d'optimiser l'acheminement de l'énergie ;
- D'offrir un réseau plus sûr et plus fiable tout en facilitant la création d'initiatives et de partenariats entre acteurs locaux ;
- De permettre de mieux intégrer les énergies de sources renouvelables ;
- De jouer un rôle moteur dans le déploiement des réseaux intelligents.

Il s'agit ni plus, ni moins de promouvoir l'avènement de territoires à énergie positive.

Par ailleurs, le SIEL et le SEDI considèrent comme la CRE, que son application aux seuls PDLs de puissance de raccordement supérieure à 36 kVA limiterait grandement la portée de cette incitation et le regroupement ne doit concerner que des PDLs de même type pour un PDL « regroupé ».

Concernant les possibles obstacles juridiques à la mise en place des microgrids, le CoRDIS note dans sa décision du 6 mai 2015 sur le différend qui oppose la société Valsophia et ENEDIS relatif aux conditions de raccordement d'un projet immobilier qu'« il n'existe aucun obstacle juridique au raccordement indirect d'une installation de consommation au réseau public de distribution. » Le comité précise que la souscription à la prestation annuelle de décompte est cependant nécessaire afin de garantir le libre choix de fournisseur de chacun des usagers.

De plus, des dispositions concernant les réseaux dits fermés sont déjà existantes au niveau européen, et les initiatives de microgrids sont en développement dans d'autres pays en relation avec les innovations énergétiques.

Le SIEL et le SEDI considèrent qu'il est donc urgent d'avancer sur le cadre réglementaire permettant la mise en œuvre de telles dispositions au niveau français.

Cependant, le SIEL et le SEDI s'interrogent sur les sujets soulevés par la CRE et l'application de ce nouveau principe :

- La CRE indique que la mise en place de ce regroupement impliquerait des développements SI importants. Pour le SIEL et le SEDI, il semble que cette mise en place diminuerait le nombre de PDLs et diminuerait donc les coûts de fonctionnement du GRD. Ainsi, une clarification des implications au niveau SI pour le GRD est attendue.
- La commission n'indique pas si le regroupement pourra s'appliquer à des bâtiments anciens. Le SIEL et le SEDI considèrent qu'il serait dommageable dans un souci d'optimisation et d'évolution des consommations des bâtiments plus anciens de ne proposer le regroupement que pour les bâtiments tertiaires neufs.
- L'article semble sous-entendre que le concessionnaire à l'intérieur du PDL « regroupé » serait ENEDIS. Le SIEL et le SEDI ne sont pas hostiles à ce qu'ENEDIS soit le gestionnaire du réseau intérieur. Cependant, la décision du CORDIS concernant le différend entre la société Valsophia et ENEDIS en date du 6 mai 2015 précise qu'« il n'existe aucun obstacle juridique au raccordement indirect d'une installation de consommation au réseau public de distribution » (nonobstant le fait de garder un traitement équitable entre usagers). Par contre, cette possibilité impose la souscription à une prestation de décompte qui permet de conserver le choix du fournisseur par l'utilisateur final.

Des premières dispositions pourraient être mises en œuvre dès le TURPE 5 de façon à permettre l'émergence d'un modèle d'exploitation cohérent au terme d'une première période tarifaire transitoire.

Question 4 :***Etes vous favorable au lissage de l'augmentation de la part puissance prévue en BT≤36 kVA ?***

Afin de mieux répercuter les coûts aux utilisateurs qui les induisent, une augmentation de la part puissance dans les tarifs BT ≤ 36 kVA, apparait nécessaire à la CRE, ce qui pourrait entraîner pour certains utilisateurs des évolutions de facture significatives.

Sans s'opposer au principe du lissage proposé, le SIEL et le SEDI s'interrogent par contre sur la pertinence de faire porter sur les PDLs BT≤36 kVA, les coûts d'adaptation du TURPE 5 aux nouvelles utilisations du réseau. En effet, ces évolutions concernant la part puissance n'incitent pas les usagers à prioriser les réductions de consommations d'énergie. Le SIEL et le SEDI considèrent que ce signal n'est pas satisfaisant socialement. Il amène les utilisateurs BT≤36 kVA à payer un coût supplémentaire associé à une spécificité inhérente aux réseaux BT qui les desservent (absence de redondance et nécessité d'une adaptation des réseaux à l'échelle des poches locales BT), affranchissant les autres utilisateurs d'une mutualisation de ces coûts.

Question 7 :***Etes vous favorable à l'utilisation de la méthode spécifique proposée par la CRE pour la construction du tarif BT LU ?***

Le SIEL et le SEDI s'accordent avec la CRE concernant la construction théorique du tarif BT LU : la souscription à ce tarif d'utilisateurs ayant une consommation thermosensible doit être limitée afin de ne pas créer des effets d'aubaine.

Cependant, cette construction fait peser un lourd poids économique sur les PDL de l'éclairage public. En effet, en considérant un échantillon de PDLs BT LU d'utilisation conforme aux indications de la CRE pour ce type de tarif, le SIEL et le SEDI notent que :

- La part fixe représenterait 86% du coût de la composante de soutirage en moyenne. Pour arriver à un équilibre entre part fixe et part variable, la durée d'utilisation doit être d'au moins 8000 heures soit 90% des heures de l'année (8760 heures pour une année).
- L'utilisation de passage¹ (autrement dit l'utilisation limite pour laquelle la configuration LU est plus intéressante que la configuration CU pour un PDL) représente environ 2263 heures quelque soit la puissance souscrite choisie. Si cette utilisation est cohérente pour les faibles puissances (par exemple une consommation de 13 500 kWh pour une puissance souscrite de 6 kVA), elle représente une consommation et un TURPE extrêmement importants. En effet, pour un PDL de puissance souscrite 36 kVA, la consommation de passage correspond à plus de 80 000 kWh et à une composante de soutirage de 2 900 euros. Le SIEL et le SEDI considèrent que l'utilisation de passage pourrait être diminuée pour les puissances souscrites les plus importantes, notamment supérieures à 18 kVA. Ceci permettrait aux PDLs de puissance souscrite importante, pour lesquels l'option LU est destinée, de pouvoir effectivement souscrire à cette utilisation sans subir un lourd impact financier par rapport à l'utilisation CU. Sans ce rééquilibrage, de nombreux PDLs auraient plutôt intérêt à souscrire à une utilisation CU.

¹ L'utilisation correspond en théorie à la durée d'utilisation d'un PDL, autrement dit, sa consommation annuelle divisée par la puissance souscrite. Elle s'exprime en heures.

De plus, cette construction ne permet pas de réellement inciter des améliorations de l'efficacité énergétique, car la part associée à l'énergie est beaucoup plus faible et aura moins d'incidence sur le prix que la part associée à la puissance.

Par exemple, il faudrait une économie de 25 000 kWh pour atteindre une diminution de 100 euros du montant de la composante de soutirage, ce qui est bien supérieur à la consommation totale moyenne de l'échantillon de PDL BT LU étudié. Le SIEL et le SEDI considèrent que le tarif LU doit inciter à baisser ses consommations en pointe beaucoup plus que dans la configuration actuelle.

Question 8 :

Etes vous favorable à la mise en œuvre progressive, à un rythme annuel, du recalage lié à l'introduction d'un tarif à quatre plages temporelles ?

Concernant le recalage lié à l'introduction d'un tarif à quatre plages temporelles, le SIEL et le SEDI considèrent que le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité devrait présenter une stabilité sur une période de temps de 4 ans. En effet, le TURPE 5 prévoit une multiplicité de recalages progressifs en raison d'évolutions structurelles qui risque d'altérer sa lisibilité.

De plus, les usagers BT≤36 kVA porteront une augmentation importante du TURPE. Un rééquilibrage de l'augmentation avec les usagers HTA et BT >36 kVA est nécessaire d'après le SIEL et le SEDI.

Enfin, le concessionnaire ENEDIS a affirmé que le déploiement du compteur Linky ne pèserait pas financièrement sur les usagers. Or, le SIEL et le SEDI notent que les utilisateurs qui ne seront pas équipés du compteur verront leur tarif TURPE augmenter, compte tenu de la mise en place d'une option à 4 plages temporelles. Ceci n'est pas conforme à l'annonce effectuée par ENEDIS et par conséquent, la CRE devrait équilibrer ce poids sur l'ensemble des usagers et non uniquement les usagers BT≤36 kVA.

Question 23 :

Etes vous favorable à la forme des grilles proposée en HTA ?

Question 24 :

Avez-vous des remarques à formuler sur les grilles tarifaires proposées par la CRE pour le domaine de tension HTA?

Le SIEL et le SEDI sont favorables à la forme des grilles proposée par la CRE.

La proposition de deux options à 5 plages temporelles l'une à pointe fixe, l'autre à pointe mobile permet d'inciter les usagers à optimiser leur consommation de pointe. De plus, le fait que les coefficients de ces deux options soient identiques sauf pour les périodes de pointe et d'heures pleines de saison haute constitue un très bon signal qui est parfaitement compréhensible par les usagers.

Les possibilités concernant le choix de puissances devraient être explicitées. Pour rappel, dans le cadre du TURPE 4, il est possible de choisir 5 puissances souscrites différentes croissantes de la

puissance de Pointe vers la puissance des heures Creuses en Saison Basse. Cette possibilité doit être conservée pour le TURPE 5 afin de pouvoir optimiser les consommations et puissances des PDLs HTA.

Cependant, le SIEL et le SEDI considèrent que les coefficients pondérateurs à la puissance pour la version LU sont trop importants. En effet, en appliquant les nouvelles structures de tarifs à des PDLs HTA d'un échantillon de 250 PDLs, la version la plus optimale est dans 95% des cas, la version CU. Après une analyse plus fine, en étudiant l'influence des puissances souscrites, de la consommation, des parts d'heures de Saison Haute et d'heures Pleines (voir l'analyse présentée pour la question qui utilise la même méthodologie), les cas où la version LU est plus intéressante que la version CU sont extrêmement rares.

Le SIEL et le SEDI propose donc :

- Soit l'instauration d'une version MU (« Moyenne utilisation ») se situant entre les deux versions actuelles, dont les coefficients pondérateurs à la puissance seraient plus faibles que la version LU et permettraient à certains PDLs d'optimiser le coût de leur TURPE ;
- Soit la diminution des coefficients pondérateurs à la puissance associés aux périodes de Pointe, d'Heures Pleines en Saison Haute et Basse et d'Heures Creuses en Saison Haute afin de permettre des réelles optimisations entre version CU et version LU.

- **Question 25 :**
Etes vous favorable à la forme des grilles proposée en BT > 36 kVA ?
- **Question 24 :**
Avez-vous des remarques à formuler sur les grilles tarifaires proposées par la CRE pour le domaine de tension BT > 36 kVA?

Le SIEL et le SEDI sont favorables à la forme des grilles proposées par la CRE.

La proposition de deux options différentes en fonction de l'utilisation (CU et LU) permet de bien différencier les utilisateurs et d'inciter les usagers à maîtriser leurs consommations et respecter la puissance souscrite.

Les possibilités concernant le choix de puissances devraient être explicitées. Pour rappel, il est possible de choisir :

- 1 seule puissance souscrite pour l'ancienne option moyenne utilisation à 4 plages temporelles ;
- 2 niveaux de puissances souscrites pour l'ancienne option longue utilisation à 5 plages temporelles.

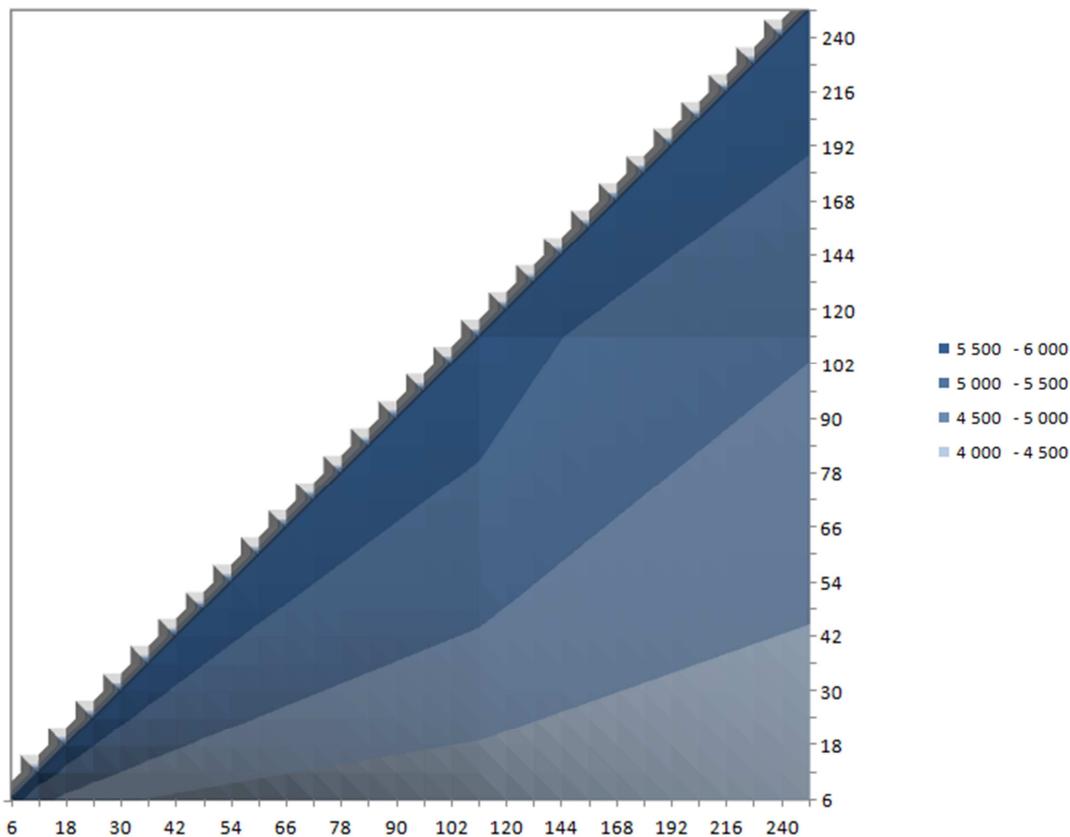
Le SIEL et le SEDI proposent de garder la possibilité de choisir 2 niveaux de puissance souscrite pour les deux options BT >36 kVA afin de laisser les usagers optimiser au mieux les puissances souscrites de leurs PDLs sans complexifier le choix des puissances (avec un choix de 4 puissances souscrites différentes).

Cependant, tout comme pour les niveaux de tension HT, le SIEL et le SEDI considèrent que les coefficients pondérateurs à la puissance pour la version LU sont trop importants.

En effet, en appliquant les nouvelles structures de tarifs à des PDLs BT > 36 kVA d'un échantillon de 2400 PDLs, la version la plus optimale est dans plus de 95% des cas, la version CU.

Une analyse plus fine a été menée en étudiant l'influence des puissances souscrites, de la consommation, des parts d'heures de Saison Haute et d'heures Pleines. La part d'heures Saison Haute correspond au pourcentage de consommation (ou d'utilisation) effectuée en Saison Haute : pour l'échantillon analysé, celui-ci est d'environ 50% en moyenne. La part d'heures Pleines correspond au pourcentage de consommation (ou d'utilisation) effectuée en Heures Pleines : pour l'échantillon analysé, celui-ci est d'environ 75% en moyenne.

En utilisant ces valeurs moyennes et en considérant 2 niveaux de puissances souscrites, les couples (Puissances souscrites, consommations) pour lesquels la version LU est plus intéressante que la version CU sont extrêmement rares. Les niveaux de consommation à partir duquel la version LU est moins chère que la version C2 sont très importants : ils correspondent en moyenne à plus de 5000 heures d'utilisation.



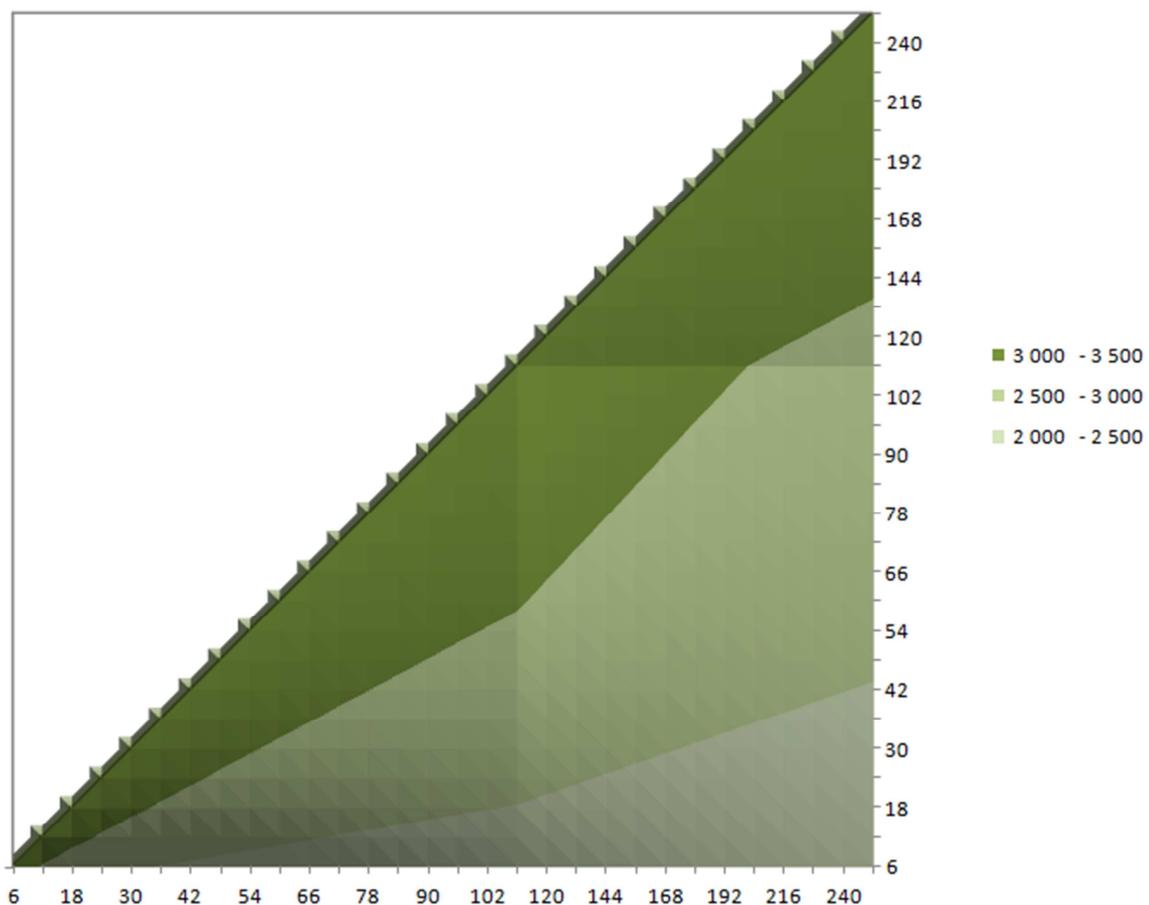
On note donc que :

- l'utilisation de passage minimale est d'environ 4 000 heures ;
- Pour un écart faible entre les deux niveaux de puissance, l'utilisation de passage est plus élevée (entre 5 000 et 6 000 heures).
- Pour diminuer substantiellement l'utilisation de passage, il faut au moins un écart de 30 kVA entre les deux niveaux de puissance.

Le SIEL et le SEDI considèrent que ces utilisations de passage et les conditions d'optimisation sont trop élevées.

Le SIEL et le SEDI proposent donc :

- Soit l'instauration d'une version MU (« Moyenne utilisation ») se situant entre les deux versions actuelles, dont les coefficients pondérateurs à la puissance seraient plus faibles que la version LU et permettraient à certains PDLs d'optimiser le coût de leur TURPE pour une utilisation inférieure à 4 000 heures.



Par exemple, un tarif MU avec les coefficients suivants a été simulé et donne les utilisations de passage suivantes qui sont cohérentes avec le statut de tarif intermédiaire entre CU et LU.

		HPSH	HCSH	HPSb	HCSb
MU	Coefficient pondérateur à l'énergie (c€/kWh)	4,2	2,66	1,82	1,67
	Coefficient pondérateur à la puissance (€/kVA/an)	13	9	6	3,5

- Soit la diminution des coefficients pondérateurs à la puissance associés aux périodes de Pointe, d'Heures Pleines en Saison Haute et Basse et d'Heures Creuses en Saison Haute afin de permettre de réelles optimisations entre version CU et version LU.

- **Question 28 :**
Êtes-vous favorable au maintien de la possibilité de souscrire la puissance par pas de 1 kVA pour les utilisateurs équipés d'un compteur adéquat ?
- **Question 29 :**
Êtes-vous favorable à la suppression des plages de puissances en BT ≤ 36 kVA ?

Le SIEL et le SEDI sont favorables à la possibilité de souscrire la puissance par pas de 1 kVA pour les utilisateurs équipés d'un compteur adéquat et à la suppression des plages de puissances en BT≤36kVA. Ces dispositions permettent de simplifier la tarification et d'offrir plus de latitude aux usagers concernant le choix de puissance.

Le SIEL et le SEDI rappellent que les PDLs en éclairage public dont 15 % sont au forfait pour le SIEL et ne disposent pas de compteur ont déjà la possibilité de souscrire à des puissances par pas de 0,1 kVA. Il serait utile d'explicitier le traitement de ce type de PDL dans le TURPE.

De plus, l'arrondissement des puissances souscrites de PDLs en éclairage public à la puissance entière supérieure correspondrait à une augmentation moyenne de 35 % du TURPE (sur un échantillon de 4 200 PDLs éclairage public en option LU). Ainsi le SIEL et le SEDI s'opposent à la modification de ces puissances souscrites car les surcoûts financiers liés au TURPE mais aussi liés au coût de l'abonnement facturé par le fournisseur seraient de l'ordre de 8 % sur la facture globale.

- **Question 31 :**
Etes vous favorable à la tarification des dépassements de puissance telle que proposée par la CRE ?

Le SIEL et le SEDI sont favorables à la tarification des dépassements de puissance proposée par la CRE :

- La méthode quadratique est la méthode la plus précise pour calculer les dépassements pour le niveau de tension HT ;

- Le fait de retenir uniquement la durée de dépassement pour le niveau BT > 36 kVA permet de simplifier le traitement du calcul des dépassements pour ce niveau de tension.
- Le plafonnement permet d'éviter des cas de facturations extrêmes et est à un niveau cohérent et acceptable pour le SIEL et le SEDI.

- **Question 32 :**
Etes vous favorable à la suppression de la composante de dépassements ponctuels programmés en HTA ?

Le SIEL et le SEDI sont favorables à la suppression de la composante de dépassements ponctuels programmés en HTA compte tenu de sa très faible utilisation.

- **Question 33 :**
Etes vous favorable à une composante de comptage unique pour tous les utilisateurs non propriétaires de leur compteur ?

Concernant la composante de comptage en BT \leq 36 kVA, le SIEL et le SEDI sont favorables à l'instauration d'une composante unique pour tous les utilisateurs non propriétaires de leur compteur. Ceci permettra la simplification de la tarification et sa plus grande clarté.

Néanmoins, le SIEL et le SEDI s'interrogent sur les implications de cette proposition concernant les PDLs éclairage public en forfait. Ceux-ci ne disposent pas de compteur et la composante de comptage est actuellement égale à 1,2 € par an. Est-ce que ce niveau de prix est susceptible de changer ?

Sur les 4 269 PDL éclairage public gérés par le SIEL, 646 sont en forfait, c'est-à-dire sans comptage, soit 15 % du parc. La décision choisie peut avoir des conséquences financières non négligeables pour les collectivités.

- **Question 35 :**
Êtes-vous favorable à la mise en place d'une CG unique, les conditions de rémunération des fournisseurs par les GRD au titre de la gestion de la relation contractuelle avec les utilisateurs étant par ailleurs définies dans les contrats et protocoles liant les GRD et fournisseurs ?
- **Question 36 :**
Le cas échéant, êtes-vous favorable à l'encadrement par la CRE de la rémunération des fournisseurs par les GRD ?
- **Question 37 :**
Dans la perspective d'un encadrement par la CRE de la rémunération des fournisseurs par les GRD, quelles modalités de rémunération seraient les plus adaptées ?

Le principe du contrat unique prévu par le code de l'énergie a pour vertu la simplification de la relation contractuelle. Il est donc normal qu'il soit incité. Toutefois une rémunération du fournisseur par le GRD, qui pourrait être justifiée puisqu'il assure la gestion de la relation contractuelle avec l'utilisateur pour le compte du GRD, semble être difficile à établir et réguler, sans risque d'une démultiplication des litiges. En effet, le calcul du juste niveau de rémunération (le bon chiffrage des coûts associés sur le périmètre d'activité adéquat) est complexe et incertain à réaliser.

Il est difficile d'imaginer que cette charge portée par le GRD ne soit pas régulée par la CRE, car elle touche l'égalité de traitement des fournisseurs et donc le respect des conditions de concurrence. Toutefois, la CRE devrait alors être attentive à ce que ces évolutions de la composante de gestion se répercutent effectivement dans les offres du fournisseur.

Le montant de la composante change par rapport au TURPE 4, étant donné que la construction de cette composante a été modifiée dans le TURPE 5. En effet, la composante de gestion pour un contrat unique augmente de 261% entre le TURPE 4 et le TURPE 5 pour les BT > 36 kVA.

Si une telle rémunération des fournisseurs, semble être un dispositif vertueux, la complexité à le mettre en œuvre et le réguler amène à considérer une option plus simple : l'absence de composante de gestion pour les clients en contrat unique, la conservation d'une composante de gestion pour les clients ayant opté pour un dispositif CARD.

Cette orientation aurait l'avantage de conserver un signal incitatif en faveur du contrat unique, une incitation du GRD à mieux optimiser ce poste de coût (qui en principe pèse peu dans ses comptes), et de représenter une faible contrainte de régulation, une garantie de traitement équitable de tous les fournisseurs. Pour alimenter utilement le débat, il manque une communication claire sur les montants dépensés par les GRD à la gestion contractuelle et les activités correspondantes précises.