

Dossier de réponse

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 22 juillet 2015 relative à la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité

25 septembre 2015

Sommaire

Paragraphe 1. Les Grandes problématiques en toile de fond de l'élaboration du TURPE 5	6
1) Question 1 : les problématiques exposées ci-dessus sont-elles selon vous représentatives des enjeux soulevés pour la structure du TURPE par l'émergence des réseaux intelligents et par l'évolution du système électrique en termes de structure du TURPE ?	6
2) Question 2 : Voyez-vous d'autres enjeux à l'échéance du TURPE 5 ?	8
Paragraphe 2. Les évolutions du cadre législatif et réglementaire	9
3) Question 3 : Plusieurs facteurs peuvent contribuer à la maîtrise des pointes de consommation : les signaux de prix du marché de l'électricité, le mécanisme de capacité, les dispositifs d'effacements, la structure des tarifs de réseaux et les mesures d'économie d'énergie. Quel doit être selon vous le rôle ou la part de ces facteurs dans l'atteinte de cet objectif ?	9
Paragraphe 3. Calendrier de travail envisagé	11
4) Question 4 : Etes-vous favorable à l'entrée en vigueur simultanée des TURPE HTA-BT et HTB à l'été 2017 ?	11
5) Question 5 : Avez-vous des observations sur le programme de travail et le calendrier envisagés par la CRE pour l'élaboration du TURPE 5 ?	12
Paragraphe 4. Composante de soutirage du TURPE	12
6) Question 6. Avez-vous des remarques sur ces principes généraux sous-jacents à la construction des tarifs ? Estimez-vous en particulier que le sens à donner au principe de péréquation tarifaire et à celui du timbre-poste pourrait être interrogé dans un contexte d'évolution des usages des réseaux (partie 1.5) ?	12
7) Question 7. Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle, du fait du foisonnement entre utilisateurs du réseau, la contribution des consommateurs aux coûts d'infrastructures dépend non seulement de leur capacité de pointe, mais aussi du taux d'utilisation de cette capacité ? Si ce n'est pas le cas, merci de présenter de façon étayée votre propre analyse de ce sujet.....	13
8) Question 8 : Avez-vous des améliorations à proposer quant à la méthode de construction tarifaire présentée ci-dessus ? Le cas échéant, merci de présenter de façon étayée vos propositions.....	15
9) Question 9 : Etes-vous favorable à la prise en compte des nouveaux profils dans le TURPE 5 ? 16	
10) Question 10 : Etes-vous favorable à la prise en compte du coût de la capacité dans le calcul des coûts horaires des pertes sur les réseaux ?	17
11) Question 11 : Quelle est votre analyse quant à la prise en compte d'aléas climatiques extrêmes dans la méthode de calcul des coûts unitaires d'infrastructure?	17
Paragraphe 5. Pointe mobile : quelle pertinence pour le TURPE.....	17
12) Question 12 : Partagez-vous l'analyse de la CRE quant à la non-pertinence d'une option à pointe mobile pour le niveau de tension HTB3 ?	18
13) Question 13 : Que pensez-vous de l'utilité de l'introduction d'une pointe mobile pour les domaines de tension HTB1 et HTB2 ?	18
14) Question 14 : Etes-vous favorable à l'introduction d'une pointe mobile pour le domaine de tension HTA ?	19

15) Question 15 : Si vous êtes fournisseur, envisagez-vous de développer des offres commerciales à effacement prenant en compte ce tarif à pointe mobile ?	20
16) Question 16 : Si vous êtes consommateur, envisagez-vous de souscrire une offre commerciale à effacement prenant en compte ce tarif à pointe mobile ?	20
17) Question 17: Que pensez-vous des critères utilisés par la CRE pour analyser la pertinence de l'introduction, dès TURPE 5, d'une pointe mobile en basse tension ? Partagez-vous les analyses préliminaires de la CRE en la matière ?.....	20
18) Question 18 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre d'un tel dispositif transitoire pour l'hiver 2016-2017 ?	21
19) Question 19 : Si vous êtes un fournisseur ou opérateur d'effacement : envisageriez-vous de proposer à vos clients une offre commerciale tirant parti d'un tel dispositif transitoire ?	21
20) Question 20 : Si vous êtes consommateur, et en particulier si vous êtes actuellement un client du tarif Vert EJP : seriez-vous intéressé par un tel dispositif transitoire ?	21
Paragraphe 6. Evolutions envisagées de la forme des grilles tarifaires.....	21
21) Question 21. Etes-vous favorable au passage à une souscription de puissance par pas de 1 kVA au lieu de 3 kVA ?.....	21
22) Question 22 : Etes-vous favorable au principe d'introduire des tarifs à 4 plages temporelles pour les utilisateurs équipés des compteurs Linky ?	22
23) Question 23 : Etes-vous favorable aux 4 plages temporelles envisagées à ce stade par la CRE ? (Réponse commune aux questions 22, 23 et 26).....	22
24) Question 24. Quelle est votre analyse sur la définition de la plage temporelle d'heures creuses ?.....	22
25) Question 25 : quelle est votre analyse sur la définition de la période saisonnière de pointe ? 23	
26) Question 26 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de définir 3 versions du tarif à 4 plages temporelles ?	23
27) Question 27 : Etes-vous favorable à ce que les tarifs à 4 plages temporelles aient un caractère optionnel pour les utilisateurs équipés des compteurs Linky ?	24
28) Question 28 : Dans le cas où la souscription des tarifs à 4 plages temporelles serait optionnelle, que pensez-vous des deux scénarios envisagés par la CRE (cf.6.2.2) ?.....	24
29) Question 29 : Etes-vous favorable au choix de la période de pointe PP1 pour définir la période de pointe mobile du TURPE HTA à l'horizon du TURPE 5 ?	25
30) Question 30. Etes-vous favorable à la suppression de l'option concave en HTA ?.....	25
Paragraphe 7. Modalités de financement des coûts d'équilibrage.....	25
31) Question 31 : Etes-vous favorable à la modification présentée des principes de couverture du volet énergie des charges liées à l'équilibrage ?	25
32) Question 32 : Etes-vous favorable au transfert dès l'entrée en vigueur des prochaines Règles MA – RE (printemps 2016) des coûts d'activation de la réserve secondaire vers le compte ajustements écarts ?	25

33) Question 33 : Estimez-vous qu'une révision de la répartition entre injections et soutirages pour le financement de certaines des charges de constitution des réserves tertiaires (réserves rapide et complémentaire) et de l'appel d'offres effacement devrait être mise en œuvre ? Si oui, quelle répartition proposez-vous et pourquoi ?.....	25
34) Question 34 : Considérez-vous que le financement de ces réserves devrait porter également sur la puissance d'injection ou de soutirage souscrite plutôt que sur la seule énergie injectée ou soutirée ? Si oui, quelle répartition proposez-vous et pourquoi ?.....	26
35) Question 35 : Pensez-vous que les coûts liés à la reconstitution des marges devraient être financés de la même manière que les réserves rapide et complémentaire ?	26
36) Question 36 : Avez-vous d'autres remarques à apporter sur le partage du financement des coûts d'équilibrage ?	26
37) Question 37 : Estimez-vous que les règles actuelles de constitution des réserves primaire et secondaire (prescription d'acteurs obligés et prix régulé) doivent être modifiées ?	26
38) Question 38 : Que pensez-vous de l'analyse de RTE concernant le marché secondaire organisé des services système fréquence ?	26
39) Question 39 : Etes-vous favorable à l'organisation d'appels d'offres pour contractualiser tout ou partie de la réserve primaire ? Considérez-vous opportun de mener une telle contractualisation de façon conjointe avec d'autres GRT européens ?	26
40) Question 40 : Pensez-vous opportun de faire supporter par les producteurs une partie des coûts de constitution des services système ? En particulier, que pensez-vous de la proposition de la CRE de faire supporter par les producteurs tout ou partie de la différence par rapport à la situation actuelle (18,20 €/MW/h) ?	26
41) Question 41 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE concernant la réserve secondaire ? Si non, quelles alternatives proposez-vous	26
Paragraphe 8. Tarification de l'injection et signaux de localisation	27
42) Question 42 : Etes-vous d'accord avec l'analyse préliminaire de la CRE concernant la tarification des injections ?	27
ANNEXES - Commentaires libres ERDF à la consultation	28
43) Commentaires des paragraphes 6.6.2 et 6.6.3. sur les grilles tarifaires : Domaines de tension HTB et HTA	28
44) Commentaires sur le paragraphe 6.6.4 concernant les grilles tarifaires : Domaine de tension BT > 36 kVA.....	29
45) Commentaires sur le paragraphe 6.6.5 concernant les grilles tarifaires : Domaine de tension BT < 36 kVA.....	30
46) Question 28 Bis. Etes-vous favorable à la tarification à la puissance atteinte pour les utilisateurs raccordés en BT>36 kVA, HTA et HTB ?	30
47) Commentaire libre sur la tarification de l'énergie réactive	31
48) Eléments de réflexion sur le TURPE à période mobile	31

Avant-Propos

Accompagner la Transition Énergétique, répondre à la diversification des attentes clients tout en préservant la qualité du service public de la distribution demande de confirmer la façon dont le service public de distribution va jouer un rôle central, à l'interface entre les clients (particuliers, entreprises, producteurs) et les parties prenantes du système d'alimentation (collectivités, acteurs du système électrique). Les démonstrateurs techniques « smart-grids » lancés par ERDF mettent en évidence comment il sera possible d'insérer efficacement les nouvelles technologies de production sur les réseaux. Une telle architecture offrira un potentiel d'accroissement de l'efficacité et de réduction de la volatilité dans la gestion du système aux deux niveaux que sont les marchés de gros et de détail. En outre, elle favorisera la maîtrise de la demande d'énergie dans ses dimensions énergie et puissance et autorisera une plus grande pénétration des technologies propres et efficaces, avec un suivi des résultats en matière de coûts globaux du système, de qualité et d'émissions de gaz à effet de serre. Le service public de la distribution offrira également la possibilité aux clients, conformément à leurs attentes, d'optimiser leurs priorités individuelles par rapport à la résilience, la qualité, le coût et la durabilité de leur alimentation. Dans les années à venir, le réseau public de distribution restera neutre quant aux choix des modes de production (centralisés ou décentralisés), mais aura vocation à intégrer la production de manière à la rendre plus efficace, et à offrir de nouvelles opportunités commerciales pour les exploitants de moyens de production et les fournisseurs de services énergétiques.

Développer ce rôle accru du service public de distribution implique un réexamen de nombreuses hypothèses et pratiques, y compris dans la conception du système, mais aussi les pratiques de réglementation et de tarification dont la Commission lance la révision par cette consultation. Méthodes et hypothèses qui sous-tendent l'établissement des tarifs devront être questionnées de sorte que les signaux économiques qui en résulteront couvrent de façon cohérente le périmètre d'un gestionnaire de système de Distribution agissant, à l'horizon 2020, au service d'une optimisation d'ensemble du système énergétique. La proposition du régulateur de synchroniser les réflexions sur le transport et la distribution y contribuera.

Outre la cohérence entre les différents maillons du système, ERDF considère que la structure du TURPE HTA-BT doit s'inscrire dans une réflexion large sur la cohérence des signaux économiques du Distributeur, incluant les catalogues des prestations ou encore les barèmes de raccordement mais aussi les outils de mobilisation des flexibilités. Au-delà, il conviendra d'étudier l'opportunité de proposer des offres tarifaires innovantes en réponse aux nouveaux services attendus par les différents segments de clientèle tels que : la numérisation et la personnalisation de la relation client pour les particuliers, des offres de gestion unique des sites exploités par les entreprises, l'accès et le traitement des données de consommation à un pas et une maille de plus en plus fins pour les acteurs de marché, un accompagnement des collectivités locales dans la transition énergétique etc. Pour permettre la transformation décrite ci-dessus, ERDF recommande une approche pragmatique ceci d'autant plus que le système est complexe, qu'il est essentiel de maintenir un service de distribution qui reste abordable et fiable, et que la technologie et les exigences des clients sont susceptibles de se déplacer plus rapidement et ce, de manière différente de ce que nous pouvons envisager aujourd'hui.

Dans le même temps, il sera essentiel de prendre les premières mesures concrètes qui seront les moteurs de changement et de création de valeur à long terme. Ainsi, TURPE 5 devrait à minima permettre de facturer plus précisément les services que les clients attendent du Distributeur : ceux rendus aux consommateurs finaux (desserte, accès garanti à la puissance, acheminement, services rendus par le réseau et service de données), et ceux attendus par les acteurs du système (information plus précise sur l'état du système, contribution à la mobilisation des flexibilités au

service du système, y compris du réseau de distribution). Mais TURPE 5 devra aussi simplifier l'existant en mettant fin à des atypismes¹, fruits de l'histoire et peu porteurs de création de valeur à l'avenir.

Les éléments de réponse à la consultation apportés par ERDF sont présentés dans les sections suivantes de ce document.

Paragraphe 1. Les Grandes problématiques en toile de fond de l'élaboration du TURPE 5

1) Question 1 : les problématiques exposées ci-dessus sont-elles selon vous représentatives des enjeux soulevés pour la structure du TURPE par l'émergence des réseaux intelligents et par l'évolution du système électrique en termes de structure du TURPE ?

ERDF partage l'intention de la CRE de replacer les enjeux d'évolution du TURPE dans le contexte de la transition énergétique, des évolutions technologiques et des changements dans les modes de production d'énergie et d'utilisation des réseaux. Dans ce contexte de transition, ERDF partage le constat que ces mutations amènent à s'interroger sur les signaux économiques émis par le TURPE.

Le document de la consultation mentionne également les heures pleines et les heures creuses comme un outil efficace pour le système électrique. Il a permis la coordination entre le développement du réseau et des usages qu'en font les clients à l'échelle locale. Il a aussi été le vecteur d'une amélioration du confort chez les consommateurs. Une de ses qualités réside dans sa simplicité contractuelle pour le client qui restera attractive dans le cadre de la transition énergétique.

C'est pourquoi, fort de cette réussite, ERDF souhaite également placer dans le champ de la réflexion TURPE 5 les évolutions importantes et différenciées qui ont lieu du côté des services attendus par les clients ou les fournisseurs.

A cet égard, au vu des enquêtes de satisfaction réalisées auprès des différents segments de clientèle et des consultations publiques, ERDF observe des attentes qui portent sur :

- un **service public au meilleur marché possible**,
- un **renforcement de la personnalisation et la numérisation de la relation client**, étant précisé que l'accès aux données de consommation (courbe de charge), qui nécessite le recueil du consentement du client (pour les particuliers) avant toute transmission à un tiers, est une demande importante de fournisseurs et de collectivités locales, des entreprises, des professionnels, les particuliers ayant des attentes principalement relatives à la protection de leur données personnelles,
- une **diversification croissante des attentes** pour les segments ou sous-segments de clientèle vers des services spécifiques :
 - 1) *Les particuliers* souhaitent bénéficier d'une relation personnalisée et non plus par point de livraison, d'une accessibilité et disponibilité renforcées, quel que soit le canal de communication. Ils attendent également la garantie de la protection de leur vie privée quand ils autorisent l'accès à leurs données de consommation. Les clients en soutirage (consommateurs) et en injection (producteurs) estiment que le Distributeur pourrait améliorer sa réactivité et le délai d'intervention, ainsi que la souplesse des modalités de

¹ Points de livraison dans une situation technique et/ou contractuelle spécifique et peu répandue, dont la gestion est complexe et coûteuse.

prise de rendez-vous. Dans certaines zones très localisées, des clients attendent une amélioration de la qualité et de la continuité de fourniture. Enfin, de nouveaux besoins apparaissent pour certaines catégories de clients : véhicules électriques et autoconsommation.

- 2) *Les professionnels* partagent les mêmes attentes que les particuliers avec un niveau d'exigence plus important en raison de leur statut, notamment pour ce qui concerne la prise de rendez-vous et les délais d'intervention. En particulier, ils souhaiteraient un service leur donnant leur historique des consommations en lien avec leur activité.
- 3) *Les producteurs particuliers ou clients professionnels* sont en attente d'informations plus précises concernant leur production et les logiques futures d'autoconsommation.
- 4) *Les entreprises* expriment le besoin d'une relation client renforcée avec la possibilité d'accéder à leurs courbes de charge, bilans de qualité de fourniture, historiques de consommations et au suivi des demandes adressées aux distributeurs. Un suivi plus continu dans la relation et les interventions client ainsi que des services d'optimisation tarifaire (relatifs au TURPE) pour les clients CARD et via les fournisseurs, pour les clients en contrat unique sont également attendus. Certains industriels, compte tenu de leurs établissements, souhaitent se voir proposer une gestion unique de l'ensemble de leurs sites (regroupement de factures, interlocuteur ERDF unique). D'autre part, les acteurs de l'aménagement du territoire ont aujourd'hui besoin de services réseau leur permettant de combiner production et consommation.
- 5) *Les gros producteurs* attendent d'être considérés comme des clients à part entière avec une meilleure intégration de leur problématique (placement de leurs entretiens coordonné avec les périodes de maintenance des ouvrages de distribution...) dans les modèles de gestion opérationnelle de l'activité du distributeur.
- 6) *Les collectivités locales* ont de nombreuses attentes dans le cadre des projets d'aménagement du territoire, de maîtrise de l'énergie, de développement des énergies renouvelables, de déploiement des bornes de recharge de véhicules électriques, et des projets Très Haut Débit (THD). De plus, à l'instar des entreprises, elles sollicitent ERDF pour bénéficier d'une gestion regroupée de leurs bâtiments publics et de la transmission de données agrégées. Certaines attendent un accompagnement du Distributeur en matière de précarité énergétique et pour la définition de leur politique de transition énergétique.
- 7) *Les fournisseurs-agrégateurs* ont de fortes attentes concernant l'accès et le traitement des données de consommation permettant de préparer leurs offres en reproduisant le comportement réel des consommateurs. Selon les cas, leurs attentes peuvent également porter sur le traitement des besoins des clients multi sites, les souscriptions au pas de 1 kVA y compris pour les clients BT>36 kVA, les relevés réels sur courbe de charge, le choix des dates de relevés et de leur regroupement. En tant que responsables d'équilibre, ils souhaitent un suivi plus précis de leur périmètre, cela pouvant passer par la publication de données plus fines.

Dans ce contexte de transition, la frontière entre consommateurs et producteurs apparaît moins tranchée. En particulier, avec l'autoproduction se développe aussi le concept de la production locale partagée qui associe des consommateurs et des producteurs qui peuvent ne pas être une seule et

même entité raccordée au réseau de distribution, mais font partie d'un immeuble collectif, d'un éco quartier ou d'un Territoire à Energie Positive pour la Croissance Verte (TEPCV).

La transition va également être marquée par le déploiement des compteurs communicants et des technologies numériques qui offrent des nouvelles possibilités à la fois source d'opportunités – comme la création de nouvelles classes temporelles en distribution et en fourniture – mais également de contraintes, le déploiement pour 35 millions de clients s'effectuant de façon progressive.

Il résulte de ces attentes toujours plus diversifiées une nécessité de mobiliser de nouvelles ressources qu'il conviendra d'accompagner par des signaux économiques reflétant le juste coût de ces prestations.

Un des enjeux importants est aussi d'assurer un financement des coûts du réseau de distribution mieux réparti entre des usagers de plus en plus variés. A cet égard, ERDF considère qu'une structure tarifaire reconnaissant mieux dès TURPE 5 les différents services rendus par le réseau pourra apporter une réponse collectivement satisfaisante.

Dans une perspective d'acceptabilité de long-terme des évolutions tarifaires, ERDF considère que ces changements d'utilisation du réseau doivent être anticipés dans la construction du tarif. Etant établi que ces comportements s'accompagnent d'investissements (en moyens de production distribuée, en asservissements), des modifications du tarif en réaction a posteriori affecteraient la rentabilité de ces investissements et n'assureraient pas une bonne coordination entre incitations tarifaires et nouveaux comportements.

Le TURPE, instrument tarifaire commun à l'ensemble des utilisateurs, doit ainsi anticiper tous ces changements afin qu'ils puissent s'opérer de façon harmonieuse et acceptable pour les utilisateurs.

2) Question 2 : Voyez-vous d'autres enjeux à l'échéance du TURPE 5 ?

Le réseau public de distribution d'électricité est un monopole naturel. De ce fait, il relève du domaine régulé sous un régime de séparation juridique et de gestion indépendante.

Les démonstrateurs de réseaux de distribution intelligents en France et à l'étranger montrent qu'il est techniquement possible d'intégrer des équipements consommant de l'énergie, la production distribuée ou du stockage, dans l'architecture de gestion de ce réseau qui accueille plus de 80% des nouveaux points de consommation ou production. Ils mettent également en évidence l'importance des interactions entre les différents acteurs du système pour qu'une telle architecture offre le potentiel d'accroissement de l'efficacité et de réduction de la volatilité dans la gestion du système électrique tant au niveau du marché de gros que du marché de détail.

ERDF considère qu'à l'échéance du TURPE 5, le rôle des signaux économiques et en particulier tarifaires apparaîtra essentiel pour garantir l'efficacité d'ensemble d'un système où des interactions entre acteurs se produiront à deux niveaux : système électrique européen et systèmes énergétiques locaux.

Ainsi, ERDF propose que la préparation du TURPE 5 soit l'occasion de premières conclusions sur :

- **La prise en compte dans les signaux économiques des décisions de planification et de la gouvernance des investissements dans un contexte de péréquation.** La planification des investissements EnR et des déploiements de bornes de recharge pour véhicules électriques présentent, à cet égard des enjeux importants.

- **Les signaux économiques à l'interface entre les acteurs** tels que : énergie réactive, demande d'effacement (écrêtement de production à la demande du transporteur...), etc. Le calage du signal prix, l'imbrication des contrats et leur prise en compte dans la base de coût seront indispensables pour inciter les acteurs à une action coordonnée.
- **L'articulation des calendriers fournisseur et distributeur** : comme le montrent la concertation de la CEER sur le futur rôle des gestionnaires de réseau de distribution (*The future role of DSO*, 2014) et la consultation lancée par ERDF sous l'égide de la CRE (*Articulation des calendriers fournisseurs-distributeurs*, 2014), concertation et analyse des retours d'expérience seront indispensables pour aboutir à des solutions qui préservent l'efficacité des signaux économiques des classes temporelles tout en respectant le principe de séparation des activités régulées et concurrentielles.

Paragraphe 2. Les évolutions du cadre législatif et réglementaire

3) Question 3 : Plusieurs facteurs peuvent contribuer à la maîtrise des pointes de consommation : les signaux de prix du marché de l'électricité, le mécanisme de capacité, les dispositifs d'effacements, la structure des tarifs de réseaux et les mesures d'économie d'énergie. Quel doit être selon vous le rôle ou la part de ces facteurs dans l'atteinte de cet objectif ?

Plutôt que de parler de maîtrise de la pointe de consommation, ERDF préfère considérer les périodes de tension de l'équilibre du système électrique. Ces tensions peuvent résulter d'appels de consommation mais aussi de moindre production ou bien de défaillance des ouvrages de transport ou distribution. Elles peuvent se situer à différents niveaux du système sans être nécessairement corrélées. Enfin, les déséquilibres n'ont pas de conséquences symétriques : délestage voire blackout, prix de gros exceptionnellement bas ou élevés, dommage irréparable à des équipements par surtension ou baisse de qualité par tension basse.

Historiquement, le système électrique européen a privilégié un ajustement de l'offre à la demande. Le système français est celui qui a le plus fait appel à l'ajustement par la demande : tarifs Heures Pleines – Heures Creuses, horosaisonniers ou EJP. A présent, les besoins de flexibilité augmentent pour compenser la réduction des capacités d'ajustement de l'offre. C'est une contrepartie du développement de nouveaux moyens de production ENR dont la capacité d'offre dépend en temps réel de la météo et non plus de décisions programmées. Pour répondre à ce besoin accru de flexibilité, la symétrisation entre l'ajustement par l'offre ou par la demande est aujourd'hui recherchée.

En vue de mobiliser au mieux les sources de flexibilités disponibles, chaque offreur de flexibilités, qu'il soit producteur ou consommateur, devrait à terme pouvoir les mettre à disposition et les monétiser en fonction de leur valeur pour le système. Selon les circonstances, cette valeur pourra provenir du marché de gros, du transport ou du réseau de distribution, voire de ces trois opportunités de valorisation (pas toujours additives).

Le gestionnaire de distribution occupe dans ce contexte une place essentielle puisqu'il accueille près de 95% de la production d'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque et de l'ordre de 80% de la consommation. Il en résulte que des ajustements pour les besoins du marché de gros ou pour les besoins du réseau de transport peuvent avoir des impacts sur son propre périmètre de gestion.

En matière de signaux économiques relatifs à son périmètre de gestion, ERDF estime important de bien distinguer entre différents objectifs :

- **La maîtrise du système électrique national et des contraintes du réseau de transport-répartition** : il importe que les contraintes éventuellement imposées sur le réseau de distribution soient prises en compte lors de la décision d'activation et les éventuels surcoûts compensés ;
- **La gestion du réseau de distribution proprement dit** qui vise notamment à s'assurer que les flux électriques résultant de la demande et de la production raccordées à ce réseau soient en permanente adéquation avec les seuils de contraintes électriques et à anticiper le développement du réseau pour y parvenir à un coût raisonnable. Cet ajustement doit, en particulier, mettre en balance coût d'investissement et coût d'activation de flexibilités et être réalisé à tous les horizons de temps.

Pour orienter la consommation lors des pointes locales, le TURPE porte déjà des classes temporelles (heures pleines - heures creuses) dont les plages horaires sont calées localement. Cela permet d'inciter les consommateurs à reporter durablement une partie de leur consommation en dehors des périodes pendant lesquelles les pointes sont les plus probables localement. En pratique, ce déplacement de consommation s'organise durablement grâce à la pré-programmation d'équipements domestiques ou à l'organisation du travail dans les entreprises industrielles. Avec la distinction des calendriers tarifaires appliqués respectivement par les fournisseurs et le Distributeur, il devient nécessaire de repenser les détails, comme l'organisation du foisonnement, qui avaient permis une articulation réussie entre production, transport et distribution. Ce sujet a été abordé notamment dans un appel à contributions organisé par ERDF en décembre 2014, sous l'égide de la CRE.

En complément, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit dans son article 160 la mise en place de tarifs d'utilisation des réseaux incitant les consommateurs à limiter leur consommation en période de pointe au niveau national comme local. Cette disposition pourrait se traduire par la création d'un TURPE à période mobile, sur gouvernance nationale. Il contribuerait ainsi à renforcer le signal prix pendant les pointes du système national, alors que, sans dimension locale de pilotage, sa valeur pour la maîtrise des pointes locales reste à établir. ERDF détaille sa position dans les réponses aux questions 14, 17 et 18.

Plus généralement, au-delà du cadre législatif actuel, ERDF estime qu'avec le développement des énergies renouvelables et du véhicule électrique, des outils de flexibilités pourraient s'avérer utiles en complément des classes temporelles du TURPE. Dans cette perspective, ERDF a, du point de vue français, comparé **neuf véhicules² qui pourraient être utilisés pour gérer ces enjeux**. Ce travail d'identification du « champ des possibles » s'est également appuyé sur un benchmark des trois géographies ayant également engagé des réflexions sur le sujet (Grande Bretagne, Allemagne et zone PJM aux USA). Pour la gestion de contraintes locales spécifiques, on y observe, en particulier, l'utilisation de la contractualisation de l'achat de flexibilité par le Distributeur (Cas *ConEd*, *ComEd*) et des expérimentations de marchés locaux (*EWE*, *RWE*).

Ces véhicules ont été analysés selon deux critères : **efficacité et accessibilité**.

- **L'efficacité** repose sur une modélisation quantitative de la création de valeur pour la collectivité nationale ou surplus pour la collectivité (i.e. enjeu RPD moins coûts de flexibilité y compris ses impacts sur RPT/ production).

² TURPE (horosaisonnalité, TURPE EJP, TURPE injection), Tarifs fournisseurs (positionnement HP/HC), Utilisation des mécanismes nationaux (activation d'offres), Marché local (*Market Maker* - intermédiaire avec le marché national), Contractualisation flexibilité, Raccordement, Prime effacement, Tarifs d'obligation d'achat EnR, Investissement et exploitation de la flexibilité par le GRD

- **L'accessibilité** repose essentiellement sur deux critères : d'une part, la facilité d'intégration dans la régulation et le *market design* en vigueur, d'autre part, la capacité à gérer les risques pour le Distributeur.

Quatre conclusions ont été tirées :

1. Premièrement, **aucun véhicule n'offre d'option parfaite**, c'est-à-dire dominant les autres en termes d'« efficacité et accessibilité » ;
2. Deuxièmement, **les véhicules existants** (TURPE, Tarifs Fournisseurs et Raccordement) **permettent une création de valeur significative** mais avec un potentiel de développement limité par la moyennisation du signal résultant de son application nationale ;
3. Troisièmement, la mise en place de deux nouveaux véhicules – **la contractualisation ciblée** sur des contraintes du réseau public de distribution, ou alternativement **une déclinaison locale du marché de l'électricité** – constituerait un **relais de développement** à mesure que le nombre ou la diversité des contraintes croîtront ;
4. Enfin, **deux véhicules** (Tarifs d'obligation d'achat EnR, Prime d'effacement) **ne sont pas ou mal adaptés à la gestion de la flexibilité du point de vue du Distributeur**.

Paragraphe 3. Calendrier de travail envisagé

4) Question 4 : Etes-vous favorable à l'entrée en vigueur simultanée des TURPE HTA-BT et HTB à l'été 2017 ?

ERDF est favorable à une synchronisation des mouvements tarifaires des tarifs transport et distribution.

ERDF considère en effet que **l'entrée en vigueur simultanée des TURPE HTA-BT et HTB est globalement bénéfique pour l'ensemble des parties prenantes** en donnant notamment une meilleure visibilité aux clients finals, aux fournisseurs et aux gestionnaires de réseaux. De plus, cette synchronisation faciliterait la mise en œuvre de la nouvelle méthodologie de calcul des Tarifs Réglementés de Vente par empilement des coûts (article L337-6 du Code de l'Energie).

Parmi les deux dates envisagées, compte tenu des assiettes en volume d'énergie sur lesquels s'appliquent les mouvements tarifaires, ERDF considère pertinent de mettre en œuvre et procéder aux ajustements des tarifs de distribution d'électricité au 1^{er} juillet, période plus propice à l'interaction avec les consommateurs et fournisseurs et moins volatile que la période hivernale en termes de volumes.

Toutefois, en cas d'évolution de la structure tarifaire impliquant des modifications en profondeur sur la chaîne complète des systèmes d'information, de télécommunication et de comptage, ERDF considère qu'il serait préférable de choisir la date du **1^{er} janvier 2018**, cela d'autant plus que la période estivale n'est généralement pas propice à l'intégration d'évolutions importantes.

Enfin, si nécessaire, un échelonnement de l'application de certaines mesures postérieurement à l'entrée en vigueur du TURPE pourrait être envisagé en fonction des contraintes de mise en œuvre et des trajectoires SI des distributeurs et des acteurs du marché.

5) Question 5 : Avez-vous des observations sur le programme de travail et le calendrier envisagés par la CRE pour l'élaboration du TURPE 5 ?

Le programme de travail proposé par la CRE (structure, cadre de régulation, grille tarifaire et revenu autorisé) présente un enchaînement cohérent de chantiers. ERDF souhaiterait néanmoins avoir plus de visibilité sur les principaux sujets à traiter dans les chantiers ultérieurs sur le cadre de régulation et le revenu tarifaire, les délais associés, et l'articulation de ces travaux avec la mise en œuvre de la récente loi de transition énergétique (décrets d'application...). De plus, la formulation de nouvelles grilles/postes tarifaires doit être anticipée, dans certains cas dès fin 2015, afin d'adapter au mieux les compteurs, les outils et les systèmes informatiques associés.

Paragraphe 4. Composante de soutirage du TURPE

6) Question 6. Avez-vous des remarques sur ces principes généraux sous-jacents à la construction des tarifs ? Estimez-vous en particulier que le sens à donner au principe de péréquation tarifaire et à celui du timbre-poste pourrait être interrogé dans un contexte d'évolution des usages des réseaux (partie 1.5) ?

ERDF est favorable aux principes généraux de construction de la structure tarifaire, notamment aux principes de « timbre-poste », de péréquation tarifaire et de non-discrimination qui font l'objet d'un large consensus politique.

Efficacité :

Pour l'efficacité du signal tarifaire, ERDF rappelle le rôle décisif des plages horosaisonnalisées pour l'incitation à une meilleure répartition temporelle de l'utilisation du réseau. En particulier, ERDF considère l'alternance journalière de plages d'heures pleines et d'heures creuses nécessaire pour orienter une part de la consommation (chauffe-eau, recharge à domicile des véhicules électriques).

ERDF souligne que l'utilisation des seules données historiques pour la construction tarifaire, sans prise en compte des évolutions attendues des comportements (nouveaux usages, évolution des modes de vie résultant par exemple de la mise en œuvre de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte) diminue l'efficacité du signal tarifaire pour l'avenir.

Lisibilité :

A l'exception des clients CARD, ERDF rappelle que ce sont les fournisseurs qui optimisent le choix du TURPE pour le compte de leurs clients et qui sont en mesure de proposer des prix finaux avec le degré de lisibilité ou de finesse correspondant le mieux aux attentes des consommateurs. ERDF considère qu'il est donc préférable que le TURPE vise d'abord à signaler efficacement les coûts du réseau sans préjuger des simplifications que les fournisseurs choisiront de faire pour leurs clients. Laisser cette latitude aux fournisseurs pour se différencier entre eux permettra de faciliter la concurrence et d'en recueillir les avantages. Concernant les clients CARD, ERDF continuera d'assurer son rôle d'accompagnement et de conseil.

Le critère de lisibilité ne doit donc pas être un frein à l'efficacité du signal tarifaire mais les deux principes sont liés par les enjeux d'articulation entre calendriers fournisseur et distributeur posés dans la consultation menée en décembre 2014 par ERDF sous l'égide de la CRE.

Cohérence :

ERDF est favorable à une cohérence des différentes versions tarifaires proposées à un même utilisateur. A ce titre, ERDF est favorable à la suppression du tarif sans différenciation temporelle en HTA. Cependant, si les questions de cohérence sont importantes à un niveau défini de puissance ou de tension, il n'est pas nécessaire de viser une homogénéité des classes temporelles à tous les niveaux, car les clients concernés et leurs enjeux ne sont pas les mêmes. En particulier, ERDF ne considère pas nécessaire d'aligner sur quatre classes temporelles l'ensemble des grilles HTA, BT>36kVA et BT≤36kVA, ce qui impliquerait la suppression de postes horo-saisonniers utiles pour inciter à des reports de consommation en dehors des pointes.

Enfin, ERDF considère que la cohérence doit être recherchée entre tous les signaux économiques du Distributeur que reçoit un segment de consommateurs. Le TURPE est l'un d'entre eux au même titre que les barèmes des prestations et des services, la part des coûts de raccordement ou de renforcement payés directement par les clients (raccordement individuel ou dans le cadre de schémas de développement ENR ou véhicules électriques).

Faisabilité :

Les évolutions envisagées des grilles tarifaires constituent, prises dans leur ensemble, un enjeu important pour la trajectoire du SI ERDF. Il est donc nécessaire qu'ERDF dispose de la visibilité et du temps indispensable pour mettre en œuvre ces changements et soit notifiée des évolutions les plus complexes avant fin novembre 2015 en cas de mise en œuvre demandée pour juillet 2017.

Certaines propositions du document de consultation pourraient entraîner des changements en masse des tarifs souscrits sur certains des segments de clientèle. Il conviendra de tenir compte de la première vague de modifications de tarifs et de contrats qui aura eu lieu peu avant avec la fin des TRV.

ERDF préconise donc que les tarifs qui ont vocation à être supprimés le soient graduellement : à partir de TURPE 5, l'ancienne offre continuerait d'être facturée mais ne serait plus ouverte à souscription ; un passage progressif vers les nouveaux tarifs cibles sera ensuite à organiser pour les clients qui seraient restés sur l'ancienne offre.

Acceptabilité :

Une évolution de structure tarifaire peut impliquer des changements importants des montants facturés à certains utilisateurs. C'est pourquoi, l'impact des évolutions de structure tarifaire sur les différentes catégories de consommateurs doit être apprécié et des mesures d'accompagnement envisagées.

A cet égard, on notera que des évolutions importantes de structure (basculement énergie-puissance) ont été conduites dans des pays tels que les Pays-Bas ou l'Espagne avec un accompagnement des pouvoirs publics. Ainsi, par exemple, aux Pays-Bas, les pouvoirs publics ont adapté les taxes sur l'énergie de façon à amortir la hausse des factures pour les ménages les plus impactés.

7) Question 7. Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle, du fait du foisonnement entre utilisateurs du réseau, la contribution des consommateurs aux coûts d'infrastructures dépend non seulement de leur capacité de pointe, mais aussi du taux d'utilisation de cette capacité ? Si ce n'est pas le cas, merci de présenter de façon étayée votre propre analyse de ce sujet.

En TURPE 4, la part énergie du tarif est prépondérante (80 % des revenus de la composante de soutirage). Or :

- **Les coûts provenant de la fonction de desserte** du réseau, représentent une part importante des coûts du réseau et sont soit fixes soit fonction de la puissance.
- Historiquement, la tarification binôme (puissance-énergie) a permis de refléter la contribution des clients au développement de la pointe en différenciant les clients selon leur durée d'utilisation de la puissance souscrite. **A durée d'utilisation de la puissance donnée, les nouveaux modes de consommation s'écartent de plus en plus d'une valeur moyenne.** Deux exemples illustrent ce changement :

1. L'autoproduction

L'autoproduction se développe actuellement de façon spontanée sur le réseau basse tension. Son volume, très difficile à évaluer, est estimé à environ 3500 installations (près de 2500 installations déclarées en vente en surplus recensées et environ 1000 installations en autoproduction déclarées sans revente des surplus). Certaines organisations de producteurs estiment toutefois que l'analyse des ventes de matériels suggère un volume nettement supérieur. De plus, la place accordée à la notion de Bâtiment à Energie POSitive (BEPOS) dans la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte indique que les bâtiments neufs soumis à la Réglementation Thermique seront dotés d'une capacité d'autoproduction.

Ces installations, utilisatrices du réseau, bénéficient de sa fonction de desserte et de sa fonction de garantie d'accès à la puissance en l'absence de production. En revanche, elles peuvent présenter des consommations et donc des durées d'utilisation de la puissance nettement plus faibles qu'un utilisateur non autoproducteur.

A titre d'exemple, une installation domestique dans des conditions raisonnablement favorables³, mais sans dispositif particulier d'asservissement des usages ni stockage, peut couvrir de l'ordre de 40% de sa consommation par une production locale.

Selon le modèle utilisé pour les tarifs précédents, le client autoproducteur se verrait crédité d'une consommation de pointe nettement inférieure à celle d'un client non producteur, alors même que sa contribution à la pointe d'hiver sera identique. Il bénéficierait donc d'une subvention en provenance des clients non auto-producteurs.

2. La modulation de consommation (effacement)

Les modulations de puissance en temps quasi réel ou programmé (par exemple les usages asservis aux tarifs actuels horosaisonniers ou EJP) peuvent, dans des conditions économiques maîtrisées, servir au bon fonctionnement du système électrique dans son ensemble.

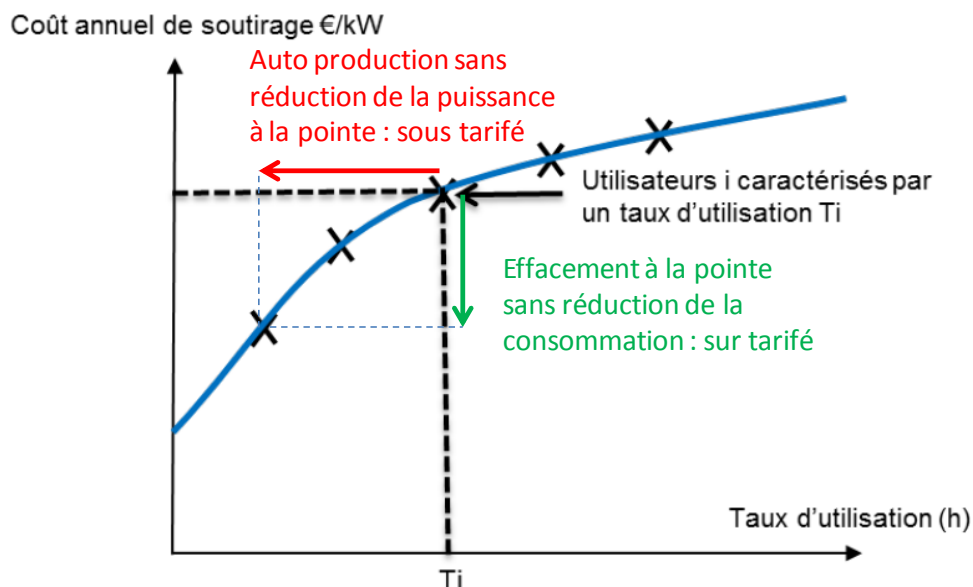
L'usage de ces « flexibilités » peut se faire avec une réduction très limitée de la consommation en énergie, voire sans réduction si des solutions de stockage s'avéraient rentables vues du client.

Le nombre de ces utilisateurs est appelé à se développer avec l'émergence des réseaux intelligents et le déploiement du compteur Linky qui permettra une généralisation progressive des signaux tarifaires différenciés selon les périodes d'utilisation du réseau.

Selon le modèle retenu pour les tarifs actuels et en l'absence d'un signal cernant localement les périodes de tension du réseau, ces utilisateurs se verraient affecter un taux d'utilisation de la puissance, et donc une quote-part des coûts, très proches de ceux affectés à un utilisateur non modulé, alors qu'ils seraient effectivement moins présents à la pointe que ce dernier.

³ Sources : Client résidentiel issu du panel ERDF : Conso annuelle 4,7 MWh, option base, 6 kVA ; Production PV théorique, région de Nice, 5 kWc ; Taux d'autoconsommation annuel 44%, taux de couverture 41%

Ces deux effets peuvent être représentés sur la première figure de la page 16 de la consultation.



Incitation à la sobriété énergétique

Le document soumis à consultation évoque le risque de comportements non vertueux avec une tarification exclusivement à la puissance. L'utilisateur ayant acquitté un forfait indépendant de sa consommation, il serait incité à l'utiliser le plus extensivement possible, y compris à la pointe, générant ainsi des coûts de réseau.

Le risque existe effectivement dans une optique de court terme, mais seulement si le prix du kWh marginal de production est faible. En revanche, la consommation structurelle d'un utilisateur découle moins de son comportement souvent contraint par des nécessités matérielles (température extérieure, luminosité, période d'activité ou de repos), que du choix et du dimensionnement des équipements qu'il réalise (isolation, chauffage, éclairage, électro-ménager...). Dans cette perspective, un signal prix incorporant une composante puissance significative est de nature à orienter les choix de consommation structurant de l'utilisateur et à l'inciter à la sobriété dans la demande de puissance qu'il adresse au réseau et au-delà au système électrique.

Ces trois exemples montrent que, le modèle historique d'allocation des coûts utilisé sera moins à même de refléter le service rendu et la formation des coûts sur le réseau de demain. Des fonctions de coûts alternatives rendant compte des différentes problématiques évoquées, seront à développer dans une perspective de long-terme. ERDF propose d'engager cette évolution dès TURPE 5.

8) Question 8 : Avez-vous des améliorations à proposer quant à la méthode de construction tarifaire présentée ci-dessus ? Le cas échéant, merci de présenter de façon étayée vos propositions.

ERDF a pris bonne connaissance des explications sur les principes de construction tarifaire retenus. Le passage à la mise en œuvre pratique n'étant pas complètement explicité, les éléments apportés par ERDF dans sa réponse à cette question peuvent être fondés sur une compréhension en partie insuffisante.

Coûts associés aux fonctions du réseau et coûts unitaires d'infrastructure

Les coûts du réseau sont liés à quatre fonctions pour les utilisateurs :

- la desserte ;
- la garantie d'accès à une puissance « réservée » ;
- l'acheminement de l'énergie ;
- les services rendus par le réseau.

Contrairement à la fonction de garantie d'accès, les coûts liés à la desserte sont peu dépendants de l'utilisation foisonnée ou non des puissances souscrites, ni des périodes horo-saisonnières. ERDF est favorable à la distinction de ces coûts fixes dans la méthode de calcul des coûts unitaires d'infrastructure.

Le document soumis à consultation expose que la composante énergie permet de refléter, à travers la durée d'utilisation de la puissance réservée, la contribution de l'utilisateur à la formation de la pointe, elle-même considérée comme principal inducteur de coût de réseau. Cette première relation, empiriquement constatée par le passé, est le reflet d'une corrélation qu'il sera nécessaire de réinterroger compte tenu du développement prévu de l'autoconsommation et des effacements qui remettent en cause ce lien statistique. Par ailleurs, l'absence de distinction entre coûts de développement liés à la puissance et coût de réseau, même à long terme, ne permet pas de rendre compte efficacement des enjeux de tarification du déploiement en surface du réseau, en particulier dans une perspective de réduction des puissances appelées et de développement de l'autoconsommation.

Segmentation des utilisateurs dans la grille tarifaire

Lors de l'étape 3 de la construction tarifaire, une relation de forme concave entre le coût de la capacité et le taux d'utilisation est établie en vue de construire les différents tarifs. L'objectif est l'auto-sélection par les utilisateurs d'un tarif représentatif de leurs coûts. Cependant, dès lors que les clients présenteront des profils d'utilisation du réseau de plus en plus différents à durée d'utilisation donnée, notamment avec le développement des nouveaux modes d'utilisation des réseaux (autoproduction, modulation de consommation), l'efficacité du signal induit par cette construction s'amoindrit.

9) Question 9 : Etes-vous favorable à la prise en compte des nouveaux profils dans le TURPE 5 ?

ERDF est favorable aux évolutions de méthode consistant à mieux identifier les coûts induits par les utilisateurs du réseau. Une segmentation retravaillée peut permettre d'aller en ce sens. Cependant, concernant la prise en compte des profils RES1 et RES11 dans TURPE5, ou de tout autre profil servant à la reconstitution des flux, ERDF rappelle les réserves qu'elle avait émises lors de la consultation sur TURPE4. Ces profils répondent à des problématiques spécifiques liées à leur utilisation dans le mécanisme national qu'est la reconstitution des flux. Ils n'ont pas pour objectif de traduire finement l'utilisation des différentes fonctions du réseau de distribution, qui ont des impacts sur les coûts. Ainsi ERDF n'utilise pas directement les profils de la reconstitution des flux pour dimensionner le réseau ou évaluer ses volumes de pertes.

Toutefois, en l'absence d'un profilage pertinent pour établir la courbe de coût de la capacité en fonction du taux d'utilisation (étape 3, p.15-16 de la consultation publique), ERDF n'est pas opposée à la prise en compte des profils RES1/RES11 dès lors qu'ils permettent de mieux identifier les coûts induits par différents segments d'utilisateurs.

10) Question 10 : Etes-vous favorable à la prise en compte du coût de la capacité dans le calcul des coûts horaires des pertes sur les réseaux ?

Dans le cadre de la mise en place des mécanismes de capacité à partir de l'hiver 2016-2017, les gestionnaires de réseaux seront acteurs obligés pour leurs pertes. A ce titre, ERDF est favorable à la prise en compte du coût de la capacité dans le calcul du niveau du TURPE.

Idéalement, concernant les pertes Joule et leur prise en compte dans la structure des grilles tarifaires, le bon signal-prix à envoyer aux utilisateurs du réseau correspondrait au coût d'opportunité espéré des pertes supplémentaires qui résultent d'un accroissement de leur demande d'acheminement. Ce coût inclurait le coût d'un accroissement de l'obligation de capacité d'ERDF et, pour l'énergie, devrait se fonder sur les prix *forward* des marchés de gros de l'électricité qui représentent la meilleure anticipation à date d'établissement du tarif et qui sont opposables.

11) Question 11 : Quelle est votre analyse quant à la prise en compte d'aléas climatiques extrêmes dans la méthode de calcul des coûts unitaires d'infrastructure ?

ERDF est favorable à ce que la méthode de calcul des coûts unitaires d'infrastructure prenne en compte ces épisodes dans la mesure où les principes de développement du réseau basse tension sont définis pour faire face, sans défaillance des ouvrages concernés, à des situations de très forte charge qu'on peut illustrer par des aléas climatiques comme un jour de froid intense ou une période de vague de froid.

Paragraphe 5. Pointe mobile : quelle pertinence pour le TURPE

ERDF a pleinement conscience des enjeux liés à la maîtrise de la pointe du système électrique national (appelée pointe saisonnière thermosensible dans la consultation). ERDF a ainsi travaillé avec l'ensemble des parties prenantes : pour faciliter la mise en œuvre du mécanisme de capacités, et en particulier la participation à ce mécanisme des capacités d'effacement raccordées au réseau public de distribution (RPD) ; pour permettre l'ouverture des offres à effacement de type Tempo à l'ensemble des fournisseurs.

Par ailleurs, les évolutions significatives induites par la transition énergétique, liées au développement des énergies renouvelables intermittentes et de nouveaux usages tels que les véhicules électriques, conduiront à des fluctuations accrues des sollicitations du réseau auxquelles les flexibilités pourraient contribuer à répondre. ERDF a eu l'occasion d'exprimer sa position quant à l'usage de flexibilités pour les besoins du RPD dans sa réponse à la délibération de la CRE du 12 juin 2014 portant sur le développement des réseaux électriques intelligents. Ainsi, ouvrir la possibilité d'activations, valorisées par les gestionnaires de réseau de distribution, de flexibilités d'installations raccordées au RPD serait en effet de nature à mettre à disposition des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) un nouveau levier d'optimisation de l'exploitation de leur réseau, en les aidant notamment à régler des problèmes de congestion ou de maintien de la qualité de la tension dans le cadre de l'article L322-9 du code de l'énergie qui confie au gestionnaire de réseau de distribution la mission de veiller à l'équilibre des flux d'électricité, à l'efficacité, à la sécurité et à la sûreté du réseau qu'il exploite.

ERDF a ainsi identifié un certain nombre de véhicules (voir la réponse d'ERDF à la question 3) qui lui permettraient de solliciter des services de flexibilité, lorsque cela a de la valeur pour la collectivité. Le TURPE à période mobile, en particulier s'il dispose d'une composante de gestion locale, fait partie de ces leviers, tout comme des sollicitations ciblées via des appels d'offre et des contrats ou des mécanismes de marché. Pour ERDF, ces mécanismes ne sont pas concurrents mais pourraient être complémentaires. Par exemple, le TURPE à période mobile aurait l'avantage de mobiliser la capacité de réponse de la demande de certains clients grâce à un signal simple, lisible et facile de mise en œuvre via des asservissements en aval de compteurs communicants. Les mécanismes contractuels plus complexes permettraient eux de cibler des flexibilités dont le format et la localisation auraient une valeur particulière pour le réseau public de distribution.

ERDF considère que le TURPE à période mobile sur gouvernance nationale pourrait, en HTA, être un outil permettant dans un premier temps de contribuer à maintenir le potentiel de flexibilité existant, pouvant évoluer vers une part de gouvernance locale à la main du GRD. Ainsi, il pourrait être complété ou remplacé par des véhicules contractuels plus complexes dans les zones où les contraintes du réseau engendrent des besoins particuliers.

Pour la gestion du réseau BT, un TURPE à pointe mobile à gouvernance nationale ne présente pas de valeur dès TURPE 5.

Néanmoins, à terme, les besoins de flexibilité existeront et ERDF travaille donc à la quantification de l'éventuelle valeur de la flexibilité de la demande ainsi qu'à la définition des caractéristiques techniques des flexibilités appropriées aux besoins réseaux (durée, délai de préavis, fréquence...). ERDF s'appuie notamment sur le démonstrateur Smart Grids Nice Grid.

De façon générale, pour ERDF, la question de mise en œuvre éventuelle d'un TURPE à période mobile est liée aux questions suivantes :

- Quelle est la valeur de la flexibilité pour le réseau public de distribution ?
- La mise en œuvre d'un tel signal est-elle cohérente avec le *market design* cible pour que le GRD puisse faire appel à des flexibilités quand ceci crée de la valeur pour la collectivité ?
- Les conditions de mise en œuvre sont-elles satisfaisantes (coûts, délais, risques...) ?

12) Question 12 : Partagez-vous l'analyse de la CRE quant à la non-pertinence d'une option à pointe mobile pour le niveau de tension HTB3 ?

ERDF NON CONCERNÉE (NON RACCORDEE AU RESEAU HTB3)

13) Question 13 : Que pensez-vous de l'utilité de l'introduction d'une pointe mobile pour les domaines de tension HTB1 et HTB2 ?

ERDF ne peut se prononcer sur les éléments quantitatifs relatifs au dimensionnement des réseaux HTB1 et HTB2.

ERDF précise que ce signal ne sera directement visible par les clients directement raccordés à ces réseaux qui représentent 20 à 30% de la consommation soutirée sur ces domaines de tension. ERDF, qui représente 70 à 80% de l'énergie soutirée, ne dispose pas de moyens en propre pour moduler la consommation de ses clients.

Néanmoins, dans l'hypothèse où la CRE déciderait de mettre en place une période mobile pour les domaines de tension HTB1 et HTB2, ERDF estime que la gestion de cette période mobile devrait faire

partie d'un dispositif intégrant la gestion des éventuelles options période mobile du TURPE HTA et/ou BT, afin que d'en maximiser l'efficacité pour l'ajustement du système français.

14) Question 14 : Etes-vous favorable à l'introduction d'une pointe mobile pour le domaine de tension HTA ?

ERDF estime que la mise en place en TURPE 5 d'un TURPE à période mobile sur gouvernance nationale pour le domaine de tension HTA aura dans un premier temps une valeur vraisemblablement très faible pour le réseau public de distribution du fait de l'absence de levier de gestion local.

Un tel dispositif n'aura qu'un impact négligeable sur le montant des Capex de la prochaine période tarifaire alors que des coûts de mise en œuvre seront à compenser ; il permet en revanche de contribuer à maintenir le potentiel d'effacements qui répond aujourd'hui aux tarifs de type EJP verts (1GW). Ce potentiel de flexibilité sera alors mobilisable à terme avec une part de gouvernance locale qui aura davantage de valeur pour le réseau. ERDF s'y prépare dans le cadre de démonstrateurs de réseaux intelligents.

Ces positions sont développées dans la suite de la réponse à cette question.

Eléments explicatifs

ERDF estime ainsi qu'un TURPE à période mobile nationale, d'une durée et d'un format de l'ordre de celle des signaux PP1 ou Tempo envisagés pour la CRE, n'aura qu'une très faible influence sur les investissements de renforcement du fait de l'absence de levier de gestion locale.

Au-delà de TURPE 5, un certain nombre de conditions permettraient, du point de vue du distributeur, d'accroître la valeur réseau du TURPE à période mobile ou de spécifier les flexibilités auxquelles ERDF pourrait recourir dans le cadre d'un mécanisme contractuel :

- Augmenter la durée de la période mobile afin de capter une plus grande partie des heures dimensionnantes du réseau, tout comme se laisser la possibilité de formats plus flexibles (périodes plus courtes et plus fréquentes, nombre de jours variable d'une année sur l'autre...)
- Développer des flexibilités utilisables de manière curative. Plusieurs conditions sont requises pour un tel usage : le délai d'activation doit être très court, équivalent au temps de réalimentation des clients par manœuvre ; le signal d'activation local doit avoir une grande capacité de modulation en fonction des événements sur le réseau ; en revanche, la durée de sollicitation de flexibilités pourrait alors être réduite de manière très significative.
- Localiser tout ou partie du signal de flexibilités, afin de cibler les zones du réseau dans lesquelles les contraintes sont les plus fortes et où la sollicitation de flexibilités aurait un effet direct sur le report d'investissements

Lors de la prochaine période tarifaire, la valeur d'un TURPE à période mobile sera donc de contribuer à maintenir le potentiel d'effacement existant aujourd'hui qui consiste en équipements, automates d'asservissements, « savoir-faire » et compréhension des clients relativement aux mécanismes tarifaires d'effacement. Ce potentiel serait coûteux à reconstituer à terme si une partie devait disparaître en l'absence de signaux marchés suffisants dans les prochaines années. Cette « valeur d'option » est difficile à évaluer d'une façon générale et en particulier pour le distributeur. ERDF

estime qu'elle est, en tout état de cause, inférieure à celle qu'on peut déduire du cas hypothétique le plus favorable où le signal de période mobile serait parfaitement synchrone avec la pointe dimensionnante de chaque réseau. Les investissements concernés, à savoir les renforcements sur le réseau HTA et les postes sources liés à la croissance des consommations⁴, représentent près de 6% des investissements pour la période 2010-2014.

Enfin, la mise en œuvre d'une telle option du TURPE pour les clients HTA nécessite des développements importants dans la chaîne SI d'ERDF. Il est nécessaire de développer une solution industrielle visant à gérer la fonctionnalité de période mobile de la grille distributeur des compteurs Saphir et PME-PMI (cette fonctionnalité ayant été prévue dans les spécifications de ces compteurs). Ainsi, dans l'hypothèse où la CRE décide de mettre en œuvre un TURPE à période mobile à l'été 2017, fondé sur un signal national de type PP1 ou Tempo, il est nécessaire que la CRE demande à ERDF d'engager les travaux avant la fin de l'année 2015.

15) Question 15 : Si vous êtes fournisseur, envisagez-vous de développer des offres commerciales à effacement prenant en compte ce tarif à pointe mobile ?

ERDF non concernée

16) Question 16 : Si vous êtes consommateur, envisagez-vous de souscrire une offre commerciale à effacement prenant en compte ce tarif à pointe mobile ?

ERDF non concernée

17) Question 17: Que pensez-vous des critères utilisés par la CRE pour analyser la pertinence de l'introduction, dès TURPE 5, d'une pointe mobile en basse tension ? Partagez-vous les analyses préliminaires de la CRE en la matière ?

Pour la gestion du réseau BT, un TURPE à période mobile et gouvernance nationale ne présente pas de valeur dès 2015 :

- Il ne constitue pas une réponse appropriée pour traiter les contraintes sur le réseau BT ;
- Il présente un risque de resynchronisation locale des charges en fin de signal, potentiellement coûteux ;
- Il présente une valeur vraisemblablement très faible sur le domaine HTA avec un format d'effacements de type EJP, dans les limites exposées par ERDF en réponse à la question 14 ;
- Il doit être mis en perspective du développement d'autres solutions plus ciblées de gestion contractuelle des flexibilités. En effet, la pointe de consommation locale étant un véritable enjeu pour le réseau de distribution, ces solutions plus ciblées pourraient s'avérer plus efficaces car de portée locale.

Les résultats des démonstrateurs « smart grids » permettront de choisir les véhicules à privilégier pour mobiliser des flexibilités au service du réseau BT.

ERDF propose de conserver ouverte en prévoyant qu'un TURPE à pointe mobile puisse être mis en œuvre une fois Linky déployé sur l'ensemble du territoire.

⁴ En ce qui concerne les autres investissements (raccordement lié à l'extension en surface, fiabilité, renouvellement, etc.), l'impact de la pointe de transit sur les coûts sont faibles.

18) Question 18 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre d'un tel dispositif transitoire pour l'hiver 2016-2017 ?

Afin d'être prête dans le cas où la CRE déciderait de mettre en œuvre des options du TURPE HTA comprenant une période mobile, ERDF a travaillé sur les modalités techniques d'une solution industrielle, à laquelle tous les clients pourront être éligibles, et compatible avec le parc de comptage et la trajectoire de déploiement des compteurs intelligents / télé opérables.

ERDF a ainsi travaillé avec les services de la CRE afin d'être prête à mettre en œuvre une telle option avant l'hiver 2016. Cette option est décrite dans la présente consultation. Elle se base sur les nouveaux services de remontée de courbe de charge et de calendriers fournisseurs à période mobile, disponibles grâce aux compteurs communicants, ainsi que sur un SI transitoire. Ce système d'information sera en effet développé uniquement pour la mise en œuvre de cette solution transitoire, et ne pourra être réutilisé dans le cadre d'une éventuelle solution industrielle.

ERDF précise qu'elle a déjà engagé un certain nombre de travaux, afin d'être prête pour l'été 2016.

19) Question 19 : Si vous êtes un fournisseur ou opérateur d'effacement : envisageriez-vous de proposer à vos clients une offre commerciale tirant parti d'un tel dispositif transitoire ?

ERDF NON CONCERNEE

20) Question 20 : Si vous êtes consommateur, et en particulier si vous êtes actuellement un client du tarif Vert EJP : seriez-vous intéressé par un tel dispositif transitoire ?

ERDF NON CONCERNEE

Paragraphe 6. Evolutions envisagées de la forme des grilles tarifaires

21) Question 21. Etes-vous favorable au passage à une souscription de puissance par pas de 1 kVA au lieu de 3 kVA ?

Le compteur Linky ouvre la possibilité d'une souscription de puissance par pas de 1 kVA. Cette possibilité permettra aux utilisateurs de rapprocher leur souscription de puissance de leur besoin de puissance maximale, dès lors qu'ils en réaliseront une estimation correcte. Un accroissement relatif de la part puissance par rapport à la part énergie du tarif incitera les consommateurs à rapprocher leur souscription de leur besoin. La puissance souscrite constitue une garantie d'accès pour les utilisateurs ; la démarche consistant à réinterroger ce besoin encourage à une utilisation raisonnée des réseaux de distribution.

Cette évolution du pas de souscription pourrait présenter néanmoins certains risques :

- La connaissance de la puissance maximum atteinte est encore peu développée actuellement chez les clients BT≤36 kVA. Un apprentissage des consommateurs sera nécessaire pour éviter le risque d'insatisfaction des clients.
- Les « aller-retour » été-hiver devraient être contrôlés.

22) Question 22 : Etes-vous favorable au principe d'introduire des tarifs à 4 plages temporelles pour les utilisateurs équipés des compteurs Linky ?

23) Question 23 : Etes-vous favorable aux 4 plages temporelles envisagées à ce stade par la CRE ? (Réponse commune aux questions 22, 23 et 26)

ERDF envisage favorablement, sous réserve que le problème de cohérence mentionné au paragraphe 4.1.1 du document de consultation puisse être maîtrisé :

- la création de tarifs à quatre plages temporelles, ouverts à la souscription pour les clients équipés d'un compteur Linky intégré dans la chaîne SI Ginko ;
- selon trois versions correspondant à des taux d'utilisation différentes ;
- avec les plages temporelles envisagées à ce stade pour ces tarifs, qui adoptent la répartition quotidienne entre heures pleines et heures creuses, disposition qu'ERDF estime indispensable dans le cadre de la transition énergétique et du développement possible du véhicule électrique.

Pour préparer ses systèmes d'information à cette évolution, ERDF aura besoin de disposer d'une description détaillée et définitive de la forme de cette nouvelle grille tarifaire dix-huit mois au moins avant la date de mise en œuvre demandée.

ERDF considère que les tarifs et leur structure devraient orienter les choix de consommation des clients vers une utilisation efficace du réseau existant :

- en incitant à reporter la consommation pendant les périodes où le réseau peut accueillir davantage de demande sans risque de réduction de la qualité de service et en limitant les besoins de renforcement ;
- en leur imputant le coût marginal des pertes, qui dépendent des volumes transités et des prix de marché.

Néanmoins, ERDF recommande une introduction progressive des nouveaux tarifs en s'appuyant sur une analyse fine des conséquences du changement sur les quelques 15 millions de consommateurs bénéficiant d'une option de base. De plus, la mise en place des nouveaux tarifs pour les clients Linky est contrainte à la fois par la pose du nouveau compteur et par l'intégration du point de livraison à l'ensemble de la chaîne informatique (GINKO). Cela implique un délai de quelques mois, à partir de la pose du compteur, avant d'offrir la possibilité de souscrire aux nouvelles offres.

Dans la perspective du déploiement des compteurs communicants Linky, ERDF envisage favorablement une mise en place progressive de tarifs à 4 postes horosaisonniers, selon plusieurs versions. Cette mise en place irait dans le sens d'un meilleur reflet des coûts d'utilisation du réseau si les problèmes de cohérence (paragraphe 4.1.1 de la consultation) et d'effets d'aubaines associés peuvent être maîtrisés. Cela nécessite notamment que des arbitrages inter-saisonniers entre tarifs ne puissent pas avoir lieu.

24) Question 24. Quelle est votre analyse sur la définition de la plage temporelle d'heures creuses ?

ERDF rappelle le rôle décisif de l'alternance journalière de plages d'heures pleines et d'heures creuses pour orienter une part de la consommation via les modulations préprogrammées. Historiquement, cette organisation a permis de gérer la consommation d'électricité pour l'eau chaude sanitaire de façon économe en infrastructures. Actuellement, plus de 13 millions de clients

sur le réseau BT≤36 kVA ont une offre avec différenciation temporelle. Le dispositif permet alors de déplacer une consommation pour l'eau chaude sanitaire (ECS) asservie d'environ 20 TWh/an, permettant d'éviter environ 4 GW pour un jour de semaine d'hiver à la pointe nationale du soir (pointe nationale dimensionnante).

A l'avenir, 80% des recharges de véhicule électrique pourraient être réalisées à domicile. Les études montrent que sans signal tarifaire, celles-ci pourraient être chargées dès 19h donc venir s'ajouter pendant des heures qui, sur une majorité de réseaux, sont déjà chargées. A contrario, l'existence d'un signal HC dont la part puissance aurait été recalée pourrait sans conséquences majeures pour le consommateur reporter l'appel de puissance pendant la nuit.

Par ailleurs, ERDF constate l'émergence de réseaux locaux où le développement important de la production photovoltaïque en basse tension fait apparaître des situations de contraintes de tension à de nouvelles périodes de la journée. ERDF expérimente ainsi des « heures creuses solaires » avec le démonstrateur Nice Grid. Le développement du PV pourrait conduire à sélectionner plus souvent à l'avenir des plages d'heures creuses dans la plage méridienne déjà autorisée aujourd'hui.

De manière générale, ERDF n'est donc pas opposée au maintien des plages actuelles de placement des heures creuses (12h-17h et 20h-8h), afin de conserver un lien entre les contraintes nationales et locales.

Avec la transition énergétique (développement des écoquartiers, des bâtiments à énergie positive et de l'autoproduction partagé), il est possible que des situations futures justifient de placer localement des heures creuses hors des plages possibles actuellement, tout en préservant l'optimisation d'ensemble du système électrique.

ERDF souhaite donc avoir davantage de latitude pour fixer les heures creuses dans la journée pour des situations locales spécifiques, à définir au cas par cas, en s'assurant de la création globale de valeur (coûts réseaux économisés supérieurs à l'éventuel surcoût pour le reste du système). La période du TURPE 5 serait ainsi l'occasion d'expérimenter des plages flexibles pour les heures creuses dans les zones à fort enjeu pour la transition énergétique, pour une éventuelle mise en application généralisée lors de la période tarifaire suivante.

25) Question 25 : quelle est votre analyse sur la définition de la période saisonnière de pointe ?

La différenciation locale des périodes saisonnières de pointe par les gestionnaires de réseaux est une évolution prometteuse pour adapter le signal tarifaire aux contraintes locales à destination des clients équipés d'un compteur Linky. La mise en place de deux mois « de pointe » en été pourrait par exemple être utile dans des zones touristiques qui ont fortement recours à la climatisation.

ERDF est favorable à la possibilité pour les gestionnaires de réseaux de définir localement les mois pendant lesquels les barèmes de pointe saisonnière doivent s'appliquer pour mieux refléter les coûts de réseaux. La chaîne actuelle des systèmes d'informations de relève et de facturation, de telecom et de comptage ne permet cependant pas simplement d'introduire des variations des périodes saisonnières de pointe. Pour mettre en œuvre cette évolution dès TURPE 5, la décision doit donc être suffisamment anticipée.

26) Question 26 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de définir 3 versions du tarif à 4 plages temporelles ?

Réponse commune aux questions 22, 23 et 26 : se reporter à la question 23

27) Question 27 : Etes-vous favorable à ce que les tarifs à 4 plages temporelles aient un caractère optionnel pour les utilisateurs équipés des compteurs Linky ?

28) Question 28 : Dans le cas où la souscription des tarifs à 4 plages temporelles serait optionnelle, que pensez-vous des deux scénarios envisagés par la CRE (cf.6.2.2) ?

(Réponse commune aux questions 27 et 28)

Caractère optionnel des tarifs à plages temporelles

ERDF recommande de donner à d'éventuels nouveaux tarifs à quatre postes horo-saisonniers un caractère optionnel et non obligatoire pour les utilisateurs équipés de compteurs Linky en TURPE 5. Cela offrira un retour d'expérience permettant d'éventuels recalages ultérieurs. Néanmoins, ERDF est consciente que ce caractère optionnel pose le problème de cohérence évoqué au paragraphe 4.1.1 de la consultation et demande de s'assurer que les effets d'aubaines associés seront maîtrisés.

Un passage obligatoire à des tarifs à 4 plages temporelles pour les utilisateurs équipés de compteurs Linky en TURPE 5 engendrerait une renégociation des contrats puis des résiliations/souscriptions très nombreuses, avec des coûts opérationnels importants pour le gestionnaire de réseaux et pour les fournisseurs (par ex. changements ou reprogrammations en masse de compteurs). Plusieurs mois de transition seraient nécessaires car un report automatique d'un tarif BT ≤ 36 kVA actuel vers un nouveau tarif à 4 index n'est pas possible. Ces tarifs ne possèdent en effet pas le même nombre de postes horo-saisonniers.

La situation était différente pour la suppression de MU SDT : les clients étaient reportés d'un tarif avec une classe vers un autre tarif possédant également une classe.

Tarifs sans différenciation temporelle

Proposer aux clients équipés de Linky la souscription des seuls tarifs à différenciation temporelle permettrait d'accroître le nombre de clients incités à maîtriser leur consommation pendant la pointe journalière locale. Néanmoins, la substitution pour ces clients des tarifs CU et LU sans différenciation temporelle par les nouveaux tarifs CU et LU à quatre index n'est pas envisageable sans l'introduction d'une période transitoire permettant un basculement progressif vers les nouveaux tarifs.

En effet, un conditionnement immédiat du tarif au type de compteur n'est pas compatible avec les règles de déploiement, en masse ou diffus, des compteurs Linky. Cela réinterroge l'ensemble des processus d'intervention auprès des clients. Le fournisseur a piloté, jusqu'à présent, le type de compteur à mettre en place. De plus, les contraintes de reprogrammation des compteurs et de modification des systèmes d'information sont très importantes, ce qui générerait des coûts très élevés pour le gestionnaire de réseaux.

ERDF propose d'envisager une solution qui revient à mettre en extinction progressive les tarifs sans distinction temporelle pour les clients équipés d'un compteur Linky. Les clients ayant déjà souscrit ces tarifs pourront les conserver lorsqu'ils disposeront d'un compteur Linky. Cependant, ces tarifs ne seraient plus souscriptibles en cas de nouveaux contrats.

ERDF souhaite que des mesures d'accompagnement soient prévues pour les clients que cette évolution pourrait fragiliser. Ces mesures seront à définir avec les différents acteurs du marché et parties prenantes.

29) Question 29 : Etes-vous favorable au choix de la période de pointe PP1 pour définir la période de pointe mobile du TURPE HTA à l'horizon du TURPE 5 ?

Au début de la période TURPE 5, ERDF n'envisage la mise en œuvre d'un TURPE à période mobile que sur la base d'un signal national visant à identifier les périodes de tension du système électrique national. Afin d'assurer la cohérence entre les signaux et de limiter les coûts pour le GRD, il paraît opportun d'aligner le signal du TURPE sur un signal déjà existant et géré par un tiers. En outre, dans le cadre des contraintes de comptage, le signal devra être connu avant 16h la veille afin d'envoyer les ordres de période mobile vers les compteurs. A ce titre, les signaux des jours rouges Tempo et des jours PP1 semblent convenir pour la mise en œuvre opérationnelle.

Pour des contraintes de gestion des ordres dans les systèmes de comptage des clients HTA, ERDF préférerait que la période mobile soit contigüe, ce qui n'est pas le cas des périodes PP1. Le choix d'une période de 7h à 20h les jours des périodes PP1 limiterait le nombre d'ordres transitant vers les compteurs.

Au-delà des problématiques de mise-en œuvre opérationnelle, ERDF rappelle que les formats de ces périodes sont trop courts et trop concentrés en nombre de jours pour permettre de reporter significativement des renforcements de ses réseaux (cf. réponse à la Q14).

30) Question 30. Etes-vous favorable à la suppression de l'option concave en HTA ?

ERDF considère que les évolutions des grilles tarifaires doivent viser à mieux représenter les coûts d'utilisation du réseau et répondre aux attentes des clients et de la politique énergétique du gouvernement. Le remplacement du tarif concave par des offres horosaisonnalisées permettrait de donner aux clients HTA un signal incitatif mieux calibré. ERDF est donc favorable à la suppression de l'option concave en HTA.

Paragraphe 7. Modalités de financement des coûts d'équilibrage

31) Question 31 : Etes-vous favorable à la modification présentée des principes de couverture du volet énergie des charges liées à l'équilibrage ?

Réponse commune aux questions 31 et 32

ERDF est globalement favorable à la modification présentée des principes de couverture du volet énergie des charges liées à l'équilibrage et également au transfert dès l'entrée en vigueur des prochaines règles MA-RE des coûts d'activation de la réserve secondaire vers le compte ajustements écarts.

32) Question 32 : Etes-vous favorable au transfert dès l'entrée en vigueur des prochaines Règles MA – RE (printemps 2016) des coûts d'activation de la réserve secondaire vers le compte ajustements écarts ?

33) Question 33 : Estimez-vous qu'une révision de la répartition entre injections et soutirages pour le financement de certaines des charges de constitution des réserves tertiaires (réserves rapide et complémentaire) et de l'appel d'offres effacement devrait être mise en œuvre ? Si oui, quelle répartition proposez-vous et pourquoi ?

Pas de réponse ERDF au titre du RE des pertes

34) Question 34 : Considérez-vous que le financement de ces réserves devrait porter également sur la puissance d'injection ou de soutirage souscrite plutôt que sur la seule énergie injectée ou soutirée ? Si oui, quelle répartition proposez-vous et pourquoi ?

Pas de réponse ERDF au titre du RE des pertes

35) Question 35 : Pensez-vous que les coûts liés à la reconstitution des marges devraient être financés de la même manière que les réserves rapide et complémentaire ?

Pas de réponse ERDF au titre du RE des pertes

36) Question 36 : Avez-vous d'autres remarques à apporter sur le partage du financement des coûts d'équilibrage ?

Pas de réponse ERDF au titre du RE des pertes

37) Question 37 : Estimez-vous que les règles actuelles de constitution des réserves primaire et secondaire (prescription d'acteurs obligés et prix régulé) doivent être modifiées ?

ERDF NON CONCERNEE

38) Question 38 : Que pensez-vous de l'analyse de RTE concernant le marché secondaire organisé des services système fréquence ?

ERDF NON CONCERNEE

39) Question 39 : Etes-vous favorable à l'organisation d'appels d'offres pour contractualiser tout ou partie de la réserve primaire ? Considérez-vous opportun de mener une telle contractualisation de façon conjointe avec d'autres GRT européens ?

ERDF NON CONCERNEE

40) Question 40 : Pensez-vous opportun de faire supporter par les producteurs une partie des coûts de constitution des services système ? En particulier, que pensez-vous de la proposition de la CRE de faire supporter par les producteurs tout ou partie de la différence par rapport à la situation actuelle (18,20 €/MW/h) ?

ERDF NON CONCERNEE

41) Question 41 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE concernant la réserve secondaire ? Si non, quelles alternatives proposez-vous

ERDF NON CONCERNEE

Paragraphe 8. Tarification de l'injection et signaux de localisation

42) Question 42 : Etes-vous d'accord avec l'analyse préliminaire de la CRE concernant la tarification des injections ?

Pour ERDF, une tarification à l'injection doit permettre d'adresser des signaux économiquement efficaces. Trois conditions semblent nécessaires pour cela :

- Eviter les redondances avec des signaux économiques existants (par exemple les coûts de raccordement...);
 - Garantir la transitivité des tarifs de la HTB vers la BT: les coûts d'injection en BT devraient tenir compte des coûts d'injection aux niveaux de tension supérieurs ;
 - S'assurer qu'une telle tarification induira les modifications attendues du comportement des installations, existantes ou nouvelles.
- (i) S'agissant d'un transfert des coûts de réseaux du soutirage vers l'injection, ERDF s'interroge sur l'intérêt d'une telle modification pour le fonctionnement du réseau public de distribution du marché français et européen, ce que confirme l'analyse de la CRE à partir des études qu'elle a diligentées.
- D'autre part, l'introduction d'une tarification à l'injection uniquement en HTB poserait la question de la transitivité des coûts aux niveaux de tension inférieurs, en particulier pour les postes sources qui refoulent en HTB. Une répercussion des coûts sur les injections en HTA et BT pourrait se traduire, s'agissant des installations de production raccordées au réseau de distribution, par un transfert de charges complexe à mettre en œuvre
- En outre, si cette tarification n'était pas répercutée aux niveaux de tension inférieurs, ERDF souligne qu'elle créerait ou accentuerait l'incitation au découpage de projets en installations de tailles inférieures à 17 MW, pour se raccorder sur le réseau public de distribution plutôt que sur le réseau public de transport, et échapper ainsi à certaines exigences pesant sur les installations de grande taille pour leur intégration au système électrique.
- (ii) S'agissant d'une tarification régionale d'injection en HTB, ERDF considère qu'elle aurait des conséquences préjudiciables pour les gestionnaires de réseaux de distribution.
- En effet, ERDF souligne l'impossibilité pour un GRD d'agir sur la localisation et le niveau d'injection des postes sources sur la HTB. En outre, une répercussion des coûts uniquement sur les producteurs raccordés à des postes sources qui refoulent poserait des problèmes de mise en œuvre.
- Par ailleurs, la mise en place de signaux régionaux dans le TURPE s'avérerait redondante pour les ENR, avec le dispositif des S3REnR, ce qui risquerait de nuire à son efficacité (perte de lisibilité des signaux). L'incitation à la bonne localisation des producteurs est aujourd'hui entièrement portée par le coût du raccordement, signal d'autant plus efficace qu'il ne bénéficie pas de réfaction. Utiliser le TURPE est un signal moins efficace pour la décision d'implantation. Si un dispositif supplémentaire de signaux régionaux devait néanmoins être créé, il conviendrait de le circonscrire aux petites installations raccordées en BT, qui sont à ce jour exemptées du paiement de la quote-part des S3REnR.
- Enfin, ERDF s'interroge sur la compatibilité d'une tarification régionale avec le principe de péréquation. En effet, la loi ne confère pas de base légale à une différenciation géographique de la composante injection, ce qui constitue une fragilité juridique.

ANNEXES - Commentaires libres ERDF à la consultation

43) Commentaires des paragraphes 6.6.2 et 6.6.3. sur les grilles tarifaires : Domaines de tension HTB et HTA

Analyse économique des postes tarifaires :

Actuellement, pour les contrats HTA5 et HTA8, la puissance souscrite pour la période de Pointe est en moyenne équivalente à 81% de la puissance souscrite maximale, pour 89% en Heures Pleines Hiver. Le poste de Pointe fixe semble donc bien jouer un rôle incitatif significatif sur les comportements de consommation.

ERDF souligne que les sites industriels bénéficiant aujourd'hui de ces tarifs ont construit leurs processus de production et d'organisation du travail en fonction de ces postes horaires, en particulier du poste de pointe fixe quotidienne.

Par ailleurs, ERDF s'interroge sur les objectifs de lisibilité et de simplification. ERDF estime en effet qu'avec une cinquième classe temporelle, le signal différencié des coûts d'utilisation du réseau est loin d'être complexe comparé aux prix du marché de gros. En effet, les barèmes des classes temporelles sont connus par avance dès la publication des grilles par le régulateur.

En supprimant le poste Pointe fixe, on ne permettrait plus aux clients de valoriser une répartition temporelle récurrente de leur consommation qui utilise au mieux la garantie de service offerte par le réseau, comme certains clients industriels le font aujourd'hui.

En conséquence, ERDF recommande le maintien du poste de pointe fixe dans les tarifs d'utilisation des réseaux, et propose de créer non pas des tarifs HTA à 4 plages mais à 5 plages temporelles.

Pour l'option mobile, deux solutions sont présentées dans le document soumis à consultation : l'une où la pointe mobile vient en complément, l'autre où elle remplace un poste horo-saisonnier en hiver, supprimant la différenciation Heures Pleines/Heures Creuses pour cette saison. Considérant la valeur de la différenciation HP/HC pour une répartition plus équilibrée de la consommation dans la journée ERDF privilégie la deuxième solution qui limite la sollicitation du réseau et permet de contenir les coûts. Le signal envoyé par la pointe mobile est complémentaire à celui d'une différenciation journalière, et non substituable.

ERDF propose plutôt de conserver 5 postes horo-saisonniers pour les versions tarifaires et pour les options Période mobile :

- o 4 postes horosaisonniers (HCH, HPH, HCE, HCP) + 1 poste « Pointe Fixe »**
- o 4 postes horosaisonniers (HCH, HPH, HCE, HCP) + Pointe Mobile**

Mise en œuvre des évolutions des postes tarifaires :

La solution recommandée par ERDF présente également l'avantage de ne pas supprimer la FTA à 5 postes horo-saisonniers ce qui simplifie significativement les contraintes de mise en œuvre. En effet, la FTA à 5 postes horo-saisonniers est celle dont les clients sont les plus nombreux à mi 2015.

Dans l'hypothèse de la suppression du tarif HTA5, une « migration » des clients concernés vers les autres tarifs s'avérera nécessaire ; elle demandera un travail conséquent et sera donc coûteuse. Elle

aura aussi de nombreuses implications pour le Distributeur comme la modification des profils ou la gestion SI des changements de formules tarifaires.

Dans tous les cas, la formulation des nouvelles grilles tarifaires doit être anticipée avec assez d'avance pour pouvoir mettre en place les outils de gestion dans les systèmes informatiques.

44) Commentaires sur le paragraphe 6.6.4 concernant les grilles tarifaires : Domaine de tension BT > 36 kVA

ERDF partage l'objectif général de la CRE pour l'harmonisation et la mise en cohérence des grilles tarifaires, en vue d'améliorer l'auto-sélection par les utilisateurs d'une version tarifaire représentative de leurs coûts. Néanmoins, les clients raccordés en basse tension avec des puissances souscrites supérieures à 36 kVA constituent en fait deux groupes d'utilisateurs distincts avec des profils de consommation différents. D'une part, les clients ayant souscrits au tarif LU 5, avec un dénivelé de puissance, ont des comportements de consommation et d'optimisation proches des clients HTA. D'autre part, les clients au tarif MU 4 sont plus proches dans leurs usages des clients BT ≤ 36 kVA, en étant moins réceptifs à la pointe.

La réduction du nombre de classes temporelles de la version longue utilisation de 5 à 4 postes supprimerait un levier d'incitation à l'adaptation du comportement du client sur la pointe. Or, les utilisateurs du réseau ayant souscrit au tarif LU optimisent depuis longtemps leur consommation selon 5 plages temporelles.

Actuellement, pour les contrats LU 5 en BT > 36 kVA, la puissance souscrite pour la période de Pointe est en moyenne équivalente à 72% de la puissance souscrite maximale, pour 79% en Heures Pleines Hiver. Le poste de Pointe fixe joue donc un rôle incitatif significatif sur les comportements de consommation. ERDF détaille cette analyse dans ses commentaires sur l'évolution proposée des tarifs HTA. ERDF recommande donc le maintien du tarif LU 5 et de la période de pointe fixe.

En réponse à l'objectif d'améliorer la lisibilité des tarifs, ERDF souligne que la diminution du nombre de régimes Heures Pleines-Heures Creuses y contribuera fortement. En effet, pour les sites BT > 36 kVA, la cible prévue est de 3 régimes possibles par poste source à un instant donné (parmi 9 possibilités au niveau national). Auparavant parfois plus de 20 régimes par poste étaient possibles.

Du point de vue de la mise en œuvre, le maintien des actuels tarifs LU 5 et MU 4 pour les clients BT > 36 kVA éviterait des volumes très importants de mouvements contractuels et de reprogrammations de compteurs (environ 300 000 points concernés). ERDF estime que les perturbations induites par un changement vers MU5, alors que d'autres évolutions impactantes du tarif sont proposées par ailleurs, ne se justifient pas au regard de gains d'harmonisation vraisemblablement très modestes en BT > 36 kVA.

ERDF préconise donc une harmonisation distincte des grilles tarifaires reflétant les différences de comportements dans l'utilisation du réseau. Pour les clients HTB1, HTB2, HTA et pour les clients BT > 36 kVA de type LU, la grille tarifaire peut s'organiser autour de 5 postes horo-saisonniers afin de conserver l'effet incitatif d'une plage fixe d'heures de pointe, à laquelle ces utilisateurs sont déjà habitués. Pour les clients BT ≤ 36 kVA et pour les clients BT > 36 kVA de type MU, la grille harmonisée peut être construite avec 4 postes horo-saisonniers, en profitant du passage des clients Linky à une nouvelle grille.

**45) Commentaires sur le paragraphe 6.6.5 concernant les grilles tarifaires : Domaine de tension
BT < 36 kVA**

ERDF est favorable au redécoupage des plages de souscription de puissance proposé par la CRE. Cependant, les barèmes cibles devront préciser les plages de manières non disjointes, de manière à couvrir les cas particuliers de puissances souscrites décimales (éclairage public, cas de puissance à 6.7 kVA).

**46) Question 28 Bis. Etes-vous favorable à la tarification à la puissance atteinte pour les
utilisateurs raccordés en BT>36 kVA, HTA et HTB ?**

La mise en place d'une tarification à la puissance atteinte, et non à la puissance souscrite, aurait des impacts au-delà de la question tarifaire, notamment sur les systèmes d'information, le comptage, les formules de facturation de l'acheminement et une partie du dimensionnement.

En premier lieu, la puissance souscrite joue le rôle de puissance de référence pour les contrats en HTA et les choix du dispositif de comptage ainsi que pour l'interface distributeur-fournisseur SGE. A ce stade, la notion de « puissance atteinte » n'est pas suffisamment définie pour permettre à ERDF d'anticiper l'ampleur des modifications de ces processus, des travaux de conception des systèmes d'information (SI) et du comptage, ni de commencer à les orienter.

Par exemple, selon la définition du pas de temps de la mesure de puissance atteinte, il deviendrait nécessaire, non pas de relever une valeur sur le compteur, mais de relever l'ensemble des courbes de charge pour ensuite les retraiter en aval dans les systèmes d'informations. Une telle volumétrie induite ne pourrait pas être supportée par l'infrastructure Telecom ni par le SI du Distributeur.

Une modification de la tarification en HTB impacte aussi les méthodes de maîtrise des coûts d'accès au réseau de transport, notamment pour le contrôle des factures et l'optimisation des souscriptions et implique une modification importante des SI associés. Il serait également nécessaire de faire évoluer les moyens d'alertes dans l'outil de conduite pour maîtriser non plus la puissance souscrite, mais la puissance atteinte.

Si une évolution vers la puissance atteinte était jugée nécessaire, il faudra aboutir très rapidement à des définitions précises pour une mise en œuvre en TURPE 5.

Tarification à la puissance atteinte sur le réseau HTB

Les réseaux de distribution sont les principaux utilisateurs du réseau HTB. Ils sont notamment davantage thermosensibles du fait de la consommation des clients en aval du réseau. Une tarification à la puissance atteinte du réseau HTB implique alors un risque financier pour ERDF.

D'une part, la thermosensibilité du soutirage implique une hausse de la variabilité des coûts d'une année à l'autre, selon les conditions climatiques. D'autre part, selon le pas de temps défini pour le calcul de la puissance atteinte, il peut exister une variabilité des coûts d'accès au réseau de transport au cours d'une même année, entre les mois d'hiver et d'été, avec un impact sur le besoin en fonds de roulement de ERDF.

47) Commentaire libre sur la tarification de l'énergie réactive

Le système électrique français fait face à de nouvelles tendances impactant les équilibres historiques en puissance réactive et en tension.

Des évolutions comme l'insertion des ENR sur les réseaux de distribution et l'enfouissement des lignes des réseaux de transport et de distribution ont des conséquences fortes sur la gestion des plans de tension, pouvant impliquer des contraintes d'exploitation tant sur le réseau de transport, avec l'apparition de contraintes de tension haute en situation N-1 voire dans certains cas en situation normale, que sur le réseau de distribution (atteinte de butée régulateur dans les postes source par exemple).

Les questions traitant du réactif à l'interface RPT/RPD sont instruites dans un GT ad hoc du GT Distributeurs du CURTE dénommé « Simulations tarifaires du réactif à l'interface RPT/RPD » afin de travailler sur un gabarit tarifaire à l'interface pour TURPE 5 HTB. Concrètement, il s'agit de mieux cibler les besoins en puissance réactive du réseau de transport pour gérer le plan de tension HTB tout en tenant compte des possibilités et leviers disponibles pour les GRD :

- Gestion du réactif pour éviter des contraintes de tension basse, par une utilisation efficiente et plus ciblée des moyens de compensation existants,
- Gestion du réactif pour éviter des contraintes de tension haute, en encadrant le refoulement de flux d'énergie réactive à l'interface.

En dehors des incitations fournies à ses clients par le TURPE, le RPD n'a que peu de moyens en propre, notamment pour limiter les refoulements de réactif vers le réseau HTB. Il semble souhaitable du point de vue de l'optimisation du système dans son ensemble que des incitations soient transmises aux utilisateurs du réseau.

En conséquence, il apparaît également nécessaire de travailler sur les possibilités de déclinaison de cette nouvelle incitation tarifaire à l'interface RPT/RPD sur les utilisateurs du réseau de distribution afin de les inciter à avoir une gestion de leurs moyens de compensation en réactif qui soit en adéquation avec les besoins du système électrique. Une telle incitation pourrait par exemple prendre effet en introduisant un seuil de $\tan \varphi_{min}$ en deçà duquel l'énergie réactive leur serait facturée.

Plus généralement, il apparaît opportun que la révision TURPE 5 permette de renforcer **la cohérence des structures tarifaires de l'énergie réactive entre le RPT et le RPD d'une part, et entre les consommateurs et les producteurs du RPD d'autre part.**

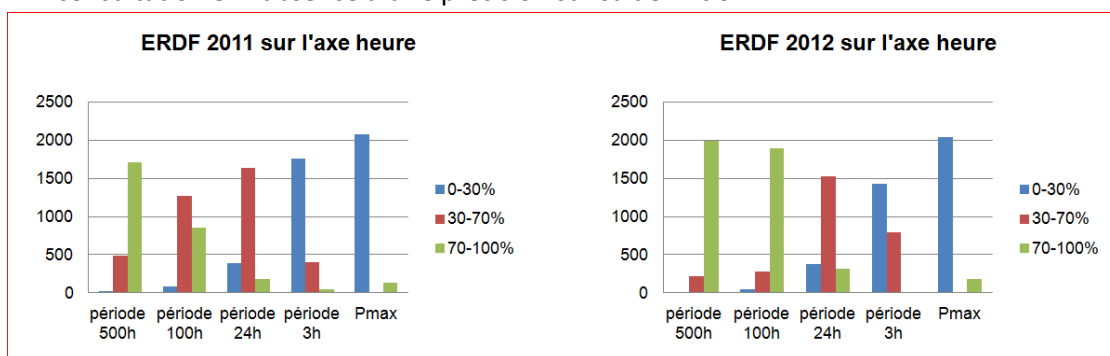
48) Eléments de réflexion sur le TURPE à période mobile

Le document soumis à consultation publique fonde la mise en place d'un TURPE à période mobile pour les clients HTA par un taux de corrélation élevé entre les pointes de consommation nationale et les pointes des postes sources comme. ERDF souhaite exprimer un certain nombre de remarques quant à cette proposition:

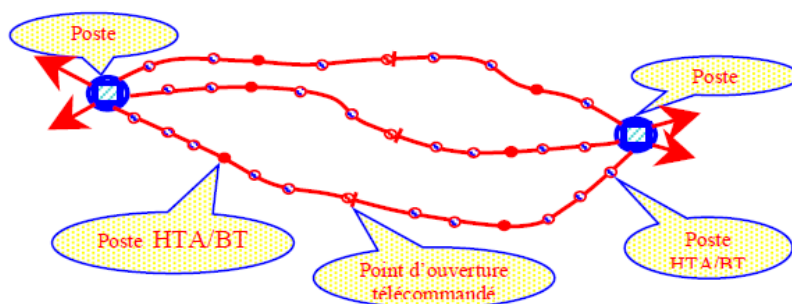
- La figure ci-dessous indique le nombre de postes-sources suivant la corrélation entre les heures les plus chargées pour la demande et les heures les plus chargées pour la demande agrégée de

l'ensemble des postes sources. Par exemple en 2011, pour une référence de 100 heures de pointes

- Environ 800 postes sources avaient plus de 70% de leurs 100 heures les plus chargées pendant les 100 heures de pointe nationale
- Environ 1 300 postes sources avaient entre 30 et 70% de leurs 100 heures les plus chargées pendant les 100 heures de pointe nationale
- Environ 100 postes sources avaient moins de 30% de leurs 100 heures les plus chargées pendant les 100 heures de pointe nationale
- ⇒ Ainsi, environ $\frac{1}{4}$ de postes sources ont leurs 100h les plus chargées corrélées avec la demande de l'ensemble des postes sources. Cette conclusion est radicalement différente si l'on considère les 3h, 24h ou 500 heures les plus chargées (cf. graphes).
- ⇒ ERDF n'est pas en mesure de se prononcer sur le taux de corrélation présenté dans la consultation en l'absence d'une précision sur sa définition.



- La notion de « période dimensionnante » n'est pas utilisée par ERDF, qui détermine ses investissements sur la base de méthodes probabilistes, ne permettant pas de faire une corrélation directe entre renforcement et croissance de la pointe. Néanmoins, sur la base de l'observation uniquement, on constate qu'une telle période varie quant à elle fortement d'un réseau HTA à l'autre et selon les années considérées. Cette notion possède une grande volatilité tant spatiale (entre les ouvrages considérés) que temporelle (entre différentes années, entre différents jours d'une même année, entre différentes heures d'une même journée). Elle peut atteindre plus de 300 heures pour les hivers rigoureux, ces heures pouvant être réparties sur plus de 50 jours différents.
 - Le réseau HTA est dit « bouclable » : un même point du réseau HTA peut être alimenté par différents chemins électriques. En cas d'avarie sur une portion de réseau HTA, un client peut ainsi être « secouru » par une autre portion de réseau HTA, pouvant être alimenté par un autre poste-source.



- Dimensionner les réseaux pour faire face à une situation où ont lieu simultanément une avarie sur un ouvrage du réseau et une hyper-pointe de consommation serait très coûteux, au regard de la probabilité pour que cette situation se produise. Pour résoudre la question du dimensionnement optimal des réseaux, des méthodes probabilistes ont donc été élaborées afin de retenir la solution qui minimise les coûts pour la collectivité (sur la base des probabilités des incidents et des situations de pointe, du coût du renforcement et du coût de la non qualité liée à ces situations)
- En pratique, on constate que cet arbitrage coût/qualité conduit à ce que :
 - En schéma normal, la probabilité que les réseaux HTA et les postes sources ne parviennent pas à alimenter les utilisateurs de façon satisfaisante y compris pendant les périodes de forte consommation, est très faible (inférieur à un jour par an en moyenne)
 - Les renforcements sont plutôt décidés lorsque les réseaux HTA et les postes sources ne parviennent pas à réalimenter l'ensemble des utilisateurs de façon satisfaisante lors de situation de défaillance
- L'utilisation de ces méthodes probabilistes ne permet pas d'établir un lien direct entre augmentation de la pointe et montant des investissements. En pratique, on constate que, lorsqu'un renforcement est justifié, la probabilité d'être dans l'incapacité de réalimenter une partie des clients en cas de défaillance d'un ouvrage peut atteindre plus de 300 heures par an (elle dépend notamment de la structure du réseau, de la thermosensibilité de la consommation qui transite par l'ouvrage et du climat). Cette durée, qui pourrait se rapprocher d'une période dimensionnante, est naturellement plus faible en moyenne pour les ouvrages qui ne sont pas sur le point d'être renforcés.
 - De par la thermosensibilité des consommations, cette durée varie fortement suivant le climat de l'année
 - Ces heures ne sont pas nécessairement consécutives et leur nombre peut varier suivant les jours. Ainsi, les heures concernées peuvent se répartir sur plus de 50 jours différents de l'année.
- Plus la période mobile du TURPE sera longue, plus il y a aura de chance de recouvrir une part significative de la période dimensionnante et ainsi de capter une valeur pour le réseau
 - Un signal de pointe mobile pourrait avoir un impact sur les besoins de renforcement du réseau HTA et des postes source s'il permettait de réduire la consommation pendant une proportion significative des heures durant lesquelles la capacité du réseau à réalimenter en cas de défaillance est plus faible.

- Seul un signal correspondant à une période mobile longue (durée de la période et nombre de périodes mobiles) garantirait de réduire la charges lors de ces périodes dimensionnantes (y compris lors des années froides qui pèsent dans la décision d'investissement de renforcement)
- La durée de cette période mobile pourrait néanmoins être réduite s'il était possible d'utiliser cette période mobile de manière curative. Il serait alors nécessaire que le délai de prévenance soit relativement court au regard de la durée de réparation de l'avarie et qu'ERDF aie les capacités et les moyens de moduler localement la période mobile en fonction des évènements sur le réseau. Cela n'est pas envisageable dans le cadre d'une période mobile déterminée nationalement sur critère de consommation nationale.

ERDF estime ainsi que la mise en œuvre d'une option du TURPE à période mobile nationale, de quelques centaines d'heures, avec un préavis relativement long, n'aura qu'une valeur très faible pour le réseau HTA :

- Dans un cas hypothétique le plus favorable où le signal de période mobile serait parfaitement synchrone avec la pointe dimensionnante de chaque réseau, les coûts évitables sont faibles, à l'échelle des coûts du réseau de distribution. En effet, les investissements concernés, à savoir les renforcements sur le réseau HTA et les postes sources liés à la croissance des consommations⁵, ne représente que 6% des investissements pour la période 2010-2014.
- La durée des périodes PP1 et Tempo, envisagées par la CRE est faible au regard de la durée de la « période dimensionnante » des réseaux HTA
- Du fait des spécifications locales des consommations des clients, une partie de la période mobile déterminée nationalement ne fera pas partie de cette période dimensionnante des réseaux
- La détermination de la période mobile sera basée sur des prévisions de consommation et de production et ne permettra pas de se focaliser sur les aléas du réseau. Les flexibilités ne pourront ainsi pas être utilisées de manière curative
- L'assiette potentielle est relativement faible, et la valeur sera fortement diluée par le fait que le signal sera envoyé à tous les clients, qu'ils soient situés dans une zone en contrainte ou non, tous les ans, que l'hiver soit rigoureux ou non.

Cette valeur réseau inclut aussi un gain sur la valeur des pertes, faible néanmoins lui aussi :

- Par essence, le volume des pertes Joule dépend de l'état de sollicitation du réseau (fonction quadratique de l'intensité). Décaler certaines consommations de période de forte sollicitation vers des périodes de moindre sollicitation permet ainsi de réduire le volume des pertes, dans le cas où les périodes mobiles du TURPE correspondent en effet à des périodes de forte sollicitation localement.
- La valeur unitaire de l'énergie liée aux pertes se détermine sur les marchés nationaux. Les périodes envisagées par la CRE correspondent par essence à des périodes de forte tension de l'équilibre offre-demande national, qui devrait correspondre à des périodes de prix élevés. Un TURPE à période mobile aurait ainsi un effet sur la valeur des pertes, vues de la collectivité. ERDF

⁵ En ce qui concerne les autres investissements (raccordement lié à l'extension en surface, fiabilité, renouvellement, etc.), l'impact de la pointe de transit sur les coûts sont faibles.

est néanmoins prudent sur sa capacité à capter l'ensemble de cette valeur créée, du fait de la difficulté à anticiper le comportement de ses clients (risque sur les écarts dans le mécanisme MA-RE)

- Enfin, la mise en œuvre d'un TURPE à période mobile sur les périodes PP1 pourrait réduire l'obligation de capacités liées aux pertes. La valeur de cette capacité n'est néanmoins pas connue à ce jour.

En cible, une sollicitation plus ciblée de flexibilités, contractualisée avec ERDF, pourrait permettre de capter plus de valeur qu'un TURPE à période mobile :

- Ces flexibilités pourraient d'être appelées que dans les zones dans le ouvrages du réseau sont en contraintes et pour lesquelles le recours a des flexibilités pourrait permettre de reporter un investissement de flexibilités
- Le format des flexibilités serait plus souple et pourrait être spécifié au cas par cas en fonction des besoins, tout comme le délai de prévenance. Un recours de flexibilité en mode curatif pourrait ainsi être envisagé
- Le processus contractuel permettrait de mieux garantir la mise à disposition de la flexibilité

Tout comme ERDF l'a précisé dans sa réponse à la délibération de la CRE du 12 juin 2014 portant sur le développement des réseaux électriques intelligents, ces sujets complexes sont en cours d'instruction, notamment dans le cadre des démonstrateurs Nice Grid et Smart Grid Vendée

Enfin, la mise en œuvre d'une telle option du TURPE pour les clients HTA nécessite des développements importants dans la chaîne SI d'ERDF, dont le coût ne pourra être couvert par la valeur créée. Les principales adaptations concernées sont le développement d'une solution industrielle visant à gérer la fonctionnalité de période mobile de la grille Distributeur des compteurs Saphir et PME-PMI (ce développement doit être engagé dès la fin de l'année 2015 pour être prêt pour TURPE5).