

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

Les dispositions des articles L.341-1 et suivants du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) en matière de détermination du tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE). En application des dispositions de l'article L.341-3, « *les méthodologies utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie* ».

L'article L.341-2 du code de l'énergie dispose que « *les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace* ». Aux termes des dispositions de l'article L.341-4, « *la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée* ».

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité actuels, dits « TURPE 4 HTB » pour le réseau de transport et « TURPE 4 HTA-BT » pour les réseaux de distribution, sont entrés en vigueur respectivement le 1^{er} août 2013 et le 1^{er} janvier 2014 pour une durée d'application d'environ 4 ans¹.

La CRE a engagé des travaux et réflexions sur la prochaine structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (tarifs dits « TURPE 5 »). Compte tenu du besoin de visibilité exprimé par les acteurs de marché, de la complexité des sujets à traiter et des délais nécessaires pour adapter les systèmes d'information des opérateurs de réseaux et des acteurs de marché, la CRE soumet à consultation dès aujourd'hui, soit environ deux ans avant leur mise en œuvre, ses analyses préliminaires sur la structure des tarifs TURPE 5.

La présente consultation porte spécifiquement sur la structure tarifaire, c'est-à-dire sur la façon dont les coûts de réseaux sont alloués entre les différents types d'utilisateurs, au travers des différentes composantes tarifaires dont les principales sont les composantes de soutirage, d'injection, de comptage et de gestion.

La transition énergétique pourrait amener, à terme, de profonds changements des modes d'utilisation des réseaux. La part croissante de la production décentralisée dans le parc de production, le développement de l'autoproduction, en particulier si le coût moyen des installations photovoltaïques devenait inférieur au prix de détail, ainsi que le développement des bâtiments à énergie positive et des écoquartiers, pourraient conduire à une baisse des énergies soutirées par les réseaux de distribution sur le réseau de transport ainsi qu'à une modification des flux sur les réseaux de distribution. Ces tendances seront accentuées si le coût du stockage de l'électricité, aujourd'hui élevé, baisse substantiellement sous l'effet des différentes innovations technologiques.

¹ La délibération de la CRE du 3 avril 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB, et la délibération de la CRE du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT, sont consultables sur le site internet de la CRE.

Pour autant, les réseaux continueront à se développer sous l'impulsion de plusieurs facteurs. Le premier de ces facteurs est le développement de nouveaux usages tels que la recharge de véhicules électriques ou la climatisation. Par ailleurs, bien que les perspectives de croissance de la demande présentées dans les scénarios de long terme du bilan prévisionnel élaboré par RTE soient globalement stables voire décroissantes, un certain nombre de territoires continuent à être particulièrement dynamiques et nécessitent donc des renforcements locaux sur les réseaux de répartition mais aussi sur les réseaux de distribution.

S'agissant du réseau de grand transport, RTE accompagnera la transition énergétique en cours, ce qui pourrait conduire à développer des capacités d'échange aux frontières, à renforcer le réseau 400 kV pour assurer les secours entre territoires et pour accueillir la production, en particulier la production renouvelable.

La deuxième tendance de fond appelée à modifier les modes d'utilisation et d'exploitation des réseaux publics d'électricité est la généralisation des réseaux intelligents (« *Smart grids* »), permettant une connaissance plus fine des réseaux, et donc un pilotage plus efficace de leur fonctionnement. Le déploiement par ERDF des compteurs Linky entre 2016 et 2021 donnera ainsi potentiellement accès à des données de consommation beaucoup plus précises.

Enfin, la poursuite de l'ouverture du marché, en France du fait notamment de la suppression des tarifs réglementés de vente pour les clients BT > 36 kVA, et à l'échelle européenne du fait de la mise en œuvre des codes de réseau européens et de l'approfondissement de l'Union de l'énergie, est un facteur à prendre en considération dans l'élaboration des tarifs de réseaux.

Un des enjeux majeurs du TURPE 5 sera d'accompagner et d'exploiter ces évolutions de façon à permettre un fonctionnement des réseaux dans les meilleurs modes économiques à court terme (optimisation de l'exploitation) et à long terme (optimisation des investissements). Pour cela, la définition des différentes composantes tarifaires du TURPE 5 devra adresser aux utilisateurs de réseaux des signaux les incitant à adapter leur comportement.

L'objectif de la présente consultation publique est de recueillir l'avis des acteurs sur les premières réflexions de la CRE concernant l'évolution de la structure du TURPE en vue du TURPE 5.

La CRE invite les parties intéressées à lui adresser leur contribution au plus tard le 25 septembre 2015.

SOMMAIRE

1. Les grandes problématiques en toile de fond de l'élaboration du TURPE 5	4
1.1. Une forte augmentation de la production d'ENR.....	4
1.2. Une faible croissance des consommations.....	4
1.3. ... mais une pointe électrique toujours importante.....	6
1.4. Des technologies de flexibilité qui pourraient permettre une plus grande proactivité des consommateurs.....	7
1.5. De plus en plus de consommateurs-producteurs.....	7
1.6. ... qui ont des effets sur le mode d'utilisation des réseaux et donc sur la structure des tarifs	8
2. Les évolutions du cadre législatif et réglementaire.....	9
2.1. Evolutions françaises	9
2.2. Evolutions européennes.....	10
3. Calendrier de travail envisagé	10
4. Composante de soutirage du TURPE.....	11
4.1. Rappel de la méthodologie d'élaboration du TURPE	11
4.2. Les principaux approfondissements méthodologiques actuellement à l'étude.....	17
5. Pointe mobile : quelle pertinence pour le TURPE ?	18
5.1. Cas particulier du réseau HTB 3	19
5.2. Réseaux de répartition et réseaux basse tension.....	19
5.3. Faut-il introduire dès juillet 2016 un TURPE à pointe mobile pour le domaine de tension HTA ?	21
6. Evolutions envisagées de la forme des grilles tarifaires	24
6.1. Déploiement des compteurs évolués et impact sur la forme des grilles du TURPE.....	24
6.2. Introduction d'un TURPE à 4 index pour les utilisateurs raccordés au domaine de tension BT ≤ 36 kVA	26
6.3. Introduction d'un TURPE à pointe mobile : quelles caractéristiques ?	30
6.4. Simplification de la forme des grilles tarifaires pour le domaine de tension HTA.....	31
6.5. Simplification de la tarification de la puissance.....	32
6.6. Forme des grilles tarifaires envisagées.....	33
7. Modalités de financement des coûts d'équilibrage	39
7.1. Concernant le partage du financement des coûts d'équilibrage	40
7.2. Modalités de constitution des services système de fréquence	43
8. Tarification de l'injection et signaux de localisation	46
8.1. Contexte	46
8.2. Synthèse de l'étude.....	47
8.3. Analyse préliminaire de la CRE.....	50
9. Modalités de réponse à la consultation publique	52

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

Ces dernières années, le modèle historique français de production centralisée fait face à des évolutions des modes de production et de consommation : l'augmentation de la production à partir de sources d'énergie renouvelable, la faible croissance de la demande, une pointe de consommation très marquée, la mise en place de nouveaux mécanismes de flexibilité et le développement de l'autoproduction impactent les modes d'utilisation des réseaux. La structure tarifaire devra donc s'adapter en conséquence, et ce d'autant plus que ces évolutions sont amenées à se poursuivre, voire à s'accélérer à l'avenir.

1.1. Une forte augmentation de la production d'ENR

Durant les dernières années, le développement des parcs de production éolien et photovoltaïque s'est accéléré, passant, pour l'éolien terrestre, de 671 MW fin 2005 à 8,1 GW fin 2013, et pour le photovoltaïque de moins de 7 MW en 2006 à 4,2 GW à la fin 2013. 95% de cette puissance est raccordée aux réseaux de distribution, ce qui, pour les gestionnaires de ces réseaux, amène de nouveaux enjeux en matière d'équilibrage de l'offre et de la demande au niveau national, et génère de nouveaux besoins de flexibilité pour les réseaux.

Ce développement s'est accompagné d'une baisse de coûts des deux filières, forte pour le photovoltaïque, un peu moins marquée pour l'éolien. Les prévisions laissent penser que cette baisse pourrait se poursuivre à un rythme élevé notamment pour le photovoltaïque. Dans ces conditions, la parité réseau² pourrait être atteinte pour un nombre croissant de nouvelles installations au cours de la prochaine période tarifaire.

Tableau 1. Etat du parc des installations raccordées au réseau géré par ERDF à fin mars 2015

	Eolien	Photovoltaïque	Hydraulique	Biogaz	Biomasse	Total ENR	Cogénération	Déchets ménagers et assimilés	Dispactable	Total non ENR	Total
Nombre	1 238	325 613	1 940	344	36	329 171	531	80	108	719	329 890
Puissance (MW)	8 532	4 808	1 468	309	141	15 258	1 762	518	660	2 941	18 199
Ecart entre fin 2014 et fin mars 2015	Nombre	109 (9%)	23 790 (7%)	91 (5%)	73 (21%)	4 (11%)	24 066 (7%)	17 (3%)	3 (4%)	4 (3%)	24 090 (7%)
	Puissance (MW)	1 096 (13%)	904 (19%)	32 (2%)	39 (13%)	31 (22%)	2 102 (14%)	60 (3%)	18 (4%)	4 (1%)	82 (3%)

1.2. Une faible croissance des consommations...

On constate depuis plusieurs années un net ralentissement de la croissance de la consommation d'électricité. Ce phénomène s'explique par une croissance économique faible, mais aussi par des efforts de maîtrise de la demande en électricité.

Ces facteurs baissiers seront toutefois en partie compensés par l'apparition de nouveaux usages électriques, tels que le véhicule électrique, qui pourrait représenter en 2030 entre 3% et 16% des véhicules français, d'après le bilan prévisionnel de RTE³. Le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la

² La parité réseau est atteinte dès lors que le coût moyen de l'énergie produite par le consommateur devient inférieur au prix de détail de l'électricité, taxes comprises.

³ Edition 2014 du Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre demande d'électricité en France : http://www.rtefrance.com/sites/default/files/bilan_complet_2014.pdf

croissance verte prévoit plus de 7 millions de points de charge de véhicules électriques à l'horizon 2030. En outre, les pompes à chaleur, la ventilation et la climatisation prennent une place croissante depuis la réglementation thermique 2012 (RT 2012), avec une augmentation de 20% des installations de pompes à chaleur entre 2013 et 2014 et de 3,5% pour les installations de ventilation et de climatisation.

Au total, d'après le Bilan Prévisionnel de RTE, la consommation nationale pourrait, selon les scénarios, évoluer de -0,3% à +0,8% par an entre 2013 et 2020 et de -0,4% à +0,7% par an entre 2020 et 2030.

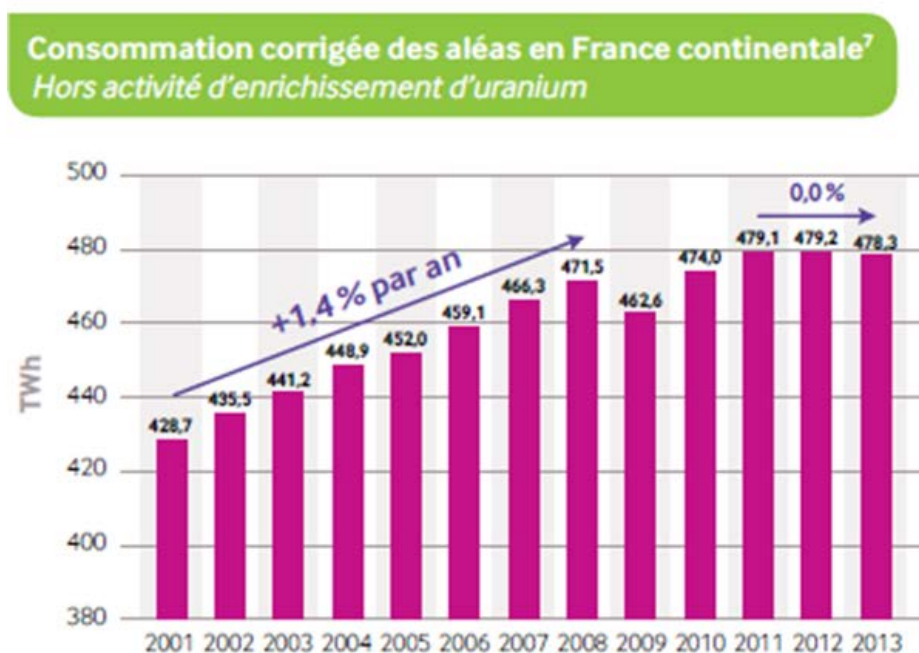


Figure 1. Source : Bilan Prévisionnel RTE 2014

Pics historiques de consommation sur la dernière décennie

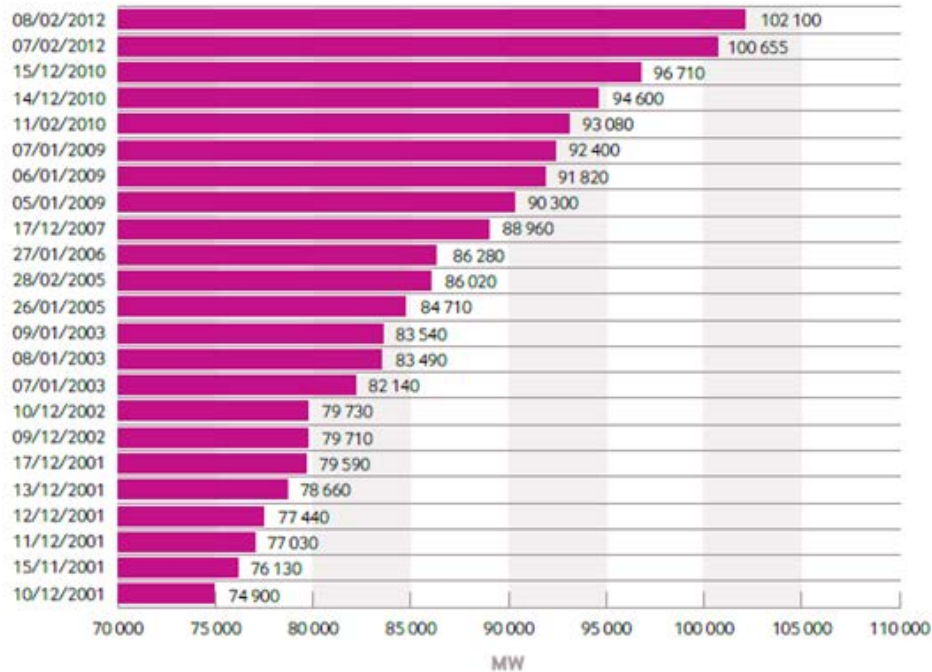


Figure 2. Source : Bilan Prévisionnel RTE 2014

1.3. ... mais une pointe électrique toujours importante

On distingue trois types de pointe électrique sur le réseau :

- la pointe journalière, liée à l'activité économique, à l'éclairage et à la cuisson ;
- la pointe hebdomadaire liée à l'activité économique plus forte en jours ouvrés ;
- la pointe saisonnière thermosensible liée au chauffage électrique.

La thermosensibilité du système électrique français est actuellement forte, estimée en moyenne à 2 400 MW par C° en hiver. Depuis 10 ans, la pointe de consommation nationale (additionnant pointe saisonnière, hebdomadaire et journalière) a crû trois fois plus vite que la consommation totale. Cela s'explique principalement par l'importance du chauffage électrique en France.

Toutefois, la part de marché du chauffage électrique dans les bâtiments neufs est en baisse depuis plusieurs années, notamment du fait de la RT 2012, qui limite la consommation d'énergie primaire des bâtiments. Ces nouvelles tendances devraient infléchir la croissance historique de la thermosensibilité de la pointe hivernale. Pour les prochaines années, le Bilan Prévisionnel de RTE prévoit des évolutions similaires à celles de la consommation allant, selon les scénarios prospectifs, de -0,2% à +0,8% par an entre 2013 et 2020 et de -0,4% à +0,7% de 2020 à 2030.

De nouvelles pointes de consommation pourraient par ailleurs apparaître, associées aux nouveaux usages électriques. Par exemple, le développement des véhicules électriques est susceptible d'induire de nouvelles pointes de consommation journalières à heures fixes.

D'autres usages, comme la climatisation, sont pour leur part susceptibles de créer des pointes saisonnières de consommation. Le coût induit pour le système électrique dépendra du synchronisme avec les pointes existantes et de leur concentration géographique.

1.4. Des technologies de flexibilité qui pourraient permettre une plus grande proactivité des consommateurs

Les difficultés induites tant par les pointes de consommation que par le développement des énergies renouvelables variables pourraient être atténuées grâce au développement de nouvelles modalités de valorisation des flexibilités. Les consommateurs seront plus proactifs, et réagiront plus rapidement et efficacement aux signaux de pointe. Cette plus grande proactivité est permise par les nouvelles technologies.

On peut mentionner ainsi :

- les compteurs intelligents, dont le déploiement sera réalisé entre 2016 et 2021 pour le domaine BT ≤ 36 kVA sur les réseaux de ERDF. Ils permettront notamment l'introduction d'un tarif à 4 plages temporelles, reflétant mieux la variation des coûts du réseau principalement en fonction de la saison et du moment de la journée ;
- les technologies d'asservissement, qui permettent d'activer certaines consommations électriques pendant les seules heures creuses. Très utilisées aujourd'hui pour l'eau chaude sanitaire, elles pourraient s'étendre à d'autres usages ;
- les boîtiers d'effacement, qui permettent au consommateur de faire piloter à distance des effacements de consommation lorsqu'ils sont les plus utiles pour le système ;
- le développement du stockage décentralisé, par exemple le stockage couplé à une production décentralisée d'énergie renouvelable, ou le stockage diffus, qui offrent une flexibilité valorisable pour le réseau ou pour l'équilibre du système électrique. Associé à la production renouvelable décentralisée, le stockage favorise l'autoproduction en améliorant la synchronisation entre production et consommation.

1.5. De plus en plus de consommateurs-producteurs...

Le développement des petites installations de production d'énergie renouvelable, ainsi que l'apparition des bâtiments à énergie positive, ont amené un nombre croissant de consommateurs à devenir également producteurs.

Ce phénomène d'autoproduction pourrait se généraliser (hors subvention) si la parité réseau est atteinte, ce qui passe à la fois par la poursuite de la baisse des coûts du renouvelable, et par une meilleure flexibilité de la demande. Cette dernière sera facilitée par l'asservissement de la consommation et par le développement du stockage diffus.

Un meilleur synchronisme de la production et de la consommation peut aussi augmenter le bénéfice de l'autoproduction pour le système électrique, à condition toutefois que les mécanismes de flexibilité soient suffisants pour assurer une limitation des soutirages en période de pointe.

Par ailleurs, le développement de la production décentralisée pourrait s'accompagner d'un essor des écoquartiers. Ce regroupement des producteurs et des consommateurs d'une même zone augmentera le taux de coïncidence, à l'échelle de l'écoquartier, entre production et consommation, du fait du foisonnement des comportements de production et de consommation. De tels regroupements auront comme conséquence une baisse de l'utilisation des réseaux amont. La prise en compte explicite de ce phénomène,

d'un point de vue tarifaire, pourrait, à terme, interroger le sens à donner aux principes de péréquation tarifaire et de tarification indépendante de la distance (timbre-poste).

1.6. ... qui ont des effets sur le mode d'utilisation des réseaux et donc sur la structure des tarifs

Dans les prochaines années, il faut donc s'attendre à des utilisations de plus en plus variées des réseaux. Le raccordement d'un nombre croissant de sites de production d'énergie renouvelable au réseau de distribution remet en cause la logique verticale des flux, de la haute vers la basse tension, associée à la production centralisée, qui a longtemps prévalu.

En 2014, 7,2 TWh injectés sur le réseau d'ERDF ont été refoulés vers le réseau de RTE. Si ces refoulements représentent de l'ordre de 20% de la production injectée sur le réseau d'ERDF (33,8 TWh), ils restent relativement marginaux par rapport à l'énergie transitant dans l'autre sens, du réseau de RTE vers celui d'ERDF (390 TWh).

Par ailleurs, la flexibilité accrue de la demande et le développement de l'autoproduction devraient conduire à terme à une baisse des énergies soutirées sur les réseaux, et à une certaine décorrélation entre les évolutions de la consommation transitant par les réseaux, et celles des pointes de production et de consommation sur les différents réseaux. Dans le même temps, la décentralisation de la production et l'apparition de nouveaux usages pourraient renforcer la désynchronisation des pointes locales et des pointes nationales.

Enfin, le développement de l'autoproduction pourrait modifier progressivement l'usage des réseaux, qui ne seraient à terme utilisés que lorsque la production locale s'avèrerait insuffisante pour faire face à la demande locale. Ces évolutions devraient renforcer le besoin de flexibilité des gestionnaires de réseaux et la nécessité qu'ils disposent d'outils pour maîtriser les pointes de consommation au niveau local. L'ensemble de ces éléments renforce l'intérêt des outils de flexibilité dont peuvent disposer les gestionnaires de réseaux, et posent plus globalement la question de la pertinence du mode de tarification utilisé.

L'utilisation de tarifs différenciés, entre heures pleines et heures creuses, associée à l'asservissement de certaines consommations, mises en route uniquement aux heures creuses, constitue un outil efficace pour le système électrique dans son ensemble. Ce dispositif a longtemps été le principal outil de flexibilité, dans un monde où les technologies d'information et de communication n'étaient pas suffisantes pour permettre une coordination plus fine des usages. Il vise des usages qui peuvent être modulés pour suivre une programmation régulière, stable et connue longtemps à l'avance.

Aujourd'hui, d'autres outils sont disponibles permettant notamment de mobiliser des flexibilités d'une façon plus dynamique et réactive aux besoins du système électrique. A titre d'illustration, RTE peut recourir à des offres d'effacement sur le mécanisme d'ajustement. Dans le cadre de certaines initiatives *Smart grids*, ERDF expérimente aussi la contractualisation de flexibilités auprès de divers acteurs, dont des opérateurs d'effacements. Certains gestionnaires de réseaux pourraient également contractualiser les services d'un opérateur de stockage.

Il n'en reste pas moins que le tarif d'utilisation des réseaux continuera d'être un des outils pour inciter les consommateurs à une utilisation efficace des réseaux. Il est donc nécessaire de s'assurer que les principes de construction tarifaire sont bien adaptés à ces évolutions.

A cet égard, les évolutions des modes de consommation et de production vont se répercuter sur les données utilisées pour la construction des tarifs et donc sur la structure des tarifs. Ainsi, si le réseau est de

plus en plus utilisé de manière assurantielle, la fonction de coût sous-jacente à la construction des tarifs sera de plus en plus concave, ce qui conduira à une part fixe nécessairement plus élevée qu'aujourd'hui.

En outre, l'utilisation de données plus fines pour établir la fonction de coût permettra également de s'assurer de la bonne propriété de reflet des coûts des tarifs. L'ensemble de ces points est détaillé en section 4.2.

Enfin, ces évolutions des modes de consommation et de production peuvent conduire à s'interroger sur le partage actuel des coûts entre production et soutirage. Ce point est examiné dans la partie 8.

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 ?

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

2. Les évolutions du cadre législatif et réglementaire

Les réflexions sur la structure du TURPE à l'horizon de la prochaine période tarifaire s'inscrivent dans un contexte d'évolution du cadre juridique encadrant les marchés de l'énergie en général et l'utilisation des réseaux en particulier, tant au niveau national qu'europpéen.

2.1. Evolutions françaises

Le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte comporte plusieurs dispositions sur les tarifs d'utilisation des réseaux. On peut noter en particulier :

- l'article 44, qui prévoit la mise en place de tarifs d'utilisation des réseaux incitant les consommateurs à limiter leur consommation en période de pointe. Il précise que de telles incitations peuvent être faites au niveau national comme local, même si cela amène les tarifs à s'éloigner de la stricte couverture des coûts par le consommateur ;
- l'article 58, qui autorise les collectivités territoriales à proposer un service de flexibilité locale sur des portions du réseau, afin d'optimiser localement les flux d'électricité. Si ce service permet de réduire les coûts du réseau, il doit être rémunéré par le GRD à hauteur des coûts évités. Cette rémunération est alors incluse dans les charges couvertes par le TURPE ;
- l'article 59, qui permet le déploiement de réseaux intelligents ou de dispositifs optimisés de stockage et de transformation des énergies à titre expérimental dans certaines régions ou départements choisis par le ministre de l'énergie. La CRE devra alors approuver les règles particulières relatives à leurs conditions d'accès et d'utilisation des réseaux.

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 ?

2.2. Evolutions européennes

Plusieurs textes européens actuellement en vigueur ou en préparation prévoient des dispositions relatives à l'utilisation des réseaux.

La directive 2012/27/UE sur l'efficacité énergétique dispose dans son article 15 que les régulateurs nationaux doivent s'assurer que les tarifs de réseaux incitent les utilisateurs à l'effacement, notamment en période de pointe. Elle précise aussi à l'annexe XI (« Critères d'efficacité énergétique applicables à la régulation du réseau d'énergie et pour la tarification du réseau électrique ») que les économies induites par l'effacement et la production décentralisée doivent être reflétées dans les tarifs d'utilisation des réseaux.

Par ailleurs, le code de réseau relatif à l'équilibrage du système électrique, en cours d'adoption, vise à l'harmonisation des pratiques des GRT dans la gestion de l'équilibrage du système. Cette harmonisation peut amener à revoir le partage des coûts d'équilibrage entre utilisateurs du réseau et responsables d'équilibre, et donc avoir un impact sur le périmètre des coûts des mécanismes d'équilibrage du réseau couverts par le TURPE.

Dans le cadre de l'« Union de l'énergie », la Commission européenne a lancé le 15 juillet 2015 une consultation publique⁴ sur l'organisation des marchés de l'énergie, et publié une communication sur les mesures à prendre pour assurer la pleine participation des consommateurs aux marchés de l'énergie⁵. La première rappelle l'importance de tarifs de réseau adaptés au développement de l'autoproduction, combinant juste répartition des coûts, soutien à l'efficacité énergétique, soutien aux renouvelables, et lisibilité. La seconde mentionne l'importance de réglementations et de tarifs de réseau qui ne découragent pas l'effacement, et recommande une approche transnationale des questions de congestion et d'équilibrage du système.

Enfin, l'ACER a rendu le 15 avril 2014, au titre de l'annexe B du règlement 838/2010, un avis sur l'évolution de la fourchette d'encadrement des tarifs d'injection à partir du 1^{er} janvier 2016. Dans cet avis, l'ACER recommande de renoncer aux timbres d'injection proportionnels à l'énergie, en dehors des coûts de pertes, services système et raccordement, mais de laisser libre la possibilité pour les Etats membres d'adopter un tarif d'injection à la puissance, à condition que celui-ci reflète les coûts de réseaux. Cet avis n'a pas donné lieu à une mise à jour de la réglementation européenne sur les tarifs d'injection pour le moment.

3. Calendrier de travail envisagé

De façon à simplifier les conditions d'application des tarifs par les acteurs de marché, la CRE envisage de synchroniser l'élaboration et l'entrée en vigueur des décisions tarifaires pour les domaines de tension HTB et HTA-BT. Le calendrier de travail de renouvellement des prochains tarifs vise ainsi une entrée en vigueur conjointe des TURPE 5 HTB et TURPE 5 HTA-BT le 1^{er} juillet ou le 1^{er} août 2017.

Par ailleurs, ERDF a indiqué avoir besoin de dix-huit mois pour mettre en place un changement de forme des grilles tarifaires du TURPE. En effet, l'évolution d'un système d'information (SI) industriel s'appliquant à 35 millions de clients et soumis par ailleurs à des changements majeurs (suppression des tarifs règlementés de vente, déploiement de Linky) nécessite des délais importants et une coordination avec l'évolution des SI des fournisseurs. Une entrée en vigueur du TURPE à l'été 2017 implique donc de fixer la

⁴ <https://ec.europa.eu/energy/en/consultations/public-consultation-new-energy-market-design>

⁵ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_ACT_part1_v8.pdf

forme des grilles et les principes de structure tarifaire (en particulier nombre d'options et de versions tarifaires, et pour chacune, forme des plages horaires, présence ou non de périodes de pointe mobile) début 2016 au plus tard.

La CRE envisage le calendrier suivant pour les prochaines consultations du TURPE 5 :

- la présente consultation publique portant sur la structure du TURPE ;
- une consultation publique sur la proposition de nouvelles grilles tarifaires, avec le cas échéant des propositions de variantes, au 1^{er} trimestre 2016 ;
- une consultation publique sur le cadre de régulation des GRT et des GRD au printemps 2016 ;
- une consultation publique sur la version finale de la grille tarifaire et les revenus autorisés des GRD et des GRT à l'été 2016.

La CRE envisage de prendre une délibération portant décision sur le TURPE, après l'avis du Conseil Supérieur de l'Energie, à la fin de l'année 2016.

Ce calendrier répondra aux besoins de visibilité des fournisseurs qui sont amenés à proposer de plus en plus fréquemment d'offres avec des prix fixés sur plusieurs années.

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

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

4. Composante de soutirage du TURPE

4.1. Rappel de la méthodologie d'élaboration du TURPE

4.1.1. Les principes généraux de construction de la structure tarifaire

L'élaboration de la structure tarifaire repose sur plusieurs principes :

- le principe du « timbre-poste » : conformément aux dispositions de l'article 14 du règlement (CE) n° 714/2009, la tarification de l'accès au réseau doit être indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage ;
- le principe de péréquation tarifaire : conformément aux dispositions de l'article L.121-1 du code de l'énergie, les mêmes tarifs d'accès au réseau doivent s'appliquer sur l'ensemble du territoire national ;
- le principe de non-discrimination inscrit à l'article L.341-2 du code de l'énergie, qui conduit à établir des tarifs faisant supporter à chaque catégorie d'utilisateurs les coûts que génèrent leurs soutirages sur les réseaux, indépendamment de l'usage qu'ils font de l'électricité.

La CRE considère en outre que les tarifs doivent concilier plusieurs critères afin de répondre au mieux aux attentes des consommateurs et des fournisseurs :

- **Efficacité** : un signal tarifaire reflétant les coûts engendrés sur les réseaux par chaque catégorie d'utilisateurs permet de réduire les coûts de réseaux à long terme car cette information incite l'utilisateur à adapter son comportement de manière efficace pour le réseau, ce qui peut passer par des choix d'investissements de sa part. Le signal tarifaire assure ainsi une coordination entre les investissements réalisés par le gestionnaire de réseaux et ceux réalisés par les utilisateurs.

Les tarifs doivent par conséquent refléter les coûts avec une finesse maximale, et en particulier avec la meilleure précision possible pour les périodes au cours de laquelle les coûts de réseau sont les plus élevés, sous réserve des critères énoncés ci-après.

- **Lisibilité** : pour refléter parfaitement les coûts, un tarif devrait en théorie comporter un prix différent de la puissance appelée pour chacune des 8760 heures de l'année. Un tel tarif serait trop complexe pour les utilisateurs, c'est pourquoi les tarifs proposés sont des simplifications par regroupement des coûts horaires. Les grilles doivent être suffisamment simples à appréhender pour les utilisateurs concernés. Le niveau de complexité des tarifs doit être adapté au type de clients du domaine de tension considéré.
- **Cohérence** : les différentes options proposées à un même utilisateur doivent refléter les coûts avec le même degré de finesse. A défaut, l'efficacité du tarif le plus fin sera fortement amoindrie. Par exemple, si deux options tarifaires sont proposées, l'une avec deux périodes (pointe / hors pointe), et l'autre avec une seule période, les utilisateurs qui soutirent le plus lors de la période de pointe choisiront le tarif à une période.
- **Faisabilité** : les tarifs doivent pouvoir être mis en œuvre sur les plans techniques et opérationnels. Deux exemples significatifs de ce critère : les compteurs doivent disposer du nombre d'index requis ; les signaux de pointe mobile doivent pouvoir être décidés, activés, acheminés et reçus.
- **Acceptabilité** : une évolution de la structure tarifaire engendre inévitablement des évolutions de factures pour certains utilisateurs. C'est en particulier le cas pour les utilisateurs dont les options tarifaires actuelles ne reflètent pas les coûts de réseau avec un haut degré de finesse. Toutefois, il n'est pas souhaitable que les évolutions de structure conduisent à des augmentations de facture manifestement excessives au regard de la capacité d'adaptation des utilisateurs.

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) ?

4.1.2. Les variables pertinentes pour la tarification des réseaux

Du point de vue de la structure tarifaire, il convient de distinguer d'une part les coûts des pertes⁶ et d'autre part les coûts d'infrastructures.

Les coûts des pertes, à la différence des coûts d'infrastructures, sont des coûts variables à court terme. La répartition de ces coûts entre utilisateurs dépend de l'énergie soutirée aux différentes heures de l'année.

Les coûts d'infrastructures sont des coûts fixes à court terme mais variables à long terme. La répartition de ces coûts d'infrastructures entre utilisateurs est beaucoup plus complexe. Le niveau des coûts d'infrastructures est directement corrélé avec la pointe de puissance transitée, utilisée pour dimensionner la capacité du réseau. Le critère de référence pour la répartition de ces coûts entre utilisateurs va donc être leur contribution au niveau de transit attendu aux heures de plus fortes sollicitations.

Le niveau de transit pendant ces heures critiques pour le réseau dépend des puissances maximales soutirées par les utilisateurs, mais également du caractère plus ou moins synchrone des comportements de

⁶ Les pertes électriques d'un gestionnaire de réseaux peuvent être techniques (dissipation de chaleur par échauffement des conducteurs et des transformateurs) et non techniques (défaut de comptage, fraudes, erreurs humaines, ...)

consommation. Si les utilisateurs n'utilisent pas au même moment le réseau, ils pourront partager, au moins en partie, la même capacité de réseau, ce qui diminuera le besoin d'infrastructures. Il s'agit du phénomène appelé communément « foisonnement ».

En pratique, le synchronisme des consommations tend à augmenter avec le taux d'utilisation de la capacité demandée. Il en résulte que la contribution d'un consommateur à la pointe de transit, et donc aux coûts d'infrastructures, est corrélée non seulement à la capacité qu'il va demander, mais également à son taux d'utilisation de cette capacité.

Une tarification uniquement à la puissance, en n'incitant pas les utilisateurs avec un taux d'utilisation faible ou moyen à limiter leur consommation, pourrait avoir pour effet d'augmenter la pointe de consommation et donc à terme d'augmenter les coûts d'infrastructures.

En conclusion, les variables clefs de tarification sont :

- pour le coût des pertes : l'énergie soutirée ;
- pour les coûts d'infrastructures : la puissance souscrite et le taux d'utilisation de la puissance souscrite.

Par souci de simplification et de lisibilité des grilles, la variable taux d'utilisation de la puissance souscrite est souvent remplacée par la variable énergie soutirée⁷.

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 analyse de ce sujet.

4.1.3. Les différentes étapes de la construction tarifaire

Cette partie décrit les différentes étapes de la construction tarifaire qui permettent de définir les composantes tarifaires à l'énergie et à la puissance souscrite pour différentes plages temporelles.

Dans un premier temps, des coûts unitaires d'infrastructures et des coûts unitaires de pertes sont calculés pour chaque pas de temps de l'année (étapes 1 et 2). Ensuite, sur la base de ces coûts unitaires et des données de consommation de clients typiques, une courbe du coût de la capacité en fonction du taux d'utilisation de la capacité est construite (étape 3). Cette courbe permet de calculer la part à la puissance souscrite et la part à l'énergie. Les options à différenciation temporelle sont ensuite calculées (étape 4). Enfin, la dernière étape vise à s'assurer que, pour chaque option tarifaire, les tarifs payés par les clients ayant souscrit cette option couvrent l'ensemble des coûts qu'ils génèrent (étape 5).

Etape 1 : Coûts unitaires propres à chaque domaine de tension

A chaque domaine de tension, un coût unitaire d'utilisation des réseaux est calculé pour chaque heure de l'année. Ce coût unitaire horaire est calculé comme la somme du coût unitaire des pertes et du coût unitaire horaire d'infrastructure.

⁷ Le taux d'utilisation de la puissance souscrite se calcule comme le rapport entre l'énergie soutirée et la puissance souscrite multipliée par la durée en heures d'une année (8760 heures)

Les coûts unitaires horaires liés à la compensation des pertes sont calculés à partir de l'historique sur plusieurs années du profil des prix spot de l'électricité sur le marché français, corrigé des tendances pluriannuelles. Le profil obtenu est ensuite réajusté en niveau, pour chaque domaine de tension, sur la base du taux et du coût moyen des pertes retenus pour définir le niveau des charges à couvrir pendant la période d'application du TURPE en vigueur.

Les coûts unitaires horaires d'infrastructures sont calculés à partir du coût incrémental moyen induit par la croissance progressive de la charge à chaque période de l'année. Pour cela, un grand nombre de simulations statistiques (Monte Carlo) de développement de poches de réseaux sont conduites en prenant en compte les règles de planification utilisées par les gestionnaires de réseaux. Ceci permet de considérer, dans le processus de détermination des coûts d'infrastructures horaires péréqués au niveau national, la diversité en moyenne des situations locales des réseaux.

Etape 2 : Calcul des coûts unitaires totaux

Une fois les coûts horaires de chaque domaine de tension calculés, il est possible d'en déduire le coût unitaire horaire total attribuable à un soutirage sur un certain domaine de tension, selon la méthode exposée ci-après.

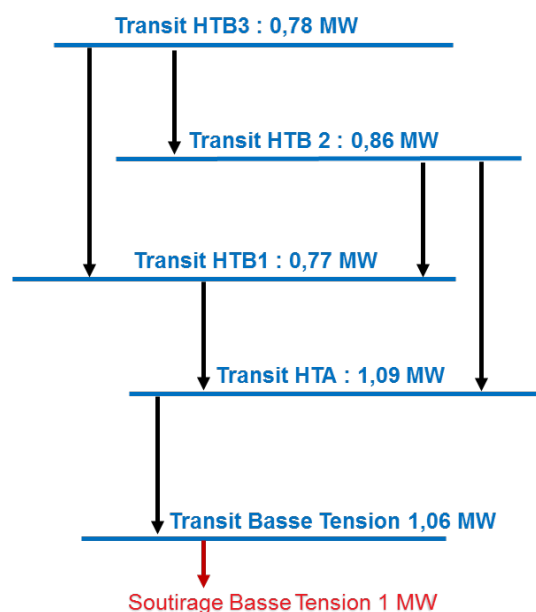
Un appel de puissance sur un domaine de tension donné induit des transits sur ce même domaine de tension, mais aussi sur l'ensemble des domaines de tension en amont. Ainsi, un soutirage réalisé en basse tension génère des flux sur tous les domaines de tension, jusqu'en 400 kV, dans des proportions qui sont déterminées par la matrice des flux d'énergie issue des études techniques des gestionnaires de réseaux. En conséquence, un taux de contribution aux flux sur les réseaux en amont est défini pour chaque domaine de tension sur la base de cette matrice pour la période tarifaire considérée.

Le coût unitaire horaire total attribuable à un soutirage sur un certain domaine de tension est la somme du coût unitaire horaire du domaine de tension considéré et des coûts unitaires horaires des domaines de tension situés en amont au prorata des flux d'énergie induits sur ces derniers.

A titre d'exemple, les données d'utilisation des réseaux utilisées pour TURPE 4⁸ montrent que le soutirage de 1 kW en basse tension (BT) induit en moyenne des transits de :

- 1,06 kW en BT (du fait des pertes sur le réseau BT) ;
- 1,09 kW en HTA (du fait des pertes sur le réseau HTA) ;
- 0,77 kW en HTB1 ;
- 0,86 kW en HTB2 ;
- 0,78 kW en HTB3.

⁸ Ces chiffres seront actualisés pour le TURPE 5 à partir de données fournies par les gestionnaires de réseaux



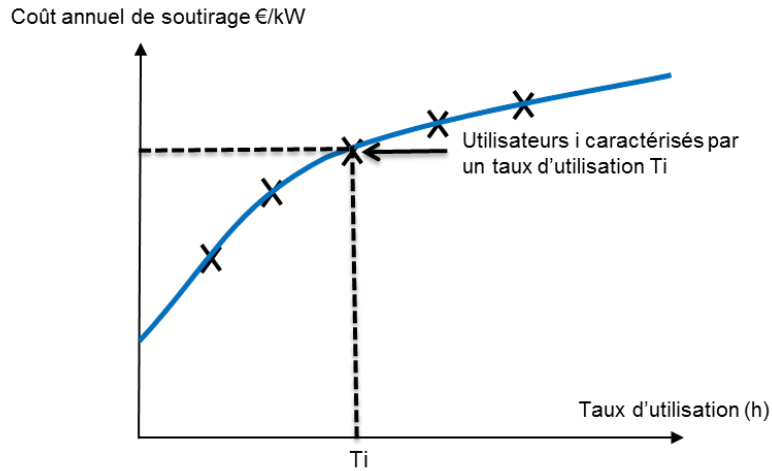
Chaque coût unitaire horaire BT est donc égal à la somme des coûts unitaires horaires de chaque domaine de tension, au prorata des flux générés par un soutirage de 1 kW en BT, soit :

- 1,06 fois le coût unitaire horaire BT (du fait des pertes sur le réseau BT) ;
- + 1,09 fois le coût unitaire horaire HTA (du fait des pertes sur le réseau HTA) ;
- + 0,77 fois le coût unitaire horaire HTB1 ;
- + 0,86 fois le coût unitaire horaire HTB2 ;
- + 0,78 fois le coût unitaire horaire HTB3.

Etape 3 : Courbe de coût de la capacité en fonction du taux d'utilisation

Pour chaque domaine de tension, ces coûts unitaires horaires totaux sont croisés avec les courbes de charge de plusieurs utilisateurs types. Pour les utilisateurs de la basse tension, ces courbes de charges d'utilisateurs types sont construites en se fondant notamment sur des profils de consommation définis dans le cadre du Comité de Gouvernance du Profilage (CGP) et sur les taux d'utilisation de la puissance souscrite représentatifs.

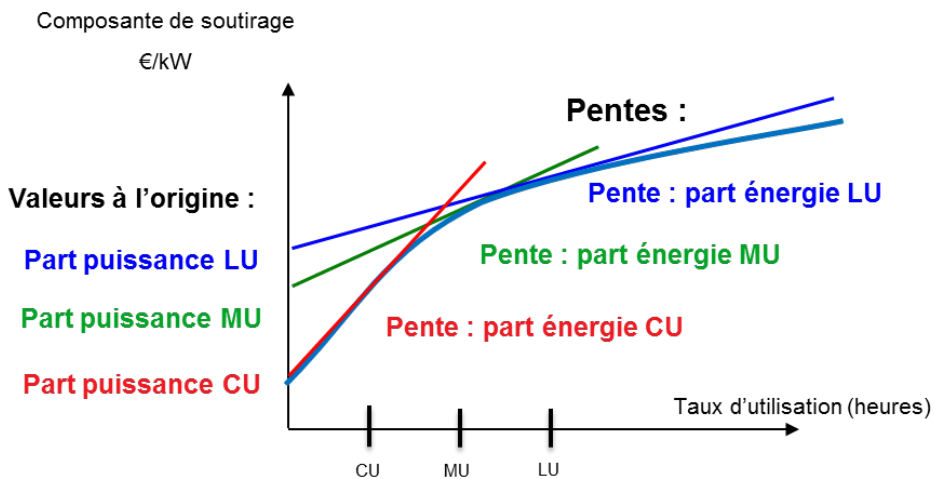
La courbe de coût obtenue pour chaque domaine de tension, exprimée en €/MW, est concave, c'est-à-dire qu'un incrément d'utilisation de la puissance (augmentation marginale du taux d'utilisation) implique une augmentation des coûts d'utilisation des réseaux, mais que cette augmentation est décroissante à mesure que le taux d'utilisation augmente.



Etape 4 : Le passage de la courbe de coût de la capacité (en fonction du taux d'utilisation) aux tarifs

Pour construire des tarifs plus lisibles, la courbe des coûts est approximée par une série de droites. Ainsi, des tangentes à cette courbe de coûts concave sont déterminées pour des taux d'utilisation typiques : ces tangentes permettent de déduire les parts à la puissance et les parts à la durée d'utilisation de la puissance (ou « à l'énergie ») associée à chaque version tarifaire.

Le niveau de la part fixe va donc dépendre de la durée d'utilisation considérée (plus la durée d'utilisation est longue, plus la part fixe sera importante) et de la concavité de la courbe (à durée d'utilisation donnée, plus la courbe de coûts sera concave, plus la part fixe sera importante).



Cette méthode permet de calculer les tarifs sans différenciation temporelle. Pour les tarifs avec différenciation temporelle, une méthode similaire est utilisée tout en prenant en compte pour chaque plage tarifaire la différenciation temporelle des coûts de réseaux : la part à l'énergie de chaque plage temporelle est définie de telle sorte qu'elle soit proportionnelle au coût unitaire moyen de la plage temporelle concernée.

Etape 5 : Recalage des tarifs

Le recalage des tarifs a pour objectif de s'assurer que chaque tarif est fixé de telle sorte qu'il couvre en moyenne les coûts de réseaux engendrés par les utilisateurs le souscrivant. Ce recalage est rendu nécessaire par le fait que les utilisateurs sont libres de choisir leur option tarifaire.

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.

4.2. Les principaux approfondissements méthodologiques actuellement à l'étude

La méthode présentée ci-dessus a été utilisée par la CRE pour établir le TURPE 4. A ce stade, la CRE envisage de la reconduire pour TURPE 5, en lui apportant différentes évolutions présentées ci-après. Ces modifications permettront d'adapter la structure des tarifs aux enjeux liés à l'évolution des modes d'utilisation des réseaux. Elles pourraient notamment conduire à renforcer plus ou moins fortement la différenciation des coûts unitaires de réseaux utilisés pour calculer les tarifs, avec pour corollaire une différenciation saisonnière accrue.

Toutefois, si une différenciation plus marquée permettrait de faciliter le développement des outils de flexibilité⁹, elle aurait pour conséquence des hausses significatives du TURPE pour les clients les plus présents à la pointe hivernale. Dans un contexte où les objectifs de politique énergétique visent notamment à lutter contre la précarité énergétique, la CRE estime à ce stade que la structure tarifaire du TURPE 5 devra assurer un équilibre entre les objectifs d'efficacité et d'acceptabilité des tarifs.

4.2.1. Utilisation de nouvelles données sur le comportement des utilisateurs des réseaux de distribution

De nouvelles données sur les comportements de soutirage des différents types d'utilisateurs ont été demandées aux gestionnaires de réseau, afin de mieux prendre en compte le foisonnement des consommations sur l'année et l'impact des pointes de consommation sur les coûts des réseaux. Ces nouvelles données permettront d'améliorer le reflet des coûts par les tarifs, en s'appuyant sur des utilisateurs types plus représentatifs de la réalité des modes d'utilisation des réseaux.

Par ailleurs, la séparation du profil RES1 en RES1 d'un côté (pour les utilisateurs résidentiels équipés d'un compteur mono-index ayant une puissance souscrite comprise entre 3 et 6 kVA) et RES11 de l'autre (pour les utilisateurs résidentiels équipés d'un compteur mono-index ayant une puissance souscrite strictement supérieure à 6 kVA), entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2011 n'avait pas été prise en compte pour établir le TURPE 4.

Aujourd'hui, la CRE envisage de prendre en compte ces deux profils lors de la détermination de la nouvelle structure tarifaire TURPE 5, ce qui permettra notamment de refléter le fait que les utilisateurs souscrivant 6 kVA ou moins sont moins thermosensibles que les utilisateurs souscrivant 9 kVA et plus.

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

⁹ Par exemple, une différenciation plus marquée des coûts unitaires de réseaux conduirait à une différenciation accrue pour l'option à pointe mobile envisagée pour le domaine de tension HTA

4.2.2. Evolution des coûts unitaires d'utilisation du réseau

Au-delà de la prise en compte de nouvelles données de consommation, la structure du TURPE pourrait également évoluer à la suite de la définition de nouveaux coûts d'utilisation des réseaux.

Pour ce qui est du coût des pertes, la méthodologie actuelle est fondée sur un profil de coût des pertes calculé à partir du profil des prix spot de l'électricité sur le marché français, corrigé des tendances pluriannuelles. A partir de l'hiver 2016-2017, les gestionnaires de réseaux seront acteurs obligés pour leurs pertes dans le cadre du mécanisme de capacité : cette évolution implique la prise en compte du coût de la capacité sur les heures pertinentes pour établir les coûts horaires de pertes sur les réseaux.

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 ?

La méthodologie actuelle de calcul des coûts unitaires horaires d'utilisation des infrastructures s'appuie sur des données d'utilisation des réseaux correspondant à une année climatique normale, sans prendre en compte l'effet d'années climatiques extrêmes.

La CRE s'interroge sur la pertinence de mieux prendre en compte l'existence d'aléas climatiques pour la construction de ces coûts unitaires. La vague de froid de l'hiver 2011-2012 fournit un exemple caractéristique des tensions pouvant survenir sur le réseau. Une telle prise en compte permettrait de donner une valeur plus importante à la flexibilité, par exemple au travers d'options à pointe mobile.

Le calcul de coûts unitaires d'utilisation des infrastructures sur la base de données d'utilisation des réseaux prenant en compte pleinement les aléas climatiques extrêmes pourrait induire une augmentation de la différenciation temporelle des coûts de réseaux et donc des tarifs. L'impact en termes de facture pour les utilisateurs très présents lors de ces périodes de pointe pourrait être significatif.

A ce stade, la CRE a l'intention d'analyser cette question sous l'angle de l'efficacité des signaux tarifaires mais aussi de l'acceptabilité des évolutions de facture compte tenu des autres évolutions décrites dans cette consultation.

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

5. Pointe mobile : quelle pertinence pour le TURPE ?

Le principe d'un tarif à pointe mobile est de proposer des tarifs très élevés pendant certaines périodes, déterminées la veille pour le lendemain en fonction des conditions prévisionnelles du réseau. En contrepartie, des tarifs moins élevés sont proposés sur d'autres périodes.

L'introduction d'une option tarifaire à pointe mobile pour la distribution avait été analysée lors des travaux tarifaires préalables à l'entrée en vigueur du TURPE 4. La CRE avait cependant considéré que, compte tenu du caractère relativement local des pics de consommation en basse et moyenne tension, et des règles de gouvernance du signal d'activation des jours d'effacement, l'ajout de cette option tarifaire ne se justifiait pas.

Aujourd'hui, deux éléments conduisent à réexaminer la pertinence d'un tel signal tarifaire pour les réseaux : le changement de la gouvernance du signal Tempo, désormais confiée à RTE, ainsi que la suppression des tarifs réglementés de vente Jaune et Vert au 1^{er} janvier 2016.

La CRE a poursuivi sa réflexion sur l'intérêt de créer des options à pointe mobile pour le réseau. Pour chaque domaine de tension, un TURPE à pointe mobile se justifierait si, d'une part les pics de consommation constituaient le principal critère de dimensionnement des réseaux, et si d'autre part les jours (ou heures) de pointe mobile correspondaient effectivement aux heures de fortes sollicitations pour le réseau.

5.1. Cas particulier du réseau HTB 3

Si pour les réseaux de répartition et les réseaux HTA les pics de consommation sont bien le principal facteur de dimensionnement des réseaux, ce n'est en revanche pas le cas pour les réseaux de très haute tension (dits HTB3).

En effet, les transits sur le réseau de grand transport dépendent des conditions d'exploitation du réseau et des configurations des plans de production et d'échanges aux frontières. L'exploitation du réseau de grand transport permet de mutualiser les sources de production au niveau de la plaque européenne intégrée en respectant les critères de sûreté du système électrique. Les investissements dans le réseau de grand transport sont le résultat d'une optimisation globale entre, d'une part, les coûts de développement de réseaux, et, d'autre part, les charges liées à la gestion des congestions et à la compensation des pertes.

Le réseau de grand transport est donc développé pour permettre des transits d'énergie qui se produisent entre des nœuds souvent éloignés des soutirages. Les soutirages au niveau national et la demande nette des pays voisins suscitent un certain niveau de production qui est atteint grâce à l'appel des moyens de production les plus économiques. Même en période de faibles soutirages, les transits sur le réseau de grand transport sont relativement élevés car les moyens de production les moins coûteux sont généralement éloignés des centres de consommation. Le dimensionnement du réseau de grand transport n'est donc que très indirectement lié aux pointes de soutirage.

L'introduction d'un tarif de soutirage à différenciation temporelle, a fortiori d'une option à pointe mobile, pour les utilisateurs du réseau de grand transport visant à limiter les transits au moment des pointes de consommation, serait donc inefficace.

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 ?

5.2. Réseaux de répartition et réseaux basse tension

Si, en première analyse, un TURPE à pointe mobile pourrait sembler se justifier pour les réseaux de répartition et les réseaux basse tension, il convient néanmoins de s'assurer qu'il y a coïncidence entre les pics de consommation considérés pour activer les heures d'effacement et ceux utilisés pour le dimensionnement des réseaux.

Réseaux HTB1 et HTB2

S'agissant des réseaux HTB1 et HTB2, la durée des heures considérées critiques pour le dimensionnement du réseau est d'environ 2500 heures. A ce jour, les périodes critiques considérées pour l'équilibre offre-demande sont notamment les jours Tempo (352 heures) et EJP (396 heures) des tarifs à effacement, et à terme les heures PP1 du mécanisme de capacité (entre 100 et 150 heures).

Ces périodes considérées pour l'équilibre offre-demande sont généralement aussi des heures critiques pour les réseaux HTB1 et HTB2. Un signal d'effacement activé au niveau national pourrait donc avoir un sens pour ces domaines de tension.

Toutefois, du fait du nombre important d'heures considérées comme critiques pour le réseau, ce signal resterait très dilué. En outre, les utilisateurs raccordés en HTB1 et HTB2 soutirent comparativement peu par rapport aux utilisateurs raccordés en HTA lors de la pointe de consommation nationale saisonnière.

A ce stade, la CRE s'interroge sur la pertinence de l'introduction d'une option à pointe mobile pour les domaines de tension HTB1 et HTB2.

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

Réseau HTA

Concernant le réseau HTA, les premiers travaux menés en 2012 avaient conduit à constater qu'au niveau de chacun des postes sources (qui constituent l'interface entre les réseaux de transport et les réseaux de distribution), sur les 22 jours de plus forte consommation locale, 12 jours en moyenne coïncidaient avec les 22 jours de plus forte consommation nationale.

Pour certains postes sources, les 22 jours de plus forte consommation locale se produisaient à des périodes entièrement différentes de la pointe de consommation nationale. En outre, le plus souvent, les pointes locales de consommation se produisaient lors de jours adjacents aux jours de la pointe de consommation nationale. Ces constats reposaient sur l'analyse des courbes de charges de 500 postes sources sur la période 2003-2010.

Une analyse similaire a été menée en 2014, mais en considérant 1908 postes sources (sur un total de 2247) sur la période 2007-2012. Ces travaux ont montré un synchronisme moyen entre les pointes de consommation nationales et postes sources (environ 65%) pour les années 2007 à 2012, et un plus fort synchronisme entre les pointes de consommation nationales et postes sources pour les années climatiques extrêmes (82% en 2012 lors de la vague de froid du 8 février 2012). Ces résultats indiquent qu'il pourrait être pertinent pour le réseau HTA, notamment lors des vagues de grand froid, de disposer d'un signal TURPE à pointe mobile activé nationalement.

En conséquence, la CRE envisage à ce stade d'introduire une option à pointe mobile pour le TURPE 5 dans le domaine de tension HTA.

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

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

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

Réseau basse tension

Concernant la basse tension, les conclusions sont nuancées. Il apparaît que plus le domaine de tension considéré est bas, plus les pics de consommation pertinents pour dimensionner le réseau sont locaux.

Ces pics de consommation localisés sont notamment générés par la consommation résidentielle. Celle-ci peut être maximale un samedi d'hiver, c'est-à-dire en dehors de la période d'activation des jours d'effacement choisis en se fondant sur un critère national issu de l'équilibre offre-demande.

Le caractère particulièrement local des pointes sur le réseau basse tension montre ainsi la pertinence de la discussion sur la nécessité d'activer localement les jours d'effacement. Mais dans ce cas l'intérêt d'un tel tarif ne sera réel que si le gestionnaire de réseaux est capable d'anticiper les jours de fortes sollicitations la veille pour le lendemain. Cela suppose que le gestionnaire de réseau ait développé un système de tirage des jours d'effacement fondé sur une méthode stochastique de gestion des stocks en univers incertain.

Le développement d'un tel algorithme est très complexe lorsqu'il doit s'appliquer à un niveau local, car contrairement aux prévisions effectuées au niveau national, le moindre foisonnement augmente les risques d'erreur.

En outre, en l'absence de déploiement généralisé des dispositifs de comptage évolué, il existe peu de données de consommation journalières à maille géographique fine. ERDF mène actuellement des travaux de R&D pour développer des méthodes de prévision à court terme à l'échelle locale.

Par ailleurs, d'autres outils de flexibilité, ainsi que des mécanismes de valorisation, sont actuellement testés dans les démonstrateurs *Smart grids* : stockage de l'électricité produite par des énergies renouvelables variables, avec éventuel foisonnement de la production et de la consommation à l'échelle de quartiers (*micro grids*) ; autoproduction de tout ou partie de cette production décentralisée ; évolution des principes d'étude de raccordement pour proposer des solutions alternatives comportant des limitations de la puissance d'injection ou de soutirage dérogeant à l'actuel raccordement de référence, etc.

De même, les dispositions du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, en cours d'examen au Parlement, visent à encourager, pour les réseaux de distribution, le développement et l'utilisation de flexibilités.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, la CRE estime à ce stade prématuré d'envisager, dès l'entrée en vigueur du TURPE 5, la mise en œuvre d'une option tarifaire à pointe mobile en basse tension.

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 ?

5.3. Faut-il introduire dès juillet 2016 un TURPE à pointe mobile pour le domaine de tension HTA ?

5.3.1. Contexte

Selon le bilan prévisionnel établi en 2014 par RTE, l'espérance de durée de défaillance lors de l'hiver 2016 – 2017 pourrait être supérieure à trois heures du fait de la fermeture potentielle de centrales au fioul et au charbon à la suite de l'entrée en vigueur de directives environnementales européennes¹⁰, et de la diminution possible du gisement d'effacements à l'occasion de la suppression des tarifs réglementés de

¹⁰ Les grandes installations de combustion sont soumises à la directive 2001/80/CE qui impose des valeurs limites d'émissions aux installations de combustion de puissance supérieure à 50 MW. Cette directive va être abrogée au 1^{er} janvier 2016 par la directive 2010/75/UE relatives aux émissions industrielles (IED). Le chapitre III de cette directive reprend les dispositions de la directive 2001/80/CE et renforce les valeurs limites d'émissions applicables aux grandes installations de combustion. Ces valeurs sont basées sur les meilleures techniques disponibles en matière de réduction des émissions et varient selon la puissance de l'installation, sa date de mise en service et le nombre d'heures de fonctionnement.

vente Jaune et Vert au 1^{er} janvier 2016. Ce gisement d'effacements évoluera en pratique en fonction des offres de marché qui seront proposées par les fournisseurs et des offres d'effacements développées par des opérateurs d'effacements ou par des fournisseurs.

Différents mécanismes ont d'ores et déjà été mis en place pour veiller à l'équilibre offre-demande : le mécanisme de capacité entrera en vigueur en janvier 2017, RTE dispose de capacités interruptibles proposées par les acteurs dans le cadre d'un appel d'offres et il peut recourir à un appel d'offres pour des capacités d'effacement.

Le TURPE reflète les coûts induits par chaque catégorie d'utilisateurs sur les réseaux et n'a donc pas vocation à traiter des tensions sur l'équilibre offre-demande. Toutefois, compte tenu du synchronisme entre les pointes de consommation nationale et les périodes critiques pour les réseaux HTA, il semble pertinent de compléter le signal tarifaire horo-saisonnier du domaine de tension HTA par la création d'une option à pointe mobile afin de refléter davantage la différence de coûts de réseaux entre ces périodes critiques et les autres périodes de l'année. C'est pourquoi la CRE envisage d'introduire pour le TURPE 5 une option à pointe mobile à compter de l'été 2017 pour le niveau de tension HTA. (cf. 5.2)

Le contexte prévisionnel particulier de l'hiver 2016-2017 rappelé précédemment pourrait par ailleurs justifier d'anticiper l'introduction d'une pointe mobile dans le TURPE 5 en prévoyant dès l'hiver 2016-2017 un dispositif transitoire révélant, pour les utilisateurs qui s'effacent lors des pointes de consommation nationale, la différence de coûts de réseaux entre cette période et les autres périodes de l'hiver.

5.3.2. Dispositif tarifaire transitoire de valorisation pour le réseau des effacements à la pointe mobile

La création d'un tarif à pointe mobile nécessite au préalable de simplifier la forme des grilles tarifaires pour le domaine de tension HTA et, notamment, de supprimer l'option concave (cf. 6.4). Ces évolutions ne peuvent pas être mises en œuvre d'ici l'été 2016, du fait du cumul des délais de consultation des acteurs, des travaux nécessaires pour élaborer les nouvelles grilles tarifaires et des délais nécessaires aux GRD pour développer les systèmes d'information permettant d'appliquer les nouveaux tarifs.

En conséquence, il est soumis à l'avis des acteurs un dispositif transitoire, dont les modalités sont décrites ci-après.

Ce dispositif serait ouvert aux utilisateurs HTA dont la puissance moyenne appelée pendant la période de pointe mobile, définie comme les heures pleines des jours rouges Tempo, est inférieure d'au moins 50% à leur puissance moyenne appelée pendant le reste de l'hiver (heures creuses des jours rouges Tempo et ensemble des heures des autres jours de novembre 2016 à mars 2017). Ce critère permet de cibler les utilisateurs du réseau qui s'effacent significativement lors des pointes de consommation.

Les utilisateurs répondant à ce critère et ayant souscrit le dispositif continueraient à payer le TURPE, dont le montant resterait calculé selon les coefficients correspondant à l'option et à la version qu'ils ont souscrites. A ces montants s'ajouteraient *ex post* :

- un malus pour leurs soutirages durant les heures de pointe mobile ;
- un bonus pour leurs soutirages durant le reste de l'hiver.

Les utilisateurs éligibles au dispositif, répondant *ex post* au critère susmentionné, s'effacent suffisamment durant la période de pointe mobile pour que l'application du bonus et du malus ne puisse donner lieu à une hausse du tarif qu'ils paient. Le bonus et le malus sont calculés de façon à refléter au mieux les coûts que les soutirages de ces utilisateurs engendrent pour le réseau.

Les utilisateurs ayant souscrit le dispositif mais ne répondant pas au critère continuent à payer le TURPE selon l'option et la version qu'ils ont souscrites.

Pour des raisons opérationnelles, dans le cas d'un contrat unique, la souscription à ce dispositif nécessitera que les services de courbe de charges et de calendrier fournisseurs à période mobile, proposés gratuitement par ERDF, soient activés par le fournisseur préalablement et pendant toute la durée de l'hiver. En outre, pour permettre à ERDF, pendant cette période transitoire, d'assurer une mesure fiable des soutirages en période de pointe mobile, le fournisseur doit créer un calendrier fournisseur comportant un index dédié à la période de pointe mobile. Le dimensionnement des systèmes d'information d'ERDF permet *a priori* de mettre en œuvre le dispositif pour les quelques milliers d'utilisateurs qui sont susceptibles de s'effacer significativement lors de la pointe mobile.

Toutefois, afin d'éviter que le dispositif soit souscrit par les utilisateurs, ou par leur fournisseur dans le cas des contrats uniques, sans réelle volonté de s'effacer pendant la période de pointe mobile, la CRE envisage d'appliquer un malus aux utilisateurs ayant souscrit le dispositif et s'écartant sensiblement du critère.

A titre d'exemple, pour les utilisateurs ayant souscrit le dispositif mais dont la puissance moyenne appelée pendant la période de pointe mobile serait supérieure à 60% de leur puissance moyenne appelée pendant le reste de l'hiver, le malus pourrait s'appliquer aux soutirages durant la pointe mobile excédant ce seuil¹¹. Ces utilisateurs, ne répondant pas au critère, ne bénéficieraient pas du bonus.

Compte tenu des coûts unitaires utilisés pour l'élaboration du TURPE 4, les niveaux seraient les suivants :

Dispositif tarifaire transitoire	Bonus	Malus
Période	Autres heures d'hiver	Heures pleines rouges
En c€/kWh	-0,16	+1,28
En % du tarif hiver moyen	-7%	+54%

Ce dispositif transitoire entrerait en vigueur au 1^{er} août 2016, pour une application limitée au seul hiver 2016-2017.

5.3.3. Avantages / inconvénients du dispositif

Le dispositif permet de faire bénéficier les utilisateurs qui s'effacent d'une réduction représentative des coûts que leur comportement de consommation fait économiser au réseau. Ces économies, simulées à partir des données de facturation de l'année 2014, sont de l'ordre de 3% en moyenne, et peuvent atteindre 6% pour les utilisateurs capables de s'effacer complètement pendant les heures pleines des jours rouges Tempo.

Ces économies représentent, en moyenne, de l'ordre de 0,6% des factures totales de fourniture et d'acheminement hors taxes les clients concernés. Si la méthode de construction des coûts unitaires

¹¹ exprimé en énergie, soit 352 heures x 60% de la puissance moyenne appelée pendant le reste de l'hiver.

horaires était appelée à évoluer (cf. 4.4.2) et qu'une option à pointe mobile était introduite pour le TURPE 5, les économies réalisées par les utilisateurs s'effaçant à la pointe pourrait être plus élevées.

En tout état de cause, la structure du dispositif devrait permettre une transition entre le signal donné pour l'hiver 2016-2017 et le signal que devrait donner un TURPE à pointe mobile s'il était effectivement mis en œuvre pour le domaine de tension HTA.

Ce dispositif pourrait ainsi contribuer à préserver le gisement d'effacement pour l'hiver 2016-2017.

Alors qu'en 2016, les autres options tarifaires pour le domaine de tension HTA sont maintenues, la définition d'un critère d'éligibilité au dispositif transitoire permet d'éviter les phénomènes de « passagers clandestins », où des utilisateurs naturellement peu présents en hiver bénéficient d'un tarif à effacement, alors même qu'ils n'apportent pas de réelles flexibilités au réseau. La simplification des grilles tarifaires prévue pour le TURPE 5 (cf. 6.4) permettra de ne plus avoir recours à un tel critère d'éligibilité en 2017.

Ce critère présente l'inconvénient de créer un effet de seuil : un utilisateur qui s'efface de 49% pendant les heures pleines des jours rouges Tempo ne retirera aucun avantage du dispositif, alors qu'un utilisateur qui s'efface de 51% verra sa facture baisser. La différence de facture entre ces deux utilisateurs est de l'ordre de 2% de la facture TURPE annuelle.

Enfin, ce dispositif transitoire requiert des modifications des systèmes d'information des gestionnaires de réseau de distribution de moindre ampleur qu'une refonte de la grille tarifaire HTA. Les premières estimations d'ERDF sur le coût des éléments des systèmes d'informations spécifiques qui devraient être développés sont de l'ordre de grandeur de 2 M€.

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

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 ?

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 ?

6. Evolutions envisagées de la forme des grilles tarifaires

Les évolutions de la forme des grilles tarifaires envisagées visent à répondre aux enjeux identifiés précédemment et s'inscrivent, pour la distribution, dans le contexte de la suppression des TRV Jaune et Vert au 1^{er} janvier 2016 et du déploiement des compteurs intelligents. Pour le transport, la CRE souhaite prendre en compte le retour d'expérience sur l'introduction de la différenciation temporelle dans les domaines de tension HTB1 et HTB2 afin de simplifier la forme des grilles tarifaires.

6.1. Déploiement des compteurs évolués et impact sur la forme des grilles du TURPE

Au regard des objectifs européens relatifs au comptage qui visent à « favoriser la participation active des consommateurs au marché de fourniture de l'électricité »¹², des dispositions réglementaires¹³ ont été prises

¹² 80% des clients résidentiels doivent être équipés de compteurs communicants d'ici à 2020 - Directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009

en France pour favoriser le déploiement de systèmes de comptage évolué à la fois pour les particuliers et les professionnels.

Les utilisateurs en BT \leq 36 kVA, particuliers et professionnels, vont être équipés des compteurs communicants « Linky ». Les compteurs communicants « PME-PMI » et « Saphir » seront déployés pour les utilisateurs en BT > 36kVA et HTA.

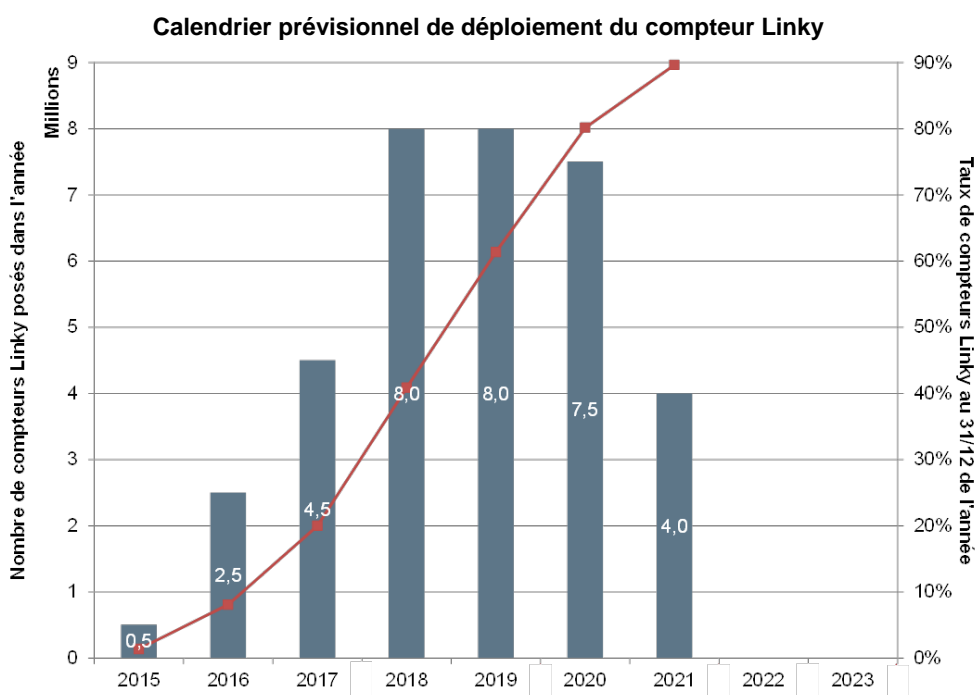
Le déploiement des compteurs évolués bénéficiera aux consommateurs en contribuant à l'amélioration des conditions de fonctionnement du marché de l'électricité. Ils permettront aux utilisateurs d'avoir une information plus fréquente et plus fine sur les quantités d'électricité qu'ils consomment, contribuant ainsi à la maîtrise de leurs dépenses en énergie. La délibération de la CRE du 28 mai 2015¹⁴ a ouvert la possibilité pour tous les utilisateurs équipés des compteurs adéquats d'accéder sans frais à leurs courbes de mesure.

Les fournisseurs pourront quant à eux proposer des offres innovantes pour répondre aux besoins spécifiques des consommateurs, notamment des offres commerciales visant à la maîtrise de la demande en période de pointe.

Les plans de déploiement des compteurs évolués prévoient que la quasi-totalité des utilisateurs seront équipés à l'issue de la prochaine période tarifaire du TURPE 5 (2017 – 2021).

¹³ Décret n° 2010-1022 du 31 août 2010 relatif aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité en application du IV de l'article 4 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

¹⁴ Délibération de la CRE du 28 mai 2015 portant décision sur la tarification des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité relative à la transmission des données de consommation, consultable sur le site internet de la CRE (<http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/prestations-annexes7/consulter-la-deliberation>).



Source : Délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'ERDF dans le domaine de tension BT \leq 36 kVA

Enfin, sur le domaine de tension BT \leq 36 kVA, le compteur Linky ouvrira la possibilité technique d'une souscription de puissance par pas de 1 kVA, contre 3 kVA avec les compteurs actuels¹⁵. Les modalités de souscription du TURPE pourraient évoluer en conséquence pour permettre à chaque utilisateur de définir la puissance souscrite dont il a besoin par pas de 1 kVA. Une telle évolution permettra aux utilisateurs d'optimiser leur souscription de puissance au plus près de leurs besoins, et donc de réduire leur facture. Sur le long terme, le GRD disposera ainsi d'une information plus précise sur les besoins des utilisateurs, et pourra donc dimensionner les réseaux plus finement, ce qui permettra des économies de coûts de réseau.

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

6.2. Introduction d'un TURPE à 4 index pour les utilisateurs raccordés au domaine de tension BT \leq 36 kVA

Contrairement aux compteurs actuels, les compteurs évolués Linky permettent de définir des tarifs réseaux différenciant quatre plages temporelles. Leur déploiement, qui devrait couvrir 40% des utilisateurs en BT \leq

¹⁵ Pour rappel, la prestation de changement de puissance souscrite n'est pas facturée lors d'une baisse de puissance souscrite, et ne sera pas facturée lors d'une augmentation de la puissance souscrite consécutive à la suite de la pose d'un compteur Linky. Les conditions de facturation des demandes ultérieures d'augmentation de puissance souscrites par les utilisateurs seront définies dans le cadre d'une prochaine délibération de la CRE sur la tarification des prestations annexes.

36 kVA fin 2018, constitue donc une opportunité pour faire évoluer la structure du TURPE distribution dans le sens d'un meilleur reflet des coûts.

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

6.2.1. Définition des plages temporelles et du nombre de versions tarifaires

Les réseaux de distribution en basse tension sont principalement dimensionnés pour permettre l'acheminement de l'électricité en périodes de pointe de consommation, celles-ci apparaissant dans la majorité des situations durant la période hivernale du fait notamment de la forte pénétration du chauffage électrique.

De ce fait, la différenciation des coûts de réseaux entre l'été et l'hiver est plus importante que la différenciation des coûts de réseaux entre les heures de la journée. Un tarif à 4 plages temporelles permettrait de refléter dans le tarif cette différenciation saisonnière des coûts de réseaux.

Par ailleurs, la CRE envisage à ce stade de conserver une incitation à la maîtrise de la pointe journalière de consommation, *via* un signal similaire au signal « heures pleines » / « heures creuses » actuel.

Les plages temporelles d'heures pleines et d'heures creuses pour le TURPE seraient fixées localement par le gestionnaire de réseaux en fonction des conditions d'exploitation des réseaux. Aujourd'hui, les heures creuses sont au nombre de 8 par jour, éventuellement non contiguës, dans les plages de 12 heures à 17 heures et de 20 heures à 8 heures. Il est envisageable d'élargir ces plages, voire d'autoriser la fixation d'heures creuses en tout point de la journée, afin de permettre de mieux adapter les offres aux spécificités locales (forte injection d'énergie d'origine renouvelable à certaines heures notamment).

Les plages temporelles envisagées à ce stade pour le tarif à 4 plages temporelles qui serait proposé sur le domaine de tension BT \leq 36 kVA sont les suivantes :

- Heures Pleines d'Hiver ;
- Heures Creuses d'Hiver ;
- Heures Pleines d'Eté ;
- Heures Creuses d'Eté.

Question 23 : Etes-vous favorables aux 4 plages temporelles envisagées à ce stade par la CRE ?

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

La période saisonnière de pointe pourrait être définie de différentes manières, par exemple comme couvrant :

- soit les mois de novembre à mars inclus ;
- soit cinq mois contigus devant contenir obligatoirement les mois de décembre à février, la période exacte étant définie localement par le gestionnaire de réseaux de distribution ;
- soit cinq mois comprenant obligatoirement les mois de décembre à février, plus deux autres mois « de pointe » à choisir par les gestionnaires de réseaux selon les situations locales (notamment forte utilisation de la climatisation en été).

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

La question du nombre de versions tarifaires associées au tarif à 4 plages temporelles se pose également. Pour rappel, une version tarifaire est associée à une durée d'utilisation particulière : en BT \leq 36 kVA par exemple il y a actuellement 3 versions tarifaires distinctes (CU, MU DT et LU)¹⁶ dont une distingue 2 plages temporelles.

La CRE envisage à ce stade de définir 3 versions (CU, MU et LU) du tarif à 4 plages temporelles, destinées aux différents types d'utilisateurs selon leur taux d'utilisation.

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

6.2.2. Caractère optionnel ou obligatoire du tarif à 4 plages temporelles pour les utilisateurs équipés de Linky

Au terme du déploiement des compteurs Linky prévu fin 2021, la question se posera de savoir si les tarifs ne différenciant qu'une ou deux plages temporelles devront être supprimés.

Pendant la prochaine période tarifaire cependant, de nombreux utilisateurs ne seront pas encore équipés de compteurs Linky. Dans la mesure où le plan de déploiement des compteurs Linky ne permet pas aux utilisateurs de choisir la date à laquelle s'effectuera le changement de compteur, il serait difficilement compréhensible que l'installation du nouveau compteur impose à l'utilisateur la souscription obligatoire d'un tarif à 4 plages temporelles.

Cependant, il est envisageable que l'installation du nouveau compteur impose la souscription obligatoire d'un tarif présentant une différenciation temporelle. Dans cette hypothèse, les tarifs sans différenciation temporelle (CU et LU) ne seraient accessibles qu'aux utilisateurs n'ayant pas de compteurs Linky. Ces modalités permettraient de s'assurer que l'ensemble des consommateurs ayant des compteurs Linky sont incités *a minima* à réduire leur consommation en période de pointe journalière.

A ce stade, la CRE est donc favorable aux deux scénarios suivants décrivant les possibilités qui pourraient être ouvertes aux utilisateurs équipés de compteurs Linky :

- **Scénario 1** : choix entre une option sans différenciation temporelle (CU ou LU), une option différenciant 2 plages temporelles (MU DT) et une option à 4 plages temporelles (CU 4, MU 4 ou LU 4) ;
- **Scénario 2** : choix entre une option différenciant 2 plages temporelles (MU DT) et une option à 4 plages temporelles (CU 4, MU 4 ou LU 4).

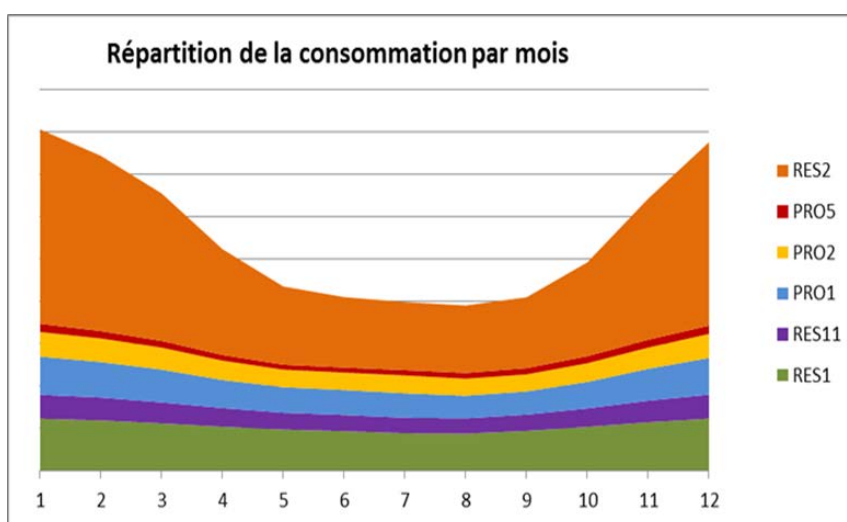
6.2.3. Analyse préliminaires des conséquences tarifaires pour les différentes catégories d'utilisateurs

L'introduction d'une nouvelle option tarifaire modifie la répartition des coûts entre différentes catégories d'utilisateurs. L'impact précis en termes d'évolution de factures par type d'utilisateurs ne peut être déterminé à ce stade car cela nécessiterait de fixer la définition des plages temporelles et le nombre de versions tarifaires proposées, ce qui sera fait à l'issue de la présente consultation publique.

¹⁶ CU : Courte Utilisation, taux d'utilisation le plus faible ; MU : Moyenne Utilisation, taux d'utilisation moyen ; LU : Longue Utilisation, taux d'utilisation le plus élevé, DT : différenciation temporelle

Des éléments qualitatifs d'analyse peuvent toutefois être avancés, en supposant que les autres éléments considérés pour construire le tarif (données de consommation, concavité de la fonction de coût, etc.) sont inchangés.

De manière schématique, la possibilité de souscrire un tarif à 4 plages temporelles différenciant notamment été et hiver permettra aux utilisateurs peu présents à la pointe saisonnière de révéler leur moindre participation aux coûts de réseaux. En conséquence, les utilisateurs dont la consommation est fortement saisonnalisée se verront affecter davantage de coûts de réseaux. Le graphique ci-dessous illustre la diversité des profils de consommation affectés aux utilisateurs raccordés en BT \leq 36 kVA :



Profil	Type d'utilisateur	Volumes annuels et nombre d'utilisateurs moyens (année)
RES 2	Résidentiel ayant un compteur double index	90 TWh soit près de 50% des volumes BT \leq 36 kVA
PRO 5	Éclairage public	5 TWh soit environ 3% des volumes BT \leq 36 kVA
PRO 2	Professionnel ayant un compteur double index	15 TWh soit 8% des volumes BT \leq 36 kVA
PRO 1	Professionnel ayant un compteur simple index	20 TWh soit 10% des volumes BT \leq 36 kVA
RES 11	Résidentiel ayant un compteur simple index et souscrivant une puissance supérieure ou égale à 9 kVA	15 TWh soit 8% des volumes BT \leq 36 kVA
RES 1	Résidentiel ayant un compteur simple index et souscrivant une puissance comprise entre 3 et 6 kVA inclus	35 TWh soit 18% des volumes BT \leq 36 kVA

Dans l'optique où le tarif à 4 plages temporelles serait **optionnel** pour les utilisateurs équipés de Linky, scénario privilégié par la CRE, ce tarif serait choisi par tous les utilisateurs dont le profil de consommation

est moins saisonnalisé que la moyenne. Ces utilisateurs bénéficieraient d'une baisse de facture. Une part importante des autres utilisateurs continueront à souscrire l'option MU DT. Dans la mesure où les tarifs sont fixés de telle sorte qu'ils couvrent en moyenne les coûts de réseaux engendrés par les utilisateurs les souscrivant, le coût unitaire affecté à l'option MU DT devrait alors augmenter progressivement au fur et à mesure du déploiement des compteurs Linky.

A l'inverse, si le tarif à 4 plages temporelles était rendu **obligatoire** pour les utilisateurs équipés de Linky, scénario qui n'est pas privilégié par la CRE (cf 6.2.2), les évolutions de factures pourraient être davantage contrastées selon les catégories d'utilisateurs.

Dans ce scénario, pour les profils de consommation moins saisonnalisés que la moyenne, le passage à un tarif à 4 plages temporelles aboutirait, toutes choses égales par ailleurs, à une baisse de facture. Pour les profils de consommation plus saisonnalisés que la moyenne, le passage à un tarif à 4 plages temporelles aboutirait, toutes choses égales par ailleurs, à une augmentation de facture.

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 ?

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) ?

6.3. Introduction d'un TURPE à pointe mobile : quelles caractéristiques ?

Comme indiqué précédemment, la CRE estime pertinent à ce stade d'introduire pour le TURPE 5 une option à pointe mobile pour le réseau HTA et éventuellement pour les réseaux HTB 1 et HTB 2. Dans ce cas, la définition des périodes de pointe mobile pourrait s'appuyer soit sur celles du tarif réglementé de vente à effacement Tempo, soit sur celles utilisées dans le mécanisme de capacité, dont la première période de livraison est prévue pour l'année civile 2017.

Définition de la période de pointe envisagée pour le TURPE 5 :

- Période de pointe Tempo

La période de pointe mobile pourrait être définie suivant la période de pointe du tarif réglementé de vente Tempo dont la période de pointe est de 22 jours de l'année pendant 16 heures par jour, les jours étant déclenchés par RTE.

Pour des utilisateurs ayant adapté leur comportement à la structure de ces tarifs, cette possibilité présente l'avantage d'une certaine continuité.

Les travaux menés par la CRE en 2014 pour les réseaux HTA ont montré que les 15 premiers jours de pointe de consommation nationale tendent à coïncider avec les jours critiques pour le réseau. Les sept jours suivants de pointe de consommation nationale sont significativement moins corrélés avec les jours critiques pour le réseau. Ainsi, la force du signal tarifaire envoyé au consommateur pourrait être amoindrie par un effet de dilution.

- Période de pointe PP1 du mécanisme de capacité

Associer la période de pointe mobile réseau à celle de la période de pointe PP1 permettrait de transmettre un signal de pointe sur la même plage que celle utilisée pour les signaux de marché.

Les périodes de pointe PP1 du mécanisme de capacité varient entre 10 et 15 jours, 10 heures par jour (7h-15h / 18h-20h). Compte tenu des éléments exposés au sujet des réseaux HTA, la coïncidence de cette période avec des jours critiques pour le réseau semble satisfaisante.

- Période de pointe PP2 du mécanisme de capacité

Associer la période de pointe mobile réseau à celle de la période de pointe PP2¹⁷ permettrait de transmettre un signal de pointe sur la même plage que celle utilisée pour les signaux de marché. Celle-ci diffère cependant de celle utilisée pour définir l'obligation de capacité des fournisseurs.

Les périodes de pointe PP2 du mécanisme de capacité varient entre 10 et 25 jours, 10 heures par jour (7h-15h / 18h-20h). Compte tenu des éléments exposés sur les réseaux HTA, la coïncidence de cette période avec des jours critiques pour le réseau serait probablement moins bonne.

A ce stade, la CRE estime préférable de choisir le signal PP1 pour définir la période de pointe mobile du TURPE.

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 ?

6.4. Simplification de la forme des grilles tarifaires pour le domaine de tension HTA

Dans le domaine de tension HTA, la CRE envisage de simplifier les grilles afin d'améliorer leur lisibilité, leur cohérence et leur efficacité.

Les coûts unitaires de réseaux sur le domaine HTA présentent des variations saisonnières et journalières. Afin de refléter ces différences, il est envisagé de généraliser les options tarifaires à différenciation temporelle en supprimant l'actuelle option concave.

Cette évolution permettrait de donner à l'ensemble des utilisateurs les informations les plus fines possibles sur les coûts de réseaux engendrés par leurs soutirages, et ainsi de leur transmettre des signaux pertinents pour les inciter à maîtriser leur consommation en période de pointe.

En outre, si l'option concave était maintenue, l'introduction d'une option à pointe mobile dans le domaine de tension HTA créerait des effets d'aubaine. Parmi les utilisateurs ayant un taux d'utilisation de la puissance souscrite assez élevé, ceux présents en été auraient intérêt à souscrire l'option à pointe mobile tandis que ceux plus présents en hiver conserveraient l'option concave.

Cette configuration conduirait à la situation paradoxale où l'option à pointe mobile serait souscrite par les utilisateurs consommant beaucoup en été. La suppression de l'option concave est donc une condition préalable à la mise en œuvre d'une option à pointe mobile.

La CRE envisage en conséquence de supprimer l'option concave.

Compte tenu des possibilités offertes par l'évolution des systèmes de comptage, la CRE envisage en outre de réaménager les grilles tarifaires du domaine HTA afin de les rendre plus lisibles. Les grilles HTA

¹⁷ Le nombre de Jours de PP2 pour une année de Livraison du mécanisme de capacité est compris entre 10 et 25. Les jours PP2 sont inclus dans la période PP1 (de 10 à 15 jours pour une année de livraison).

envisagées, présentées en détail ci-après (cf. 6.6), sont similaires aux grilles HTB 1 et HTB 2 et traduisent les différences saisonnières et journalières des coûts de réseaux.

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

6.5. Simplification de la tarification de la puissance

Deux grands modes de tarification de la puissance existent : à la puissance souscrite ou à la puissance atteinte.

Le choix historique des tarifs réglementés de vente a été de tarifier à la puissance souscrite. La tarification de la puissance s'effectue ex ante : l'utilisateur déclare la puissance qu'il souhaite souscrire pour la période à venir. Le cas échéant, les dépassements de cette puissance souscrite sont facturés, pour les tarifs Jaune et Vert, selon une composante tarifaire spécifique.

Le TURPE actuel tarifie la puissance selon le même principe de souscription de puissance que les tarifs réglementés de vente. Avec la suppression des tarifs Jaune et Vert et dans le contexte plus général d'une simplification des grilles tarifaires du TURPE, la question se pose de remplacer la tarification à la puissance souscrite et des dépassements, le cas échéant, par une tarification à la puissance atteinte à un pas de temps à définir (par exemple, la puissance maximale moyennée sur une heure), pour les utilisateurs raccordés en BT > 36 kVA, HTA et HTB. Pour les utilisateurs raccordés en BT \leq 36 kVA, le remplacement d'une tarification à la puissance souscrite par une tarification à la puissance atteinte n'est pas envisageable, en raison de la nécessité de limiter la puissance par un dispositif de coupure.

La tarification à la puissance souscrite peut avoir pour objectif de faire révéler aux utilisateurs la puissance qu'ils estiment nécessaire, information alors utilisée par les gestionnaires de réseaux pour anticiper les consommations. Toutefois, le niveau de puissance souscrite peut être modifié en cours d'année à la hausse ou à la baisse, avec quelques limitations pour éviter les comportements opportunistes.

La tarification à la puissance souscrite présente cependant plusieurs difficultés :

- une grille tarifaire qui inclut des coefficients pour la puissance souscrite et pour les dépassements est moins lisible qu'une grille qui ne comporte que des coefficients pour la puissance atteinte ;
- souscrire une puissance exige des utilisateurs qu'ils prévoient leur consommation ; l'optimisation du couple puissance souscrite/dépassements anticipés est une opération complexe qui dépend non seulement du profil de la consommation anticipée, mais aussi de son degré d'incertitude ;
- pour les utilisateurs dont la puissance maximale est bien plus élevée que la puissance souscrite pendant un petit nombre d'heures, le tarif incrémental de cette puissance maximale est relativement peu élevé et les incite peu à limiter leur pointe.

Tarifier à la puissance atteinte permettrait d'améliorer la lisibilité des grilles tarifaires et de simplifier la tarification pour les utilisateurs. La tarification à la puissance atteinte aurait néanmoins les inconvénients suivants :

- une perte d'information, du point de vue des gestionnaires de réseau, voire des fournisseurs, sur la puissance demandée par les utilisateurs ;
- une fois qu'un utilisateur a atteint une puissance élevée, le tarif incrémental d'une heure supplémentaire de soutirage à cette puissance maximale est plus faible que celui d'un dépassement de puissance souscrite.

A ce stade, la CRE s'interroge sur l'opportunité de passer à une tarification à la puissance atteinte pour les utilisateurs raccordés en BT > 36 kVA, HTA et HTB.

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

6.6. Forme des grilles tarifaires envisagées

6.6.1. Domaine de tension HTB 3

Si pour les réseaux de répartition et les réseaux HTA les pics de consommation sont bien le principal facteur de dimensionnement des réseaux, ce n'est en revanche pas le cas pour les réseaux de très haute tension (cf. 5.1). Ainsi, dans le domaine de tension HTB 3, la CRE envisage de maintenir un tarif unique sans différenciation temporelle de forme concave.

Option TURPE 4	Option TURPE 5
Concave	Concave

6.6.2. Domaines de tension HTB 1 et HTB 2

Dans les domaines de tension HTB 1 et HTB 2, la CRE envisage de simplifier les grilles afin d'améliorer leur lisibilité sans compromettre leur efficacité.

Options : La CRE envisage de maintenir le tarif à différenciation temporelle existant. La question se pose d'introduire une option à pointe mobile en HTB 1 et en HTB 2. (cf. 5.2)

Options TURPE 4	Options TURPE 5
Différenciation temporelle	Différenciation temporelle
-	(Pointe mobile)

Versions : La version Longue Utilisation présente peu de différences avec les autres versions, Moyenne Utilisation et Très Longue Utilisation. En conséquence, la CRE envisage de la supprimer et ainsi de simplifier les grilles en ramenant le nombre de versions de 3 à 2.

Les versions restantes seraient respectivement renommées versions Courte Utilisation et Longue Utilisation.

Versions TURPE 4	Versions TURPE 5
Moyenne Utilisation	Courte Utilisation
Longue Utilisation	-
Très Longue Utilisation	Longue Utilisation

Classes temporelles de l'option à différenciation temporelle : la CRE envisage, pour des raisons de simplification et de lisibilité des grilles, de fusionner la classe Heures de Pointe avec la classe Heures Pleines d'Hiver, ramenant le nombre de classes temporelles de 5 à 4. La faible différenciation des coûts de réseau entre ces deux plages temporelles interroge en effet l'intérêt du maintien de deux classes, compte tenu de la complexité associée.

Classes Temporelles TURPE 4	Classes Temporelles TURPE 5
Pointe	Heures Pleines d'Hiver
Heures Pleines d'Hiver	
Heures Creuses d'Hiver	Heures Creuses d'Hiver
Heures Pleines d'Eté	Heures Pleines d'Eté
Heures Creuses d'Eté	Heures Creuses d'Eté

Classes temporelles de l'option à pointe mobile : dans le cas où une option à pointe mobile serait introduite, la CRE envisage, pour les classes temporelles, les deux possibilités suivantes :

Classes Temporelles TURPE 5 1^{ère} Possibilité	Classes Temporelles TURPE 5 2^{nde} Possibilité
Pointe mobile	Pointe mobile
Heures Pleines d'Hiver	Heures d'Hiver
Heures Creuses d'Hiver	
Heures Pleines d'Eté	Heures Pleines d'Eté
Heures Creuses d'Eté	Heures Creuses d'Eté

Grilles envisagées :

Option à différenciation temporelle – version Courte Utilisation	Option à différenciation temporelle – version Longue Utilisation
Heures Pleines d'Hiver	Heures Pleines d'Hiver
Heures Creuses d'Hiver	Heures Creuses d'Hiver
Heures Pleines d'Eté	Heures Pleines d'Eté
Heures Creuses d'Eté ¹⁸	Heures Creuses d'Eté

Dans le cas où une option à pointe mobile serait introduite, la CRE envisage de mettre en œuvre la grille tarifaire suivante :

¹⁸ Hiver (5 mois) : novembre à mars inclus

Eté (7 mois) : avril à octobre inclus

Heures creuses : huit heures par jour du lundi au vendredi, samedi, dimanche et jours fériés

Heures pleines : toutes les autres heures

Option à pointe mobile – version Courte Utilisation	Option à pointe mobile – version Courte Utilisation
1^{ère} possibilité	2^{nde} possibilité
Pointe mobile	Pointe mobile
Heures Pleines d'Hiver	Heures d'Hiver
Heures Creuses d'Hiver	
Heures Pleines d'Eté	Heures Pleines d'Eté
Heures Creuses d'Eté	Heures Creuses d'Eté

Option à pointe mobile – version Longue Utilisation	Option à pointe mobile – version Longue Utilisation
1^{ère} possibilité	2^{nde} possibilité
Pointe mobile	Pointe mobile
Heures Pleines d'Hiver	Heures d'Hiver
Heures Creuses d'Hiver	
Heures Pleines d'Eté	Heures Pleines d'Eté
Heures Creuses d'Eté	Heures Creuses d'Eté

6.6.3. Domaine de tension HTA

Options : la CRE envisage de supprimer l'option concave et de réaménager les grilles tarifaires. Deux options seraient proposées : une option à pointe mobile et une option à différenciation temporelle (cf. 5.2 et 6.4).

Versions : la CRE envisage de proposer des versions Courte Utilisation et Longue Utilisation.

Classes temporelles : la CRE envisage de proposer 4 classes temporelles pour l'option à différenciation temporelle. Pour l'option à pointe mobile, la CRE envisage de proposer 4 ou 5 classes temporelles.

Grilles envisagées :

Option à différenciation temporelle – version Courte Utilisation	Option à différenciation temporelle – version Longue Utilisation
Heures Pleines d'Hiver	Heures Pleines d'Hiver
Heures Creuses d'Hiver	Heures Creuses d'Hiver
Heures Pleines d'Eté	Heures Pleines d'Eté
Heures Creuse d'Eté	Heures Creuses d'Eté

Pour l'option à pointe mobile, la CRE envisage les deux possibilités suivantes :

Option à pointe mobile – version Courte Utilisation 1^{ère} possibilité	Option à pointe mobile – version Courte Utilisation 2^{nde} possibilité
Pointe mobile	Pointe mobile
Heures Pleines d'Hiver	Heures d'Hiver
Heures Creuses d'Hiver	
Heures Pleines d'Eté	Heures Pleines d'Eté
Heures Creuses d'Eté	Heures Creuses d'Eté

Option à pointe mobile – version Longue Utilisation 1^{ère} possibilité	Option à pointe mobile – version Longue Utilisation 2^{nde} possibilité
Pointe mobile	Pointe mobile
Heures Pleines d'Hiver	Heures d'Hiver
Heures Creuses d'Hiver	
Heures Pleines d'Eté	Heures Pleines d'Eté
Heures Creuses d'Eté	Heures Creuses d'Eté

6.6.4. Domaine de tension BT > 36 kVA

Options : la CRE envisage de maintenir une unique option à différenciation temporelle.

Versions : la CRE envisage de maintenir les deux versions existantes, qui seraient renommées Courte Utilisation et Longue Utilisation.

Classes temporelles : la CRE envisage de maintenir 4 classes temporelles pour l'énergie. Afin de simplifier les grilles, la CRE envisage d'harmoniser les plages de puissance (utilisées uniquement pour le calcul des coefficients de puissance réduite de la version Longue Utilisation) avec les 4 classes temporelles utilisées pour l'énergie.

Grilles envisagées :

Options TURPE 4	Options TURPE 5
MU 4	CU 4
LU 5	LU 4

6.6.5. Domaine de tension BT ≤ 36 kVA

Les évolutions envisagées par la CRE sont présentées dans la partie 6.2 qui mentionnent deux scénarios.

Options, versions et classes temporelles proposées :

- **Scénario 1** : les options Courte Utilisation (CU 1), Moyenne Utilisation à Différenciation Temporelle à 2 classes (MU 2), Longue Utilisation (LU 1) sont proposées à l'ensemble des utilisateurs. Une option à 4 classes temporelles est proposée aux seuls utilisateurs équipés de Linky. Cette option se décline en trois versions : Courte Utilisation (CU 4), Moyenne Utilisation (MU 4), Longue Utilisation (LU 4).
- **Scénario 2** : L'option MU 2 est proposée à l'ensemble des utilisateurs. Les options CU 1 et LU 1 sont proposées aux seuls utilisateurs non équipés de Linky. L'option à 4 classes temporelles est proposée aux seuls utilisateurs équipés de Linky. Cette option se décline en trois versions : CU 4, MU 4, LU 4.

Grilles envisagées :

CU 4 (utilisateurs Linky)	MU 4 (utilisateurs Linky)	LU 4 (utilisateurs Linky)
Heures Pleines d'Hiver	Heures Pleines d'Hiver	Heures Pleines d'Hiver
Heures Creuses d'Hiver	Heures Creuses d'Hiver	Heures Creuses d'Hiver
Heures Pleines d'Eté	Heures Pleines d'Eté	Heures Pleines d'Eté
Heures Creuses d'Eté	Heures Creuses d'Eté	Heures Creuse d'Eté

CU 1	MU 2	LU 1
Base	Heures Pleines	Base
-	Heures Creuses	-

Les utilisateurs pourraient donc avoir le choix entre plusieurs tarifs :

	Scénario 1	Scénario 2
Utilisateurs Linky	CU 4, MU 4, LU 4 CU 1, MU 2, LU 1	CU 4, MU 4, MU 2, LU 4
Autres utilisateurs	CU 1, MU 2, LU 1	

Redécoupage des prix des plages de souscription de puissance : en cohérence avec les nouvelles données de consommation disponibles et notamment les profils RES1 et RES11, les plages de souscription de puissance 3-9 kVA, 12-18 kVA et 24-36 kVA seraient remplacées par les plages 1-6 kVA, 7-18 kVA et 19-36 kVA. (cf. 6.1)

7. Modalités de financement des coûts d'équilibrage

Pour contribuer à maintenir l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité, RTE dispose de réserves de puissance mobilisables : notamment les services système (réserves primaire et secondaire) et le mécanisme d'ajustement (réserve tertiaire), auxquels participent la plupart des grandes installations de

production, et, de plus en plus, des installations de productions raccordées aux réseaux publics de distribution, ainsi que certaines installations de consommation.

La constitution et l'activation de ces réserves génèrent des coûts qui aujourd'hui sont supportés soit par les utilisateurs du réseau *via* le TURPE, soit par les responsables d'équilibre. Dans le contexte du prochain exercice tarifaire, la CRE estime opportun de réexaminer le partage actuel de ces coûts.

Par ailleurs, à la suite de la transmission par RTE du rapport de concertation sur la mise en œuvre d'un marché secondaire organisé des services système fréquence, et dans le cadre de la déclinaison anticipée du projet de code de réseau européen relatif à l'équilibrage¹⁹, la CRE envisage de modifier les modalités de constitution et de rémunération des services système fréquence pour le prochain TURPE.

7.1. Concernant le partage du financement des coûts d'équilibrage

7.1.1.Contexte

Les charges qui découlent de l'équilibrage entre la production et la consommation électriques sont aujourd'hui supportées soit :

- par les utilisateurs du réseau de transport *via* le TURPE : concernant la constitution des capacités, il s'agit notamment des coûts liés à l'interruptibilité et à la contractualisation des services système. Le TURPE couvre également l'activation des réserves primaire et secondaire et la gestion des écarts aux frontières (différence entre les échanges commerciaux programmés et les flux physiques mesurés aux interconnexions, liée notamment à l'action du réglage primaire, et aux déséquilibres des différents systèmes électriques européens) ;
- par les responsables d'équilibre en écarts (mécanisme de règlement des écarts), en ce qui concerne l'activation de la réserve tertiaire dans le cadre du mécanisme d'ajustement ;
- par la communauté des responsables d'équilibre en écarts : le compte ajustements écarts, *via* le paramètre de bouclage du facteur *k* appliqué à l'ensemble des responsables d'équilibre en fonction de leurs écarts et de la tendance du système sur une année civile donnée, couvre notamment les coûts des ajustements effectués à contre-tendance du système, les coûts engendrés par l'activation d'une offre d'ajustement en dehors de la présence économique au motif de la reconstitution des marges (mise à disposition d'offres ayant un certain délai de mobilisation pour assurer la sûreté du système à une échéance donnée) et les pénalités du mécanisme d'ajustement (dues par les acteurs ou par RTE) ;
- par le soutirage physique des RE. La contractualisation des réserves rapide et complémentaire et de l'appel d'offres effacement est financée par les responsables d'équilibre fournisseurs, par un prélèvement proportionnel aux soutirages physiques constatés sur leur périmètre (0,15 €/MWh). Ce prélèvement, porté par le « coefficient *c* », équivaut à un timbre de soutirage uniforme dissocié du TURPE.

A la demande de la CRE, RTE a mené une concertation au 1^{er} semestre 2015 sur les évolutions possibles de la répartition de ces flux financiers, en particulier sur la répartition des coûts relatifs à l'activation

¹⁹ <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/electricity-balancing/Pages/default.aspx>

d'énergie d'équilibrage. Le résultat de cette concertation fait l'objet d'un appel à contribution mené par RTE en juillet 2015, notamment dans la perspective du développement des prochaines règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Équilibre (dites « Règles MA – RE »). Ces règles devraient être soumises à la CRE avant fin 2015 pour une entrée en vigueur au printemps 2016.

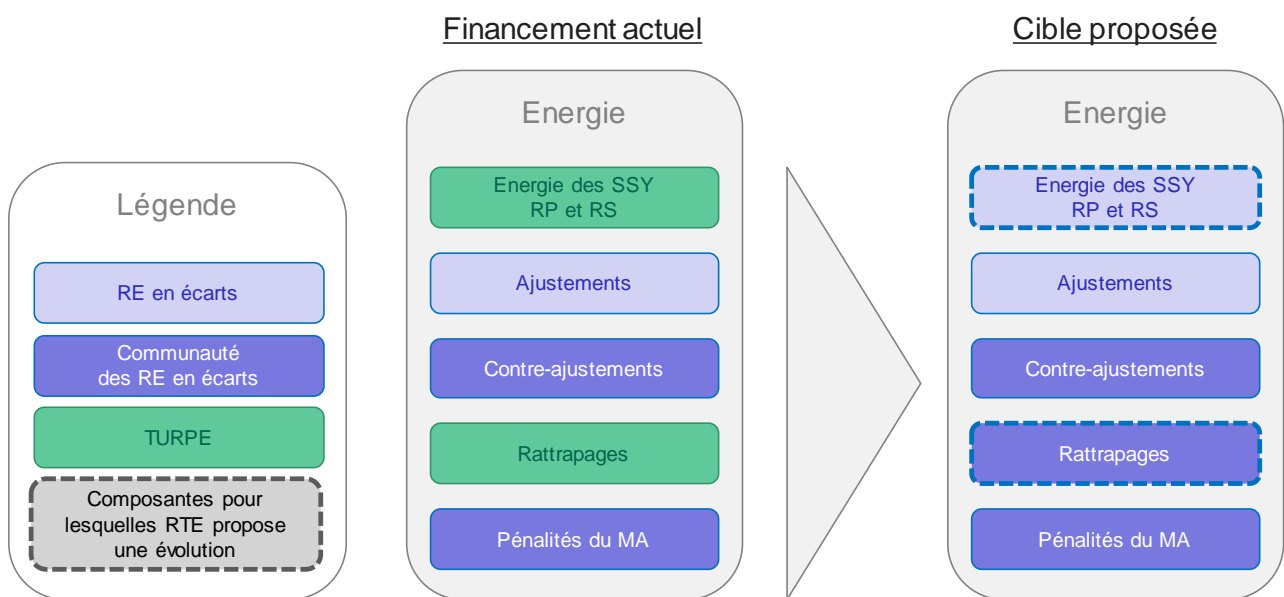
De telles évolutions doivent être menées en cohérence avec la définition du périmètre des coûts couverts par le TURPE. La CRE souhaite donc interroger l'ensemble des acteurs sur la globalité de ces sujets.

7.1.2. Couverture des coûts liés à l'activation des réserves d'équilibrage (énergie) : proposition de RTE à l'issue de la concertation du 1^{er} semestre 2015

A l'issue de la concertation menée au 1^{er} semestre, RTE propose de faire porter aux responsables d'équilibre les coûts liés à l'activation de l'énergie de réglage des réserves primaire et secondaire, ainsi que les coûts liés aux différences entre les échanges commerciaux prévus aux frontières et les flux constatés (cf. schéma ci-dessous). Ces coûts sont aujourd'hui financés par le TURPE, et ne sont pas inclus au CRCP. Ils ne sont donc pas répercutés sur les acteurs qui en sont à l'origine.

Les modifications proposées par RTE permettront d'une part de mieux affecter les charges liées à l'équilibrage aux acteurs qui en sont à l'origine, et répondront d'autre part de manière anticipée à certaines exigences du projet de code de réseau européen relatif à l'équilibrage. En particulier, le projet de code de réseau prévoit la neutralité financière du GRT par rapport au règlement de l'énergie de réglage secondaire activée, ainsi que la prise en compte dans le prix de règlement des écarts du prix de rémunération de cette même énergie.

Couverture des charges relatives à l'activation de réserves d'équilibrage : cible envisagée par RTE



La déclinaison de ces évolutions pourrait intervenir dans la prochaine version des Règles MA – RE, avec une date d'effet au 1^{er} janvier 2017.

Toutefois, s'agissant du transfert des coûts d'activation de la réserve secondaire, ces derniers pourraient être intégrés au compte ajustements écarts dès l'entrée en vigueur des prochaines Règles MA – RE, prévue pour le printemps 2016. Aujourd'hui, les coûts d'activation de la réserve secondaire sont dans le périmètre du TURPE mais avec une hypothèse de coût nul (puisque l'activation d'énergie de réglage est théoriquement centrée : en espérance, autant d'énergie est activée à la hausse ou à la baisse, et avec des prix symétriques). Ce poste de charges n'est par ailleurs pas inclus dans le CRCP. Les écarts entre les coûts d'activation de la réserve secondaire prévus et réalisés pour ce poste sont donc assumés par RTE. En pratique, les utilisateurs du réseau ne paient ainsi rien au titre de ces coûts d'activation.

Par ailleurs, RTE envisage de rejoindre dès février 2016 le projet d'intégration européen *IGCC - International Grid Control Cooperation*²⁰. Ce projet permet aux GRT y participant de comparer leurs besoins d'énergie de réserve secondaire et d'éviter une activation lorsque deux GRT expriment des besoins de tendance opposée. RTE, plutôt que d'activer de l'énergie de réserve secondaire à la baisse lorsque les responsables d'équilibre français sont longs, exportera cette énergie chez ses voisins exprimant un besoin à la hausse.

RTE estime que sa participation au projet se traduira par un gain positif pour le système français ; il semble donc souhaitable de faire profiter les responsables d'équilibre français de ce gain le plus tôt possible, c'est à dire dès l'entrée en vigueur des prochaines Règles MA – RE. D'un point de vue financier, ce changement de périmètre n'aurait aucun impact sur le niveau du TURPE payé par les utilisateurs du réseau.

A ce stade, la CRE considère que les modifications envisagées et le calendrier associé tels que proposés par RTE sont pertinents. En particulier, la CRE partage l'analyse menée par RTE concernant les gains pour le système français associés à la participation au projet IGCC.

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

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 ?

7.1.3. Couverture des coûts liés à la *constitution* ou à la *reconstitution* des réserves d'équilibrage (capacité)

S'agissant du volet capacité de la couverture des coûts liés à l'équilibrage, la CRE considère également que des évolutions portant sur les deux postes suivants seraient pertinentes.

- Le financement des charges de contractualisation des réserves tertiaires rapide et complémentaire et de l'appel d'offres effacement.

Lors de la consultation menée à l'automne 2014 pour la révision des Règles MA – RE, RTE avait soumis aux acteurs la possibilité de modifier le financement des coûts de constitution des réserves rapide et complémentaire et de l'appel d'offres effacement, en imputant la moitié des coûts aux soutirages et l'autre moitié aux injections. Un coefficient *c'* aurait été créé, en complément de l'actuel coefficient *c*, pour assurer

²⁰ Les participants à l'IGCC à l'heure actuelle sont Amprion, 50Hertz, TransnetBW et TenneT DE (les quatre gestionnaires de réseau allemands), Energinet.dk (Danemark), CEPS (Tchéquie), Swissgrid (Suisse), TenneT NL (Pays-Bas), APG (Autriche) et Elia (Belgique).

Des éléments descriptifs de ce projet peuvent être consultés sur le site d'ENTSO-E :

https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/Pilot_Projects/140514_CBB_pilot_projects_1-9.pdf

la part du financement par les injections. Cette proposition n'a pas fait l'objet de consensus de la part des acteurs.

Au-delà de la répartition du financement entre les injections et les soutirages, la CRE souhaite également que soit étudiée la répartition entre une part puissance et une part énergie. A ce stade, le financement de ces réserves est en effet uniquement proportionnel à l'énergie soutirée. Une telle évolution pourrait modifier la répartition du financement de ces réserves entre les acteurs.

A ce stade, la CRE souhaite poursuivre l'examen de cette proposition avant de modifier, si cela est pertinent, le mode de financement des réserves.

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 ?

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 ?

- Le financement des coûts liés à la reconstitution des marges dont RTE dispose sur le mécanisme d'ajustement.

Ces coûts, qui correspondent à la mobilisation ponctuelle d'offres par RTE pour augmenter la capacité de réserve disponible sous un délai donné pour faire face aux éventuels aléas (démarrage d'une centrale thermique à sa puissance minimale typiquement), sont aujourd'hui portés par le compte ajustements écarts au travers du facteur k . Ce sont donc les responsables d'équilibre en écarts qui supportent ce financement *via* un renchérissement du prix de leurs écarts. Pour autant, ces actions menées par RTE ont la même finalité que celles des réserves tertiaires rapide et complémentaire ou de l'appel d'offres effacement, à savoir fournir au système électrique une marge suffisante de puissance mobilisable pour faire face à d'éventuels aléas.

A ce stade, la CRE est favorable à ce que les coûts liés à la reconstitution des marges soient financés par le même vecteur et selon les mêmes modalités que le coût de constitution des réserves rapide et complémentaire.

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 ?

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

7.2. Modalités de constitution des services système de fréquence

Les services système regroupent deux catégories de services :

- les services système tension qui regroupent les réglages primaire et secondaire de la tension, ainsi que le traitement spécifique de la compensation synchrone pour assurer la stabilité en tension du système électrique ;

- les services système fréquence/puissance qui intègrent les réglages primaire et secondaire de la fréquence, afin d'assurer le maintien de la fréquence du réseau interconnecté dans une zone de $\pm 0,5$ Hz autour de 50 Hz.

Les services système pour le réglage de la tension font actuellement l'objet d'une concertation par RTE qui donnera lieu, d'ici le 1^{er} octobre 2015, à un rapport sur les principes encadrant « *d'une part les besoins de capacités de réglage de la tension de RTE par rapport aux obligations réglementaires, et d'autre part, l'évaluation des coûts pour les acteurs de mise à disposition des capacités de réglage de la tension* », et d'ici le 1^{er} juillet 2016, à « *une proposition d'évolution des modalités de participation et des règles de détermination de la rémunération du réglage de la tension* », conformément à la feuille de route élaborée par la CRE dans sa délibération du 28 novembre 2013. Ces thèmes ne sont donc pas abordés dans la présente consultation.

En ce qui concerne les services système fréquence, RTE dispose des réserves primaire et secondaire pour maintenir à tout instant l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité. Ces réserves de puissance active sont mobilisables automatiquement par le GRT. En France, RTE constitue actuellement ces réserves grâce à un système de prescriptions pour les producteurs obligés, rémunérées à un prix régulé (18,20 €/MW/h en 2014) et financées par le tarif (TURPE 4). Un marché secondaire permet l'échange bilatéral de réserves de capacité aptes entre acteurs (obligés ou non).

7.2.1. Travaux antérieurs

Le projet de code de réseau européen relatif à l'équilibrage prévoit des principes communs de participation non discriminatoires, objectifs, transparents et reposant sur des mécanismes de marché pour ce type de services. En tenant compte de la nature très concentrée des services système fréquence en France, la CRE souhaite anticiper la mise en œuvre de ces exigences par une évolution progressive des modalités de constitution de ces services.

Dans ses délibérations du 28 novembre 2013 et du 12 juin 2014, la CRE a demandé à RTE de lui transmettre avant le 1^{er} octobre 2014 un point d'avancement des travaux visant à définir les modalités de mise en œuvre d'un marché secondaire organisé des services système fréquence pour les acteurs de marché. Ces travaux et leur éventuel retour d'expérience devaient permettre de recueillir et d'évaluer l'intérêt de la poursuite de ce mécanisme, de la mise en œuvre ultérieure d'un appel d'offres ou de tout autre mécanisme de constitution des réserves visant à rendre ce marché plus concurrentiel.

Au premier semestre 2015, RTE a présenté à la CRE et aux acteurs de marché une synthèse de l'état d'avancement des travaux sur la mise en œuvre d'un marché secondaire organisé des services système²¹. Il apparaît que le placement des services système à l'échelle de la France est déjà globalement optimisé grâce au marché de gré à gré (dispositif de « Notifications d'Echanges de Réserves »). Dans ce contexte, le marché secondaire organisé n'aurait d'intérêt que pour révéler un signal prix pour l'échange des services système. Eu égard à la faible liquidité des volumes échangés, un tel dispositif n'est pas viable économiquement selon un modèle marchand (c'est-à-dire par un financement reposant sur les utilisateurs du service).

RTE a également analysé la possibilité de développer un tel marché avec des partenaires européens. Il s'avère que, dans la perspective de la déclinaison du code de réseau relatif à l'équilibrage, ce n'est pas une priorité des GRT voisins. Les possibilités d'un dispositif européen de marché secondaire organisé à horizon TURPE 5 semblent donc inexistantes.

²¹ <https://www.concerte.fr/>

7.2.2. Analyse préliminaire

Réserve primaire

A ce stade, la CRE partage l'analyse de RTE sur le marché secondaire organisé et la nécessité de travailler à de nouvelles évolutions pour le marché des services système fréquence à horizon du TURPE 5. En particulier, il pourrait être proposé d'étudier l'organisation d'appels d'offres afin de contractualiser directement de la capacité auprès des acteurs aptes. Du fait de la structure très concentrée du marché français, une telle évolution devrait nécessairement être progressive. Ces appels d'offres pourraient ainsi, dans un premier temps, concerner tout ou partie de la contractualisation de la réserve primaire, étant considéré que (i) le marché de la réserve primaire est plus ouvert que celui de la réserve secondaire, avec une participation effective de certains sites de soutirage et de certains acteurs aptes à la fourniture de réserve primaire uniquement et (ii) que les échanges transfrontaliers éventuels de réserve primaire sont plus faciles à effectuer.

A cet égard, la CRE est favorable à ce que RTE mette en place des appels d'offres pour constituer la réserve primaire à partir du 1^{er} janvier 2017.

La CRE souhaite que RTE analyse les possibilités de réaliser de tels appels d'offres en coopération avec des partenaires européens. En particulier, les GRT allemands, autrichien, hollandais et suisse contractualisent actuellement leur réserve primaire par des appels d'offres hebdomadaires communs, avec un approvisionnement possible par des échanges transfrontaliers dans la limite des règles de sureté définies au niveau européen. La CRE est favorable à ce que RTE étudie, en concertation avec les acteurs français, l'opportunité de rejoindre de tels appels d'offres en fonction des modalités qui y seraient associées (par exemple : fréquence des appels d'offres, modalités de rémunération de la capacité et de l'énergie de la réserve primaire, conditions de préqualification, contrôle du réalisé).

Dans l'hypothèse où la mise en œuvre d'appels d'offres conjoints avec d'autres GRT ne serait pas possible dans les délais impartis et dans des conditions satisfaisantes, la CRE est favorable à ce stade à une contractualisation de tout ou partie de la réserve primaire par un processus d'appels d'offres organisés au niveau national par RTE. La CRE souhaite que RTE étudie cette option dès à présent en concertation avec les acteurs français.

Réserve secondaire

Les perspectives de développement d'un marché concurrentiel de la réserve secondaire semblent aujourd'hui plus lointaines. La CRE considère donc à ce stade qu'un système de prescription de la réserve secondaire pourrait être maintenu. Une des options envisageables serait d'avoir un prix régulé qui prendrait en compte le niveau des prix révélé par les appels d'offres pour la réserve primaire.

Modalités de financement

L'avantage majeur d'un dispositif par appel d'offres consiste à passer d'un mécanisme administré à prix régulé à un mécanisme de marché permettant de révéler la valeur des services système rendus par les acteurs au système électrique. Un tel mécanisme s'inscrit également dans la logique de constitution des réserves suivant un mécanisme de marché (éventuellement à une maille supranationale) prévue par le code de réseau relatif à l'équilibrage.

Toutefois, la nature très concentrée du marché français de la production d'électricité entraîne un risque d'augmentation du coût de constitution des réserves sans amélioration du service rendu aux utilisateurs. Si une telle évolution était retenue, les conditions de financement des services système dans le TURPE

devraient donc être réexaminées. La CRE envisage à ce stade qu'une partie ou la totalité de l'éventuel écart par rapport à l'enveloppe actuelle soit supportée par les producteurs raccordés aux niveaux de tension HTB 2 et HTB 3.

En outre, si tout ou partie des réserves primaires sont contractualisées à des conditions de marché, RTE sera soumis à une volatilité plus importante de ce type de charges financières. Ce poste de coût aurait donc vocation à être inclus au moins partiellement au périmètre du CRCP.

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 ?

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

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 ?

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) ?

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

8. Tarification de l'injection et signaux de localisation

8.1. Contexte

La transition énergétique implique des évolutions importantes du parc de production. Dans ce contexte, la question du partage des coûts de réseaux entre producteurs et consommateurs, et celle d'une différenciation de la part de ces coûts supportée par les producteurs, méritent d'être soulevées.

Lors des discussions préalables à TURPE 4 HTB, il était apparu une forte hétérogénéité des positions des acteurs sur ces questions. La CRE avait considéré qu'il était prématuré de s'engager dans la voie d'une évolution du tarif d'injection.

Dans sa recommandation N° 09/2014 du 15 avril 2014, l'ACER considère que la part à l'énergie du tarif d'injection sur le réseau de transport ne doit pas servir à recouvrer les coûts d'infrastructure, mais seulement, le cas échéant, tout ou partie des coûts de pertes et des services système.

Par ailleurs, les orientations que la Commission européenne pourrait adopter sur la question des signaux de localisation, conformément aux dispositions de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009, ne sont pas encore connues.

Afin d'approfondir ces questions, la CRE a mandaté des consultants pour mener une étude sur le partage des coûts entre producteurs et consommateurs et sur la pertinence d'un signal de localisation pour les producteurs raccordés au réseau. Pour répondre à ces questions, les consultants ont réalisé une analyse

de la littérature académique, une étude des expériences étrangères et, pour ce qui concerne le signal de localisation, une modélisation des coûts marginaux de long terme du réseau de grand transport au niveau régional.

L'étude est publiée sur le site de la CRE ([lien](#)).

8.2. Synthèse de l'étude

8.2.1. Répartition des coûts de réseaux entre producteurs et consommateurs

S'agissant de la répartition des coûts de réseaux entre injections et soutirages, ni la littérature académique ni la revue des expériences étrangères ne permettent de tirer des conclusions en faveur d'un rééquilibrage de la répartition actuelle des coûts.

La littérature académique préconise de tarifier le transport d'électricité selon des prix nodaux²². Les recettes d'un tel tarif sont généralement insuffisantes pour couvrir la totalité des coûts d'infrastructure du GRT. Les coûts résiduels du GRT, non couverts par les recettes tirées des prix nodaux, doivent donc être alloués explicitement entre utilisateurs. La réponse académique à la question de la répartition des coûts résiduels est celle apportée par Ramsey (1927) puis Boiteux (1956) qui préconisent de fixer le tarif selon l'élasticité des producteurs et des consommateurs. Outre le fait que cette solution n'a d'intérêt que si des prix nodaux sont mis en œuvre, les élasticités des utilisateurs sont difficilement mesurables.

La question du partage entre utilisateurs n'est donc pas étudiée de façon centrale par la littérature académique. En effet, dans un marché parfait, sans ouverture sur l'extérieur, il est indifférent de faire porter les coûts par les producteurs ou par les consommateurs, puisque, *in fine*, les premiers les feront supporter par les seconds. Même si un timbre d'injection est mis en œuvre, d'un point de vue économique, ce sont donc les consommateurs et non pas les producteurs qui couvrent les coûts du réseau.

La revue des expériences étrangères s'est intéressée au cas des pays européens qui ont introduit un tarif d'injection significatif (> 10% des coûts totaux de transport) : Grande-Bretagne, Irlande, Norvège, Suède et Roumanie. Dans ces pays, il se situe entre 25% et 40% et ne dépasse donc jamais la moitié des coûts. En pratique, de nombreux facteurs pèsent sur le choix de la répartition des coûts entre producteurs et consommateurs : la capacité des interconnexions internationales susceptibles de faire jouer la concurrence avec les producteurs étrangers, les modalités de fixation des prix de l'énergie, l'affichage politique.

Il apparaît que le niveau du tarif d'injection trouve essentiellement sa justification dans l'histoire plus que dans une doctrine tarifaire explicite. Si l'on considère en particulier la distribution, les tarifs d'injection sont très divers. Ils peuvent répercuter le tarif d'injection du réseau de transport (Suède, Irlande, Norvège, Roumanie) et/ou comporter un terme propre à la distribution (Grande-Bretagne, Irlande, Norvège, Belgique). Le terme propre à la distribution peut être soit positif (les producteurs paient le tarif au gestionnaire de réseau), soit, comme en Grande-Bretagne, négatif (le gestionnaire de réseau paie le tarif aux producteurs).

²² Le modèle nodal revient à fixer en chaque nœud du réseau un prix de marché résultant de l'offre et de la demande. Le prix est identique aux nœuds reliés par des liaisons sans congestion, aux pertes près. Chaque prix nodal correspond au coût marginal du système électrique engendré par le soutirage d'une unité de puissance supplémentaire en ce nœud. En pratique, sur le réseau 400 kV, les nœuds seraient matérialisés par les postes de transformation.

8.2.2. Signaux de localisation

La question des signaux de localisation a été étudiée sous trois angles.

Dans un premier temps, une **modélisation économique** de ces coûts de réseau a été réalisée afin d'estimer les différences des coûts de réseau de grand transport selon les régions françaises.

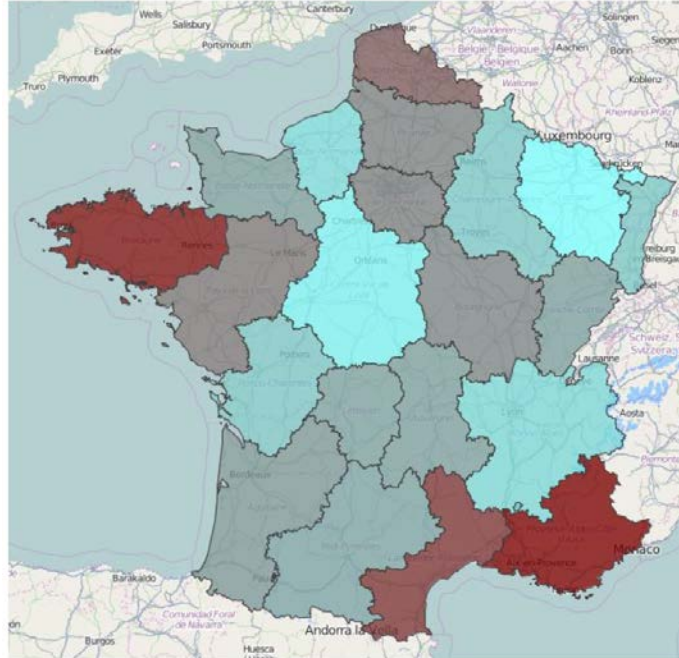
Le modèle utilisé est fondé sur les coûts marginaux de développement de long terme des réseaux. Le problème que l'on cherche à résoudre est de déterminer la capacité de réseau permettant de minimiser les coûts d'infrastructure, de pertes, et de défaillance (énergie non distribuée), sur la base des données historiques du marché français et des échanges aux interconnexions.

La situation de référence choisie est celle d'un réseau adapté à la structure de la production et de la consommation françaises pour les années considérées (2013 et 2014). Ceci permet l'évaluation de coûts marginaux du réseau à long terme qui ne sont pas liés aux décisions du gestionnaire de réseau mais uniquement à la répartition des productions et des consommations en France.

Les coûts de ce système sont analysés au pas de temps horaire à production et consommation fixées. La façon dont est posé ce problème d'optimisation permet de faire ressortir les coûts induits pour le système électrique par 1 MW d'injection supplémentaire dans chaque région. Les écarts de coûts marginaux entre les nœuds du réseau représentent alors les disparités des coûts de transport entre différents nœuds. Le périmètre de la modélisation est disjoint de celui des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR) car il exclut les réseaux de répartition.

Les résultats de la modélisation font apparaître une différenciation des coûts du réseau de grand transport induits par une injection supplémentaire dans chacune des régions administratives françaises : l'amplitude des différences est de l'ordre de 5 €/MWh.

Différenciation géographique des coûts du réseau de grand transport



Légende :

Coût négatif (les injections sont rémunérées) :

Coût positif :

Coût quasi nul :

Remarque : les recettes totales tirées d'un tel tarif seraient nulles.

L'**analyse des travaux académiques**, centrée sur le réseau de transport, apporte une réponse claire à la question de l'efficacité des signaux de localisation : seule la mise en œuvre de prix nodaux assurerait l'efficacité du signal. En effet, ils permettent de :

- générer les bons signaux économiques d'utilisation du réseau (gestion des congestions et des pertes) et conduisent à la maximisation du surplus net à court terme (e.g., Schweppe et al., 1988, et Hogan, 1992) ;
- générer les bons signaux économiques d'investissement pour les moyens de production et les réseaux, et maximise le surplus net à long terme (Léautier, 2000, et Hogan et al., 2010).

Selon Green (2007), la mise en œuvre de prix nodaux accroîtrait le surplus de 1,3% en Angleterre. Neuhoff et al. (2013) estiment que le passage aux prix nodaux dans toute l'Europe accroîtrait les échanges aux frontières, réduirait les coûts d'opération et le prix moyen dans la majorité des pays. Les prix nodaux permettraient également de réduire l'impact du pouvoir de marché des producteurs. Même en l'absence de congestion, les prix nodaux permettraient de mieux refléter le coût des pertes à ceux qui les occasionnent.

Il existe cependant des obstacles à la mise en œuvre des prix nodaux. Pour que les prix nodaux soient efficaces, il faut supporter une transformation profonde et coûteuse des règles de marché, des systèmes

informatiques et des opérations des acteurs, non seulement en France mais également dans les pays voisins. Par ailleurs, la péréquation tarifaire des tarifs empêche de transmettre le prix nodal aux consommateurs, ce qui limite l'incitation aux seuls producteurs. Il n'est donc pas évident que les bénéfices des prix nodaux excèdent les coûts, au moins à court terme.

Enfin, la **comparaison internationale** montre que, dans les pays ayant mis en place un tarif d'injection géo-différencié, celui-ci n'a pas entraîné de changement de comportement évident des producteurs. Les différenciations géographiques mises en place dans les différents pays européens analysés, qui sont souvent le résultat de négociations politiques, n'ont pas été suffisamment fortes pour peser sur les décisions des producteurs concernant la localisation de leurs unités.

Analyse des signaux tarifaires transport en Europe

Pays	Part des charges transport couvertes	Variation des tarifs transport			Coûts des premiers raccordements		
		G fonction de la localisation	Heure ou saison pour G	Niveau de tension G	shallow	Shallowish	Deep
AT	32%*			X	Négocié au cas par cas		
BE	7%*				Exemption <5 MW		
DK	4%*	Market splitting : 2 zones			Voir <i>super shallow</i> , même règles L/G/D		
ES	10% (hors p)	Market splitting Mibel	Pointe ou non		Shallow, contribution possible au poste avec droit de suite		
FI	17%*				Coûts standards Même règle L/G/D		
FR	2%*			X		X	
GB	27% TNUoS 50% BSUoS	27 zones			Règle <i>generation only spur</i>		
IR	25% (hors p&SS)	Nodal (<i>reverse MW Mile methodology</i>)	Pertes : coeff marg			Partie actifs « deep »	
NO	35%- 40%*	Pertes: nodal; Congestions : zonal	Via pertes		<i>Asset responsibility rule</i>		
PT	7% (hors p)	Sur Mibel : <i>Market splitting</i> et FTS	Pointe ou non		Négocié cas par cas		
RO	40% (hors SS)	7 zones					Partage coûts producteurs
SE	33% (hors p)	Nodal (pertes) + <i>market splitting</i>	Via coeff pertes			Cas par cas selon utilité des actifs	

(*) Base : ensemble des coûts

« Shallow » : les producteurs ne paient pas les coûts de renforcement, parfois qu'une partie des ouvrages dédiés au raccordement

« Shallowish » : les producteurs supportent le coût des ouvrages dédiés au raccordement et une partie des renforcements amonts

« Deep » : les producteurs supportent le coût des ouvrages dédiés au raccordement et les renforcements des réseaux amonts

8.3. Analyse préliminaire de la CRE

8.3.1. Répartition des coûts de réseaux entre producteurs et consommateurs

Le tarif d'injection a été mis en place en France lors du TURPE 1 pour couvrir les coûts ITC (*Inter-TSO compensation*²³). Il s'applique aux installations raccordées aux domaines de tension HTB2 et HTB3 et s'élève aujourd'hui à 0,19€/MWh.

²³ Mécanisme de compensation entre GRT permettant de compenser les coûts des flux de bouclage entre les différents réseaux de transport européens.

L'étude menée par la CRE, et notamment les éléments de la revue académique et des expériences étrangères, ne permet pas de conclure en faveur d'une évolution significative de la part des coûts d'infrastructure devant être portée par le tarif d'injection, tant en transport qu'en distribution. Au surplus, concernant la distribution, les S3REnR constituent un mécanisme de financement d'une partie des infrastructures par les producteurs concernés qui se superposerait à un tarif d'injection propre à la distribution. Le retour d'expérience sur les S3REnR est à ce stade insuffisant pour juger de la pertinence de la superposition de ces deux mécanismes.

Par ailleurs, l'avis de l'ACER recommande de fonder le niveau d'une éventuelle part à l'énergie des tarifs d'injection sur tout ou partie des coûts des pertes et des services système.

La CRE n'estime pas pertinent, à ce stade, de modifier de manière significative les équilibres actuels. Toutefois, en cohérence avec l'avis de l'ACER, la CRE envisage de fonder le niveau de la part à l'énergie du tarif d'injection sur une partie des coûts des pertes HTB3 et HTB2 et des coûts des services système. Cette évolution tiendrait compte des évolutions envisagées concernant les modalités de constitution des services système, et du financement des coûts associés à la constitution des réserves (coefficients c et c').

8.3.2. Tarification régionale des injections en France

L'étude menée par la CRE a notamment souligné que les expériences étrangères montrent qu'une telle tarification a une efficacité limitée pour influencer sur la localisation des producteurs.

En outre, la construction d'un tel signal tarifaire présenterait des difficultés techniques non négligeables, notamment pour s'assurer que ce signal évolue de façon cohérente lorsque la répartition des lieux de consommation et de production se modifie.

A ce stade, la CRE considère qu'instaurer une tarification régionale en France conduirait à un changement significatif des règles de marché sans que cela améliore le fonctionnement du marché électrique, et qu'il n'y a donc pas suffisamment d'éléments favorables pour introduire un tel dispositif dans le TURPE 5.

8.3.3. Architecture de marché fondée sur des prix nodaux

Compte tenu du niveau d'interconnexion du marché français avec le système électrique européen, la CRE considère que les prix nodaux n'ont de pertinence qu'au niveau européen. C'est pourquoi elle est attentive aux discussions portant sur l'évolution des zones de prix dans les groupes de travail européens.

Une ligne directrice²⁴ de la Commission européenne, « Capacity Allocation Congestion Management », prévoit que l'ENTSO-E et l'ACER évaluent périodiquement la pertinence de la définition des zones de prix. Un premier rapport portant sur ce sujet est prévu en 2016. A l'issue de ce processus, ENTSO-E et l'ACER pourraient proposer une nouvelle configuration des zones de prix.

La CRE considère que dans le contexte de ces travaux, la comparaison entre les prix zonaux et prix nodaux devrait être étudiée.

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

²⁴ <http://networkcodes.entsoe.eu/category/bidding-zones/?p=capacity-alloc-congestion-management>

9. Modalités de réponse à la consultation publique

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 25 septembre 2015 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dr.cp4@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08 ;
- en s'adressant à la Direction des réseaux : + 33.1.44.50.42.56 ;
- en demandant à être entendues par la Commission.

Les contributeurs sont invités à préciser dans leur contribution les éléments pour lesquels ils souhaitent préserver l'anonymat et/ou la confidentialité.

ANNEXE 1 – Récapitulatif des questions

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 ?.....	9
Question 2 : Voyez-vous d'autres enjeux à l'échéance du TURPE 5 ?	9
Question 4 : Etes-vous favorable à l'entrée en vigueur simultanée des TURPE HTA-BT et HTB à l'été 2017 ?	11
Question 5 : Avez-vous des observations sur le programme de travail et le calendrier envisagés par la CRE pour l'élaboration du TURPE 5 ?	11
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
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.....	17
Question 9 : Etes-vous favorable à la prise en compte des nouveaux profils dans le TURPE 5 ?.....	17
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 ?	18
Question 11 : Quelle est votre analyse quant à la prise en compte l'existence d'aléas climatiques extrêmes dans la méthode de calcul des coûts unitaires d'infrastructure ?.....	18
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 ?	19
Question 13 : Que pensez-vous de l'utilité de l'introduction d'une pointe mobile pour les domaines de tension HTB1 et HTB2 ?.....	20
Question 14 : Etes-vous favorable à l'introduction d'une pointe mobile pour le domaine de tension HTA ?.....	20
Question 15 : Si vous êtes fournisseur, envisagez-vous de développer des offres commerciales à effacement prenant en compte ce tarif à pointe mobile ?	20
Question 16 : Si vous êtes consommateur, envisagez-vous de souscrire une offre commerciale à effacement prenant en compte ce tarif à pointe mobile ?	20
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 ?.....	21
Question 18 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre d'un tel dispositif transitoire pour l'hiver 2016-2017 ?.....	24
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 ?	24
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 ?	24

Question 21 : Etes-vous favorable au passage à une souscription de puissance par pas de 1 kVA au lieu de 3 kVA ?.....	26
Question 22 : Etes-vous favorable au principe d'introduire des tarifs à 4 plages temporelles pour les utilisateurs équipés des compteurs Linky ?.....	27
Question 23 : Etes-vous favorables aux 4 plages temporelles envisagées à ce stade par la CRE ?	27
Question 24 : Quelle est votre analyse sur la définition de la plage temporelle d'heures creuses ?.....	27
Question 25 : Quelle est votre analyse sur la définition de la période saisonnière de pointe ?.....	27
Question 26 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de définir 3 versions du tarif à 4 plages temporelles ?	28
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 ?	30
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) ?.....	30
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 ?.....	31
Question 30 : Etes-vous favorable à la suppression de l'option concave en HTA ?.....	32
Question 31 : Etes-vous favorable à la modification présentée des principes de couverture du volet énergie des charges liées à l'équilibrage ?	42
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 ?	42
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 ?	43
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 ?	43
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 ?	43
Question 36 : Avez-vous d'autres remarques à apporter sur le partage du financement des coûts d'équilibrage ?	43
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 ?	46
Question 38 : Que pensez-vous de l'analyse de RTE concernant le marché secondaire organisé des services système fréquence ?.....	46
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 ?	46
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) ?	46
Question 41 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE concernant la réserve secondaire ? Si non, quelles alternatives proposez-vous ?	46
Question 42 : Etes-vous d'accord avec l'analyse préliminaire de la CRE concernant la tarification des injections?	51