

## Synthèse des contributions à la consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 6 mars 2012 portant sur la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité

### 1. Contexte

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a organisé, du 6 mars 2012 au 6 avril 2012, une consultation publique sur la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Cette consultation portait à la fois sur un projet d'évolution de la composante de soutirage du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) et sur les principes d'une évolution de la composante d'injection du TURPE.

Le recueil des avis des acteurs concernés par l'évolution en structure du TURPE, sur la forme de la grille tarifaire de soutirage et sur l'évolution de la composante d'injection, permettra de finaliser la proposition tarifaire TURPE 4 qui sera soumise à consultation à l'automne 2012.

Trente-huit acteurs, dont quatre souhaitent demeurer anonymes, ont adressé une contribution à la CRE :

- le gestionnaire du réseau de transport français : Réseau de Transport d'Electricité (RTE) ;
- les gestionnaires de réseaux de distribution français :
  - Electricité Réseau Distribution France (ERDF) ;
  - Gaz Réseau Distribution France (GRDF) ;
  - les associations d'Entreprises Locales de Distribution (ANROC, ELE, SICAE, UNELEG) ;
- quatre autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité ou association locale
  - Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) ;
  - Syndicat Intercommunal de la Périphérie de Paris pour l'Electricité et les Réseaux de Communication (SIPPEREC) ;
  - AMORCE ;
  - Association Corbières ;
- trois fournisseurs/producteurs :
  - Direct Energie ;
  - EDF ;
  - GDF Suez ;
- quatre producteurs ou associations de producteurs :
  - Groupement des Particuliers Producteurs d'Electricité Photovoltaïque (GPPEP) ;
  - SERHY ;
  - Syndicat des Energies Renouvelables (SER) ;
  - France Hydro-Electricité ;
- trois associations de consommateurs finals :
  - Associations Familiales Laïques de Paris (AFLP) ;
  - Consommation, Logement et Cadre de Vie (CLCV) ;
  - Confédération syndicale des familles (CSF) ;

- cinq syndicats ou associations professionnelles:
  - Fédération Nationale des Mines et de l'Energie – CGT (FNME-CGT) ;
  - MEDEF ;
  - Association française indépendante de l'électricité et du gaz (AFIEG) ;
  - Union Française de l'Electricité (UFE) ;
  - Union Professionnelle des Industries Privées du Gaz (UPRIGAZ) ;
- quatre consommateurs industriels :
  - Fédération Nationales des Industries Electrométallurgiques et Electrochimiques Et Connexes- Syndicat Professionnel des Industries Electrométallurgie (FNIIEC-SPIIEGS) ;
  - Union des Industries Utilisatrices d'Energie (UNIDEN) ;
  - Confédération française de l'industrie des papiers, cartons et celluloses (COPACEL) ;
  - Réseau Ferré de France (RFF) ;
- sept fournisseurs de services ou associations en ingénierie et/ou efficacité énergétique :
  - Cofély ;
  - EXOES ;
  - INEO SCLE SFE ;
  - HESPUL ;
  - Association Technique Energie Environnement (ATEE) ;
  - Christian Roze ;
  - CLER, association de protection de l'environnement spécialisée dans l'énergie.

## 2. Synthèse des contributions relatives à la composante de soutirage du TURPE

### 2.1. Grilles tarifaires envisagées pour les utilisateurs des domaines de tension HTB3, HTB2 et HTB1

Question 1 : Quelle est votre analyse des formes des grilles tarifaires envisagées pour les utilisateurs des domaines de tension HTB3, HTB2 et HTB1 ?

### 2.2. Cinq acteurs se sont exprimés sur le tarif proposé aux utilisateurs raccordés en HTB3

EDF, ATEE et AFIEG sont favorables à l'introduction de tarifs à différenciation temporelle en HTB3. EDF considère que la mise en place du dispositif ARENH et le futur mécanisme de capacité renforcent l'horo-saisonnalité du coût des pertes, ce qui justifie cette évolution.

RTE considère qu'un tarif à différenciation temporelle en HTB3 ne serait pas justifié par les coûts de réseaux.

Christian Roze se prononce en faveur d'un tarif convexe.

#### 2.1.1 Dix acteurs se sont exprimés sur la différenciation temporelle des tarifs proposés aux utilisateurs raccordés en HTB2 ou en HTB1

Sept acteurs (ERDF, associations d'ELD, Direct Energie, CLCV, MEDEF, FNIIEC-SPIIEG et RFF) considèrent que l'introduction de tarifs à différenciation temporelle en HTB2 et HTB1 pénalise les consommateurs dont la consommation est peu flexible.

ERDF, les associations d'ELD et Direct Energie estiment que les gestionnaires des réseaux de distribution n'ont pas la possibilité d'optimiser leurs appels de puissance en fonction des plages temporelles des grilles de transport. Le CLCV considère que l'introduction de tarifs horo-saisonnalisés ne suffit pas pour réduire la consommation des utilisateurs 'captifs' en période de pointe. Le MEDEF et la FNIIEC-SPIIEG estiment que des tarifs à différenciation temporelle ne sont pas pertinents pour des usagers électro-intensifs. RFF considère que les usagers des réseaux ferrés ont une consommation d'électricité captive en fonction des grilles de train.

ERDF, les associations d'ELD, CLCV, MEDEF, FNIEEC-SPIEEG et RFF demandent le maintien d'un tarif concave en HTB2 et HTB1, au moins à titre transitoire.

Les ELD se prononcent en faveur d'une évolution progressive d'un tarif concave vers des tarifs à différenciation temporelle. ERDF estime que les évolutions de la grille de transport doivent être cohérentes avec le calendrier de déploiement des compteurs évolués.

Quatre acteurs (MEDEF, FNIEEC-SPIEEGS, UNIDEN et COPACEL) estiment que l'introduction de tarifs à différenciation temporelle devrait être neutre pour les utilisateurs consommant de manière homogène tout au long de l'année. Le MEDEF est favorable à une baisse des coefficients énergie sur les heures d'été, ce qui permettrait selon lui de garantir la neutralité des évolutions structurelles du TURPE pour les utilisateurs électro-intensifs. Ces acteurs s'étonnent également de l'évolution des charges tarifaires entre les niveaux de tension, défavorable aux utilisateurs raccordés en HTB1.

Deux acteurs (FNIEEC-SPIEEG et EDF) proposent des solutions alternatives pour renforcer la maîtrise de la demande d'énergie en période de pointe des utilisateurs du réseau de transport. FNIEEC-SPIEEG estime qu'une meilleure gestion de la pointe de consommation par les usagers électro-intensifs passe d'abord par les mécanismes d'effacement et d'interruptibilité. EDF souhaite que RTE mette à disposition des utilisateurs du réseau de transport des outils permettant d'asservir leur consommation aux signaux tarifaires.

### *2.1.2 Treize acteurs se sont exprimés sur la définition des plages temporelles envisagées pour les utilisateurs des domaines de tension HTB2 et HTB1*

Huit acteurs (ERDF, les associations d'ELD, RTE, EDF, FNME-CGT, AFIEG, UFE et SIPPAREC) considèrent que l'efficacité des tarifs à différenciation temporelle en HTB2 et HTB1 nécessite que le signal tarifaire soit homogène entre le tarif de transport, le tarif de distribution et les tarifs réglementés de vente.

ERDF, les associations d'ELD, EDF, AFIEG et l'UFE souhaitent que les plages temporelles des tarifs HTB2 et HTB1 soient redéfinies de manière à correspondre aux plages temporelles des tarifs de distribution et des tarifs réglementés de vente. EDF estime nécessaire la cohérence entre les régimes d'heures creuses des tarifs de transport et de distribution<sup>1</sup>.

Le SIPPAREC estime pour sa part qu'une harmonisation des grilles HTA et BT sur les plages temporelles des tarifs HTB2 et HTB1 est nécessaire.

Trois acteurs (Cofély, CLCV, Christian Roze) estiment que les plages temporelles proposées pour les tarifs HTB2 et HTB1 sont trop complexes. Cofély se prononce en faveur de tarifs HTB2 et HTB1 ne différenciant que deux périodes tarifaires<sup>2</sup>.

COPACEL et l'UNIDEN sont favorables à la définition des plages temporelles proposées en consultation. L'UNIDEN note leur cohérence avec les heures de faible consommation définies dans le dispositif ARENH.

### *2.1.3 Neuf acteurs se sont prononcés sur la définition des versions des tarifs HTB2 et HTB1*

Question 2 : Selon vous, la définition de trois versions tarifaires pour les tarifs proposés aux utilisateurs des domaines de tension HTB2 et HTB1 est-elle adéquate ?

RTE et l'UFE estiment que les versions tarifaires doivent être définies de telle sorte que les mouvements entre version soient limités. RTE estime que de nombreux postes sources sont à la frontière d'optimalité entre Moyenne Utilisation et Longue Utilisation, ce qui pourrait générer une instabilité dans le choix de versions.

<sup>1</sup> EDF souhaite notamment une révision de la plage temporelle de pointe (PTE) et s'interroge sur l'exclusion du mois de mars de « l'hiver tarifaire ».

<sup>2</sup> Cofély propose définir les plages tarifaires des tarifs HTB2 et HTB1 comme suit : période normale d'une part, heures pleines décembre à mars d'autre part.

Trois acteurs (les associations d'ELD, AFIEG et RFF) considèrent que l'introduction d'une version Courte Utilisation serait pertinente.

La FNIEEC-SPIEEGS et le MEDEF notent que l'évolution de la structure du TURPE proposée implique un renchérissement de la part à la puissance à mesure que la durée d'utilisation augmente. Selon la FNIEEC-SPIEEGS, cet « effet palier » serait directement préjudiciable aux usagers électro-intensifs. Cet acteur demande le maintien d'une formule concave en HTB2 et HTB1.

EDF considère que les versions tarifaires retenues sont adéquates.

ERDF estime ne pas être en mesure de se prononcer sur l'adéquation des trois versions tarifaires avec la structure des coûts du réseau de transport.

## **2.2 Contributions relatives à la définition d'une option TURPE à pointe mobile**

### *2.2.1 Dix-neuf acteurs se sont exprimés sur la pertinence d'un TURPE à pointe mobile fondé sur la pointe de consommation nationale*

Question 3 : Partagez-vous l'analyse selon laquelle un TURPE à pointe mobile fondé sur la pointe de consommation nationale ne serait pas pertinent pour les réseaux ?

Douze acteurs (RTE, ERDF, les associations d'ELD, la FNCCR, SIPPAREC, UPRIGAZ, AFLP, CSF, AMORCE, GDF Suez, FNME-CGT et CLER) jugent qu'un TURPE à pointe mobile dont le signal d'activation serait fonction de la pointe de consommation nationale ne serait pas pertinent pour les réseaux.

Les associations d'ELD, la FNCCR et le SIPPAREC considèrent qu'un TURPE à pointe mobile déclenché selon les pointes de consommation locales permettrait de renforcer l'efficacité du signal tarifaire et pourrait être un outil intéressant de gestion de la pointe pour les gestionnaires des réseaux de distribution.

Trois acteurs (RTE, RFF et GDF Suez) ne sont pas favorables à l'introduction d'un TURPE à pointe mobile, que le signal d'activation de la pointe mobile soit fondé sur la pointe de consommation nationale ou sur les pointes de consommation locales.

RTE estime qu'un signal tarifaire incitant à limiter la consommation en période de pointe est déjà convoqué par les tarifs horosaisonnalisés à pointes fixes.

RFF est défavorable à l'introduction d'un TURPE à pointe mobile, déclenché selon les pointes de consommation locales ou nationales, car cela n'améliorerait pas la possibilité d'effacement en période de pointe des exploitants des réseaux ferrés.

GDF Suez n'est pas favorable à l'introduction d'un TURPE à pointe mobile déclenché selon les pointes locales de consommation car cela nécessiterait la définition d'un système de gouvernance complexe.

AFIEG et FNME-CGT ne sont pas favorables à la mise en place d'un TURPE à pointe mobile qui serait fondé sur les pointes de consommation locales car cela serait contraire selon eux au principe de péréquation tarifaire. AFIEG, FNME-CGT, Christian Roze et GPPEP estiment qu'un signal local serait trop complexe et nuirait à la lisibilité du signal tarifaire.

Deux acteurs (EDF et Direct Energie) sont favorables à l'introduction d'un TURPE à pointe mobile fondé sur la pointe de consommation nationale.

Direct Energie estime que l'étude de la mise en place d'un TURPE à pointe mobile ne doit pas se fonder uniquement sur une analyse technico-économique. Selon lui, un TURPE à pointe mobile national est nécessaire pour permettre aux fournisseurs alternatifs de proposer des offres à effacement et qu'il est pertinent en vue de la mise en place d'un mécanisme de capacité.

EDF considère qu'un TURPE à pointe mobile fondé sur la pointe de consommation nationale est pertinente pour les réseaux car dans 50% des cas les pointes de consommation locales correspondent à la pointe de consommation nationale, que les effets rebonds peuvent être négligés et que cela aurait un impact positif sur le coût d'achat des pertes. EDF se dit "fermement opposé à l'introduction de signaux locaux dans le TURPE" car un signal local serait difficile à prendre en compte dans les prévisions de consommation des fournisseurs<sup>3</sup>, et que - dans la mesure où le signal d'activation serait à la main des gestionnaires de réseaux de distribution - ces derniers ne seraient pas incités à privilégier les solutions les moins onéreuses pour le système électrique dans son ensemble.

Direct Energie et EDF estiment que l'article L341-4 du code de l'énergie implique que le signal de pointe mobile soit défini sur la base de la pointe nationale

### 2.2.2 Treize acteurs se sont prononcés sur la gouvernance du signal d'activation d'un TURPE à pointe mobile

Question 4 relative à la question de la gouvernance d'un tarif à pointe mobile : Etes-vous favorable à un TURPE à pointe mobile dont certains jours de pointe seraient décidés localement par le gestionnaire de réseau ? Que pensez-vous d'un transfert de la gouvernance du signal d'activation de la pointe mobile aux gestionnaires de réseaux ? Ce transfert devrait-il être partiel ou total ? Selon vous, quels sont les délais nécessaires à la mise en place de ce dispositif ?

Huit acteurs (les associations d'ELD, FNCCR, ATEE, AFIEG, CLER, AFLP, AMORCE et FNME-CGT) sont favorables, dans l'hypothèse où un TURPE à pointe mobile était mis en œuvre, à un transfert du signal d'activation de la pointe mobile aux gestionnaires des réseaux de distribution.

Les associations d'ELD considèrent que l'efficacité de la pointe mobile est renforcée lorsqu'elle est décidée localement et que cela permet une meilleure acceptabilité du signal prix par les clients concernés.

La FNCCR, AMORCE et CLER souhaitent que le signal de pointe mobile soit à la main des gestionnaires des réseaux de distribution, en lien avec les autorités concédantes.

Le SIPPEREC estime que la question de la validation ex-post des jours d'activation est au moins aussi importante que celle de la gouvernance du signal. Le SIPPEREC propose que le signal d'activation des jours de pointe mobile soit à la main des autorités concédantes, sur proposition motivée des gestionnaires des réseaux de distribution. Le SIPPEREC estime que la mise en place d'un TURPE à pointe mobile fondée sur les pointes de consommation locales ne pourrait se faire qu'à trois conditions: la justification de la maille géographique retenue, la transparence des informations pour permettre un contrôle ex post des jours d'activation, et une étude d'impact préalable sur les évolutions de facture engendrées et sur la péréquation tarifaire.

ATEE souligne que le transfert total de la gouvernance aux gestionnaires des réseaux de distribution est pertinent en théorie mais qu'il peut être difficile à mettre en œuvre et impliquer une complexification du signal tarifaire.

AFIEG estime que le signal d'activation de la pointe mobile devrait être à la main des gestionnaires des réseaux de distribution pour éviter toute discrimination entre fournisseur et favoriser la concurrence sur le marché aval. AFIEG souligne que cela suppose la mise en place d'un délai de prévenance minimum pour permettre aux fournisseurs de revendre le cas échéant leurs positions sur le marché<sup>4</sup>.

Trois acteurs (ERDF, AFLP et CSV) souhaitent que le signal d'activation de la pointe mobile soit défini en concertation avec l'ensemble des acteurs du système électrique.

<sup>3</sup> Cela entraînerait selon EDF des coûts de dé-optimisation pour les fournisseurs et augmenterait les écarts des fournisseurs dans le cadre du processus de reconstitution des flux, les écarts étant calculés au niveau national.

<sup>4</sup> Selon l'AFIEG, les fournisseurs devraient être prévenus de l'activation d'un jour de pointe mobile au minimum la veille avant 10h.

ERDF estime que la coordination de l'ensemble des acteurs du système électrique est indispensable afin d'envoyer aux clients des signaux tarifaires efficaces, lisibles et incitatifs, et de mobiliser les réserves de flexibilité permettant de réaliser des économies sur l'ensemble du système électrique. ERDF souhaite que les leviers (tarifaires ou non tarifaires) de gestion de la demande, prévus par des fournisseurs ou par des tiers, soient définis en concertation avec les gestionnaires des réseaux de distribution; et que ces derniers soient partie prenante de l'activation de ces signaux.

AFLP considère que le signal d'activation de la pointe mobile doit être cohérent avec les offres de fourniture. CSF souhaite un partage de la gouvernance du signal de pointe mobile entre les gestionnaires des réseaux de distribution, RTE et les fournisseurs.

Direct Energie souhaite que le signal de pointe mobile, qui doit être déclenché sur la base de la pointe de consommation nationale selon lui, soit à la main de RTE.

EDF est favorable à l'ouverture du signal de pointe mobile national aux autres fournisseurs.

Six acteurs (les associations d'ELD, ERDF, FNME-CGT, AFLP, AMORCE et UNIDEN) se sont prononcés sur les délais de mise en œuvre d'un TURPE à pointe mobile fondé sur les pointes de consommation locales.

Les associations d'ELD estiment que les délais de mise en œuvre d'un tel dispositif sont liés aux conditions techniques actuelles de gestion des offres à effacement. Selon elles, la mise en œuvre d'un TURPE à pointe mobile fondé sur les pointes de consommation locales pourrait être immédiate pour les gestionnaires de réseaux de distribution gérant déjà l'activation des offres historiques à effacement et disposant de leur propre système de pilotage tarifaire type TCFM<sup>5</sup>, mais ne pourrait se faire qu'à l'occasion du déploiement du système Linky dans les autres cas.

ERDF considère le déploiement avancé de Linky comme un prérequis pour une gestion efficace de la demande au niveau local. En conséquence, ERDF ne préconise pas la mise en place pour la période TURPE4 d'une option TURPE à pointe mobile fondée sur les pointes de consommation locales.

FNME-CGT et AFLP estiment également que l'introduction d'un TURPE à pointe mobile ne pourra être effective qu'avec le déploiement de Linky.

AMORCE considère que le délai de concertation pour définir la gouvernance d'un TURPE à pointe mobile est compris entre 3 mois et 1 an.

L'UNIDEN estime que l'introduction d'un TURPE à pointe mobile est prématurée tant que le mécanisme de capacité n'est pas mis en œuvre et que les tarifs réglementés de vente ne sont pas construits par empilement des coûts.

### *2.2.3 Huit acteurs se sont exprimés sur le nombre de plages temporelles adéquat pour un TURPE à pointe mobile*

Question 5 : Selon vous, un TURPE à pointe mobile fondée sur les pointes locales devrait-il distinguer plusieurs plages de pointe ?

Deux acteurs (Cofély et UPRIGAZ) demandent qu'un TURPE à pointe mobile ne comporte que deux plages tarifaires. UPRIGAZ estime que cela est nécessaire pour que le signal tarifaire soit lisible et que la différenciation temporelle du tarif soit importante.

GDF Suez considère que seule l'analyse de la structure des coûts de réseaux permet d'identifier le nombre adéquat de plages de pointes.

<sup>5</sup> Le système de pilotage TCFM, Télécommandes Centralisés à Fréquence Musicale, est disponible sur environ 800 000 points de livraison selon les associations d'ELD.

Cinq acteurs (CLER, AMORCE, EXOES, ATEE et AFLP) sont favorables à un TURPE à pointe mobile distinguant plusieurs plages de pointe. CLER, AMORCE, EXOES et ATEE sont favorables à des tarifs incorporant des plages de pointes journalières et de pointes saisonnières. AFLP estime que la définition de plusieurs plages de pointe permettra aux fournisseurs d'affiner leurs offres commerciales.

### **2.3 Contributions relatives aux solutions évoquées pour réduire la pointe de consommation saisonnière**

#### **2.3.1 Vingt-quatre acteurs se sont prononcés sur la pertinence d'introduire un tarif à 4 index dès TURPE 4**

Question 6 : Selon vous, un tarif de réseau à 4 index permettrait-il aux fournisseurs de proposer des offres attractives au cours de la prochaine période tarifaire ?

Dix acteurs se sont exprimés sur l'intérêt d'un TURPE à 4 index pour créer des offres de fourniture attractives.

Quatre acteurs (UPRIGAZ, GRDF, EXOES et ATEE) estiment qu'un TURPE à 4 index ne permettrait que partiellement de proposer des offres de fourniture attractives. GDF Suez considère que cette introduction est nécessaire pour mieux refléter les coûts de réseaux, mais qu'elle n'est pas suffisante pour permettre aux fournisseurs alternatifs de proposer des offres attractives dans la mesure où, selon lui, c'est davantage le niveau des tarifs réglementés de vente que celui du TURPE qui définit l'espace économique des fournisseurs alternatifs.

Cinq acteurs (Cofély, Direct Energie, les associations d'ELD, FNCCR, SIPPAREC) trouvent marginal ou difficile à cerner l'effet d'un TURPE à 4 index sur l'attractivité des offres de fourniture. Direct Energie appelle de ses vœux la prise en compte des possibilités offertes par les compteurs évolués dès TURPE 4 afin de permettre aux fournisseurs alternatifs de proposer des offres innovantes, mais considère la répartition entre les index réservés aux fournisseurs et les index réservés au TURPE n'est pas nécessairement optimale. La FNCCR estime que le TURPE existant pourrait être différencié suffisamment pour permettre des offres de fourniture à 6 index.

CSF estime qu'un TURPE à 4 index contraindrait les offres de fourniture.

Onze acteurs se sont exprimés, de façon plus générale, sur la pertinence d'un TURPE à 4 index.

Huit acteurs (ERDF, AFLP, AMORCE, CLER, EDF, GRDF, EXOES, ATEE) se prononcent en faveur d'un TURPE multi-index, tout en mettant en avant certaines conditions.

ERDF considère qu'un TURPE à 4 index serait un progrès pour le reflet des coûts du réseau, mais insiste sur la nécessaire cohérence entre les évolutions de structure du TURPE et le calendrier de déploiement du système Linky sur le réseau de distribution.

Trois acteurs (AFLP, AMORCE, CLER) soulignent les vertus incitatives d'un TURPE à 4 index. Deux acteurs (AFLP et AMORCE) soulignent que le potentiel de maîtrise de la demande d'énergie n'est pas équivalent pour tous les utilisateurs, et demandent l'accompagnement des ménages dont les usages sont peu flexibles et qui sont en situation de précarité énergétique.

CLER est favorable à un TURPE multi-index distinguant 6 plages temporelles. GRDF, EXOES et ATEE rappellent l'efficacité du tarif Tempo à 6 classes avec ses périodes de pointes d'hiver.

EDF pense que la période d'hiver est trop longue pour inciter les utilisateurs à déplacer leur consommation. EDF estime qu'un ou deux postes tarifaires de pointe devraient être réservés à la définition de signaux, éventuellement mobiles, déterminés en cohérence avec le mécanisme de capacité.

Trois acteurs (FNME-CGT, Christian Roze, CLCV) jugent un TURPE à 4 index peu adapté aux besoins des consommateurs. La FNME-CGT considère qu'un TURPE à 4 index serait punitif pour les utilisateurs dont la consommation est contrainte. Christian Roze trouve la proposition trop complexe et estime qu'inciter lors de la pointe journalière suffit. CLCV redoute que la multiplication des index et des offres rende les prix illisibles et milite en faveur d'une meilleure information des consommateurs.

### 2.3.2 Dix-huit acteurs se sont exprimés sur la redéfinition des plages de puissance souscrite des options Base $\leq 36$ kVA

Question 7 : Pensez-vous qu'un nouveau découpage des options tarifaires Base BT  $\leq 36$ kVA selon le niveau de puissance souscrite serait pertinent pour répondre aux problématiques de la pointe saisonnière ?

Huit acteurs (AMORCE, ATEE, CLER, EXOES, FNCCR, GDF Suez, GRDF, UPRIGAZ) considèrent cette solution comme pertinente. GDF Suez estime que cette solution donne les bons signaux économiques aux utilisateurs du réseau et permet d'éviter des subventions croisées entre utilisateurs.

Trois acteurs (CSF, Direct Energie, SIPPEREC) sont réservés sur cette solution.

CSF estime que le signal prix est un élément essentiel pour amener à une sensibilisation des consommateurs et à une évolution de leurs usages mais qu'il n'est pas suffisant dans la mesure où de nombreux usages sont contraints. Selon CSF cela amènera à augmenter les factures des utilisateurs de chauffage électrique, sans que ceux-ci n'aient la possibilité d'agir sur les équipements ou sur l'isolation de leur logement.

Direct Energie souligne qu'un nouveau découpage selon le niveau de puissance souscrite pourrait être pertinent pour répondre aux problématiques de pointe saisonnière pour les clients résidentiels. Direct Energie souligne toutefois que d'autres facteurs comme la surface de l'habitat, la présence d'autres modes de chauffage, et, pour les clients professionnels, le secteur d'activité, seraient également utiles à prendre en compte, et seraient potentiellement plus déterminants que le niveau de puissance souscrite.

Six acteurs (CGT, Cofély, EDF, les associations d'ELD, ERDF, UFE) s'opposent à cette solution.

EDF considère que ce n'est pas le meilleur levier pour limiter la consommation en période de pointe.

ERDF relève que la corrélation entre la puissance souscrite et la thermosensibilité de la consommation n'est pas évidente pour les utilisateurs souscrivant entre 6 et 9 kVA.

L'UFE souligne également la faible corrélation entre puissance souscrite et comportement de consommation horo-saisonné et demande à la CRE de démontrer que l'écart de coût de réseau est objectif et significatif en préalable à toute évolution de la différenciation des tarifs selon ce critère.

Les associations d'ELD estiment qu'une cohérence entre les profils, les options du TURPE et le niveau de puissance souscrite est un objectif louable et nécessaire, mais elles considèrent que la résolution de la problématique de la pointe saisonnière n'est pas liée à celle du système de profilage. Les associations d'ELD estiment préférable d'attendre de disposer des courbes de charge de chaque client, ce qui sera possible lorsque le dispositif de comptage évolué sera en service.

La FNME-CGT considère cette solution comme inappropriée et juge que l'objectif de faire davantage payer les utilisateurs de chauffage électrique est punitif pour les consommateurs concernés.

### 2.3.3 Dix-sept acteurs ont exprimé leur avis sur la pertinence de faire évoluer la gamme des profils

Question 8 : L'utilisation des nouveaux profils RES1 et RES11 devrait-elle être complétée par la création de nouveaux profils?

Douze acteurs ont exprimé leur avis sur cette question.

Quatre acteurs (AMORCE, GRDF, GDF Suez, UPRIGAZ) y sont favorables. AMORCE souhaite que certains profils distinguent les utilisateurs souscrivant plus de 18 kVA. GRDF souhaite la création de profils complémentaires au RES2. GDF Suez est favorable à la création de nouveaux profils, et souhaite que les tarifs réglementés de vente soient définis en cohérence avec ceux-ci.

Quatre acteurs (ATEE, Direct Energie, EXOES, SIPPAREC) ne s'y opposent pas formellement. ATEE, Direct Energie et EXOES considèrent que cela nécessite au préalable de démontrer que la puissance souscrite est corrélée à la thermosensibilité de la consommation. Le SIPPAREC souhaite qu'une étude d'impact préalable soit menée, afin notamment d'identifier les effets en termes d'évolution de facture par catégorie de ménages. De façon plus générale, le SIPPAREC appelle de ses vœux un large débat sur la précarité énergétique.

Trois acteurs (les associations d'ELD, ERDF, UFE) sont réservés. ERDF et les associations d'ELD soulignent la complexité de la création de nouveaux profils et le faible retour d'expérience sur la séparation des profils bases résidentiels en RES1 et RES11. ERDF considère que cela conduit à s'écarter des principes économiques d'un tarif efficace à savoir le reflet des coûts et la non prise en compte des usages. L'UFE rappelle que la création de nouveaux profils relève du Comité de Gouvernance du Profilage qui est une instance de concertation réunissant les Responsables d'Equilibre, les gestionnaires des réseaux de distribution, RTE et les services de la CRE.

EDF n'est pas favorable à la création de nouveaux profils car cela pourrait selon lui dégrader le processus de reconstitution des flux. EDF privilégie de mener des études ad hoc sur le lien entre puissance souscrite et thermosensibilité de la consommation plutôt que de modifier le système de profilage existant.

Question 9 : La création d'un profil ciblant spécifiquement les utilisateurs les plus thermosensibles (chauffage électrique, climatisation...) serait-elle pertinente ?

Dix-sept acteurs se sont exprimés sur la création d'un profil ciblant spécifiquement les utilisateurs les plus thermosensibles.

Sept acteurs (AFIEG, ATEE, CLER, EXOES, GDF Suez, UPRIGAZ, AMORCE) y sont favorables. GDF Suez souhaite que les profils permettent de distinguer les utilisateurs selon la saisonnalité de leur consommation. AMORCE estime que cela participerait à un partage équitable des coûts de réseaux et inciterait les utilisateurs à optimiser leurs usages.

Cinq acteurs (CSF, Direct Energie, GRDF, SIPPAREC, UFE) expriment des réserves CSF souligne les difficultés liées à la vérification d'un dispositif déclaratif. Direct Energie souligne le risque lié au caractère déclaratif sur la reconstitution des flux. GRDF souhaite étudier cette possibilité.

Cinq acteurs (FNME-CGT, EDF, ERDF, les associations d'ELD, RFF) y sont opposés. FNME-CGT considère cette solution comme inappropriée car, selon elle, le chauffage électrique ne devrait pas être pénalisé. Les associations d'ELD sont opposées à un profilage « à l'usage » du fait de sa complexité et du coût engendré en termes de système d'information. ERDF ne souhaite pas que l'on associe un profil à une option tarifaire car l'horo-saisonnalité de la consommation n'a pas d'influence sur le profil attribué<sup>6</sup> et s'oppose au principe d'une tarification à l'usage. RFF insiste sur la faible élasticité prix des déplacements par train. EDF souligne que l'affectation d'un tel profil relèverait alors d'une déclaration du fournisseur et que cela impliquerait des risques de dérives et d'effets d'aubaine potentiels.

#### 2.3.4 Dix-neuf acteurs ont proposé d'autres solutions pour traiter la thermosensibilité de la consommation électrique

Question 10 : Pensez-vous qu'une autre solution serait plus appropriée pour traiter la problématique de la thermosensibilité de la consommation électrique, et si oui laquelle ?

<sup>6</sup> Dans le cadre du processus de reconstitution des flux, les profils sont attribués aux utilisateurs soutirant sur les réseaux de distribution en fonction de la qualité de l'utilisateur (résidentiel ou professionnel), de son niveau de puissance souscrite et du dispositif de comptage dont il dispose.

CSF estime que le signal prix est insuffisant et préférerait une politique volontariste pour diminuer la pénétration du chauffage électrique.

GRDF est en faveur de la création d'une option Courte Utilisation à Différenciation Temporelle pour les utilisateurs raccordés en BT  $\leq$  36 kVA.

La FNCCR est en faveur d'un découpage plus fin, par pas de 1 kVA, des possibilités de souscription de puissance et d'une remise en question de la dégressivité du tarif unitaire à l'énergie (en €/MWh consommé) en fonction de la puissance souscrite.

Christian Roze est favorable à des tarifs progressifs en fonction de la consommation.

Deux acteurs (AMORCE et CLER) proposent de rémunérer les gestionnaires des réseaux de distribution, au même titre que les investissements de renforcement, pour leurs actions en faveur d'une meilleure maîtrise de la demande d'énergie. L'UFE préconise également de soutenir ces investissements, en sélectionnant les actions les plus efficaces.

AMORCE et CLER considèrent que, dans la mesure où les consommateurs en chauffage électrique sont plus sujets que les autres à des situations de précarité énergétique, il conviendrait d'étudier une participation plus importante à la CSPE pour ces consommateurs.

CLER est en faveur de la micro-cogénération.

Trois acteurs (ATEE, GRDF et EXOES) considèrent que le TURPE n'est pas le seul élément du signal prix, une réflexion doit être approfondie sur la structure du tarif réglementé de vente ainsi que sur les charges diverses telles que la CSPE afin de limiter la thermosensibilité responsable de la pointe saisonnière.

Quatre acteurs (EDF, GDF Suez, RTE, UFE) sont confiants dans l'efficacité du marché de capacité pour résoudre la problématique de la pointe de consommation saisonnière, à condition que le signal prix en découlant soit répercuté dans les tarifs.

UPRIGAZ rappelle l'importance de la structure des tarifs réglementés de vente pour limiter la thermosensibilité de la consommation.

GDF SUEZ souhaite dès TURPE 4 une augmentation encore plus affirmée des tarifs à différenciation temporelle en BT  $\leq$  36 kVA.

EDF propose d'augmenter la différenciation temporelle entre heures pleines et heures creuses de l'option MU DT du TURPE.

Deux acteurs (Direct Energie et ERDF) rappellent que le dispositif de comptage évolué permettra de répondre à cette problématique de la pointe saisonnière, à condition que le TURPE s'y adapte avec des options multi-index. Ces deux acteurs s'opposent à toute solution temporaire.

La FNME-CGT est en faveur d'une politique publique globale dont le signal prix ne serait qu'une composante.

Les associations d'ELD souhaitent pérenniser les systèmes TCFM pour répondre aux problématiques de pointes de consommation locales.

Le SIPPEREC propose de rémunérer les effacements à la pointe au titre des économies réalisées sur les réseaux de distribution.

### **3. Synthèse des contributions relatives à la composante d'injection du TURPE**

#### **3.1. Timbre d'injection pour les producteurs raccordés au réseau public de transport**

##### *3.1.1 Dix-huit acteurs ont exprimé leur avis sur la coordination entre les investissements de production et les investissements dans le réseau de transport*

Question 11 : Partagez-vous le constat d'un besoin d'une meilleure coordination entre les investissements de production et les investissements dans les réseaux de transport ?

Treize acteurs (AFIEG, AMORCE, CLER, Cofély, Direct Energie, GPPEP, GRDF, HESPUL, RTE, SERHY, SIPPAREC, UNIDEN, UPRIGAZ) partagent le constat de la CRE sur le besoin de coordination entre les investissements de production et les investissements dans le réseau de transport.

AFIEG partage le constat de la CRE mais souligne que des nombreuses contraintes orientent d'ores et déjà la localisation des moyens de production. Selon AFIEG, il convient d'approfondir la réflexion sur les dispositifs existants avant de mettre en place un nouveau signal à l'attention des producteurs.

AMORCE et CLER souhaitent que les investissements dans le réseau de transport s'adaptent aux besoins des producteurs.

Direct Energie partage l'avis de la CRE sur le fait qu'une coordination entre les investissements dans les moyens de production et dans le réseau de transport est essentielle.

GRDF estime que la problématique posée est pertinente mais que, pour gérer les déséquilibres locaux, le timbre d'injection demeure un outil moins approprié que les mesures visant à limiter la consommation.

HESPUL souligne que par « coordination » il n'entend pas adaptation de la production aux contraintes réseau.

L'UNIDEN soutient l'idée d'un tarif de proximité pour les consommateurs électro-intensifs.

Cofély souligne que les problématiques sont différentes selon les filières de production, du fait du caractère pilotable ou non des centrales de production.

Cinq acteurs (FNME-CGT, EDF, GDF Suez, UFE, SER) sont réservés.

EDF souhaite une coordination efficace, mais appelle à l'analyse des dispositifs existants et souligne les limites de l'efficacité d'un timbre d'injection pour répondre à la question posée.

GDF Suez considère l'analyse insuffisante pour se prononcer sur le besoin d'une meilleure coordination, et souligne que seules les centrales cycles combinés à gaz (CCCG) seraient potentiellement concernées par un signal économique de localisation, sous réserve que les autres contraintes, notamment d'acceptabilité, soient levées.

FNME-CGT juge la question rhétorique du fait de la nécessité technique de coordination et souhaite que les critères de développement durable soient pris en compte.

L'UFE estime qu'il existe un certain niveau de coordination à travers les nombreux échanges entre RTE et les producteurs dans le cadre de discussions collectives ou bilatérales, que des améliorations sont en cours et qu'il convient d'évaluer les dispositifs existants avant de lancer une réflexion sur un nouveau dispositif.

Le SER est très réservé et souligne que les coûts de raccordement supportés par les producteurs sont d'ores et déjà élevés et constituent un signal économique sur les coûts de réseaux engendrés par le choix de localisation. Le SER estime que la mise en place des schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables<sup>7</sup> renforcera la coordination entre les investissements de production et les investissements sur le réseau de transport.

### 3.1.2 *Vingt acteurs ont exprimé leurs avis sur les solutions à apporter pour répondre à la problématique de la coordination entre les investissements de production et les investissements sur le réseau de transport*

Question 12 : Des trois solutions évoquées laquelle vous semble répondre au mieux à la problématique posée? D'autres solutions vous semblent-elles envisageables ?

#### **Dix acteurs se sont exprimés sur la solution des prix nodaux**

Trois acteurs (EDF, GDF Suez, HESPUL) sont réservés sur la pertinence d'introduire des prix nodaux.

GDF Suez en souligne la complexité.

HESPUL estime que cette solution permettrait de mieux adapter la puissance de production aux besoins des territoires mais ne permettrait pas d'encourager la production décentralisée renouvelable dans les territoires déjà bien alimentés.

Sept acteurs (AFIEG, Direct Energie, FNCCR, RTE, SIPPEREC, UFE, UNIDEN) s'opposent à la solution des prix nodaux.

L'UFE estime que cela complexifierait le fonctionnement du marché de l'électricité sans que cela ne soit forcément efficace pour inciter les producteurs à s'implanter dans les zones où les capacités d'accueil du réseau sont importantes.

RTE considère que le signal convoyé par des prix nodaux ne serait ni stable ni prévisible à l'image de la forte variabilité des congestions sur le réseau de transport, et qu'il ne serait pas efficace puisqu'il ne refléterait pas les coûts de développement de long terme du réseau de transport.

Le SIPPEREC souligne le risque de manipulation du prix de marché.

#### **Douze acteurs se sont exprimés sur l'élargissement du périmètre de facturation du producteur lors du raccordement**

Quatre acteurs (GRDF, UNIDEN, RTE, UFE) sont favorables à l'élargissement du périmètre de facturation des producteurs à une partie des coûts de réseau.

GRDF souhaite une valorisation des coûts de réseau évités par la production et estime que cela permettrait une meilleure maîtrise de la demande d'énergie dans les zones critiques, les actions en faveur de la maîtrise de la demande d'énergie pouvant être financées localement par un tarif d'injection ou de soutirage.

RTE et l'UFE considèrent qu'il est efficace d'inciter le producteur lors du raccordement, dans le respect du principe du *shallow cost*, sur la base d'un signal reflétant les surcoûts et économies à long terme générés par le projet de production et qui serait garanti dans le temps.

Quatre acteurs (EDF, Direct Energie, GDF Suez, HESPUL) sont réservés sur l'élargissement de la facturation des coûts de réseau. EDF souligne les difficultés de mise en œuvre et les risques d'effets pervers. Direct Energie exprime des doutes sur l'efficacité d'un tel dispositif. GDF SUEZ juge le *deep cost* instable, discriminant et peu transparent.

---

<sup>7</sup> Le décret n° 2012-533 du 20 avril 2012 relatif aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables, prévus par l'article L. 321-7 du code de l'énergie prévoit une modification du périmètre de facturation du producteur raccordé en BT>36kVA ou plus au moment de son raccordement.

Quatre acteurs (AFIEG, AMORCE, CLER, FNCCR) s'opposent à l'élargissement du périmètre de facturation des producteurs aux coûts de réseaux.

AMORCE, CLER, HESPUL et FNCCR souhaitent, pour la distribution, le rétablissement du taux de réfaction pour les producteurs. La FNCCR préconise de mutualiser les infrastructures nécessaires à la fois aux consommateurs et aux producteurs, en partageant la plage de tension de fonctionnement entre eux, à savoir la partie haute de la plage aux producteurs et la partie basse aux consommateurs.

### ***Dix-neuf acteurs se sont exprimés sur la solution du timbre d'injection géographiquement différencié***

Cinq acteurs (AFLP, AMORCE, CLER, Direct Energie, FNCCR) s'expriment en faveur d'un timbre d'injection géographiquement différencié.

AMORCE trouve intéressant le timbre d'injection négatif dans certaines zones.

Direct Energie en souligne la stabilité, la force incitative et la souplesse.

La FNCCR juge l'idée simple, lisible et stable.

Huit acteurs (GDF Suez, Cofély, HESPUL, RTE, SERHY, SIPPEREC, UNIDEN, UPRIGAZ) sont réservés sur la pertinence d'un tarif d'injection différencié géographiquement.

GDF Suez et l'UNIDEN soulignent qu'un tarif d'injection géographiquement différencié engendrerait un biais sur le marché de gros de l'électricité, puisque l'interclassement des centrales dans l'ordre d'appel sera affecté par le signal tarifaire.

L'UNIDEN considère que cela augmenterait le risque supporté par les producteurs mais souhaite étudier cette solution.

GDF Suez insiste sur le caractère inopérant du signal tarifaire au regard des durées d'amortissement des centrales, des difficultés d'estimation et de mise à jour des coûts de réseau par zones tarifaires et de la prépondérance des difficultés d'acceptabilité locale.

HESPUL est favorable à un tarif négatif fondé sur les économies de réseau et les besoins actuels et futurs en production décentralisée à partir de sources d'énergies renouvelables.

RTE souligne l'incompatibilité entre les exigences de pérennité et de flexibilité du signal, et les difficultés d'implémentation de cette solution.

SERHY craint que cela n'incite pas RTE à investir dans le renforcement du réseau de transport.

Le SIPPEREC demande au préalable une information transparente sur les coûts de réseau.

Six acteurs (AFIEG, ATEE, EDF, SER, UFE, France Hydro-Electricité) s'opposent à un tarif d'injection différencié géographiquement.

AFIEG estime la mesure marginale, inefficace, discriminatoire, nuisant à la compétitivité de la production française, complexe, et décourageant l'investissement en moyens de semi-base et de pointe.

EDF souligne la force des autres contraintes pesant sur l'implantation des centrales et considère que l'objet du TURPE n'est pas d'inciter les producteurs à s'implanter là où les coûts de réseaux sont les moins élevés.

Le SER juge l'idée particulièrement peu efficace pour les moyens de production à partir de sources d'énergie renouvelables.

L'UFE considère le dispositif inefficace vis-à-vis de la localisation de la production et inadapté à la problématique de coordination entre les réseaux de gaz et d'électricité.

ATEE estime qu'une régionalisation du TURPE n'est pas souhaitable, car cela serait susceptible de créer une distorsion de traitement au sein d'une même filière et au sein des différents acteurs implantés dans des zones géographiques distinctes.

France Hydro-Electricité estime qu'un TURPE différencié géographiquement serait pénalisant pour les moyens de production hydrauliques.

### **Autres solutions évoquées par les acteurs**

Deux acteurs (AFLP, HESPUL) souhaitent approfondir la combinaison de prix nodaux et de tarif différencié géographiquement.

Deux acteurs (EDF, GDF Suez) sont en faveur d'une meilleure information des producteurs sur les capacités d'accueil du réseau de transport.

SERHY souhaite une répercussion des coûts de réseau évités par la production décentralisée.

Cofély estime préférable une politique d'implantation définie dans le cadre de la Programmation Pluriannuelle des Investissements.

#### *3.1.3 Onze acteurs ont répondu à la question relative au périmètre optimal d'application d'un timbre d'injection différencié géographiquement*

Question 13 : Si le choix d'un timbre d'injection différencié géographiquement était retenu, quel serait selon vous son périmètre optimal d'application ?

Quatre acteurs (RTE, UPRIGAZ, FNCCR et AFLP) souhaitent qu'un tarif d'injection différencié géographiquement s'applique à tous les niveaux de tension (HTB3, HTB2 et HTB1).

RTE considère qu'une application incohérente entre les niveaux de tension constituerait une incitation supplémentaire, pour les producteurs, à réaliser des arbitrages sur les modalités de raccordement de leurs parcs (découpage ou regroupement) dans le seul but de bénéficier des conditions les plus favorables, en dehors de toute considération technico-économique.

Les associations d'ELD, ERDF, RTE et l'UFE souhaitent une cohérence entre les tarifs d'injection sur les réseaux de distribution et de transport. Les associations d'ELD, ERDF et l'UFE souhaitent l'exonération du timbre d'injection sur le réseau de transport pour les postes sources en refoulement dans le cas où le tarif d'injection demeurerait nul pour les producteurs raccordés sur les réseaux de distribution.

EDF souhaite limiter l'application d'un tarif d'injection différencié géographiquement aux nouvelles installations.

Direct Energie souhaite au contraire qu'il s'applique à toutes les installations.

GDF Suez est partagé sur l'application à toutes les installations ou seulement aux nouvelles en soulignant qu'aucune solution n'est pleinement satisfaisante. GDF Suez souhaite un timbre d'injection élevé pour l'éolien off-shore, négatif pour les Stations de Transfert d'Energie par Pompes et nul pour les producteurs raccordés sur les réseaux de distribution.

AMORCE est en faveur d'une minoration de la part du tarif d'injection imputable au transport pour les petites et moyennes installations (< 100 kW).

#### *3.1.4 Neuf acteurs ont proposé des critères pour la définition des zones du tarif à l'injection différencié géographiquement*

Question 14 : Quels seraient selon vous les critères pertinents à prendre en compte dans la définition des zones tarifaires ?

Trois acteurs (Direct Energie, EDF, RTE) sont en faveur d'un découpage selon les besoins de renforcement tout en préservant la lisibilité et la stabilité du signal tarifaire.

RTE considère que les zones doivent être définies par souci d'homogénéité des coûts marginaux de réseau générés ou évités par une injection unitaire, et qu'elles doivent pouvoir être revues si nécessaire, en cohérence avec le schéma décennal de développement du réseau de transport. RTE estime également que le tarif d'injection devra être établi en cohérence avec les schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables.

Deux acteurs (AMORCE, CLER) sont en faveur d'une coordination entre les Schémas Régionaux du Climat de l'Air et de l'Energie, les Plans Climat Energie Territorial et les aspects réseaux.

Deux acteurs (UPRIGAZ, Cofély) sont favorables à une adéquation entre maille administrative et maille réseau pour la définition des zones tarifaires.

HESPUL propose un découpage fondé notamment sur l'état actuel du réseau et de son évolution prévisionnelle.

GPPEP souhaite que le tarif cible spécifiquement les régions en tension (ex : Bretagne).

### 3.1.5 Onze acteurs ont répondu à la question relative à la répartition entre part puissance part à l'énergie du tarif à l'injection

Question 15 : Comment, selon vous, devrait être fixée la répartition entre part à la puissance et part à l'énergie du tarif à l'injection?

Deux acteurs (AFIEG, Direct Energie) préféreraient un tarif essentiellement à l'énergie.

Cinq acteurs (AFLP, EDF, GPPEP, SERHY, UPRIGAZ) sont favorables à une prépondérance de la part à la puissance.

RTE est en faveur d'une répartition reflétant la réalité des coûts fixes d'infrastructure et des coûts variables liés aux flux d'énergie.

Deux acteurs (CLER, HESPUL) sont favorables à une définition au cas par cas selon les caractéristiques locales de consommation et de production.

GDF Suez considère qu'il n'a pas suffisamment d'éléments pour se prononcer.

### 3.1.6 Douze acteurs se sont exprimés sur l'efficacité d'un tarif à l'injection différencié géographiquement

Question 16 : Selon vous, l'introduction d'un tarif d'injection serait-elle susceptible d'avoir un effet sur les choix de sites d'implantation de nouvelles unités de production ? Quelle devrait être selon vous l'amplitude de la différenciation tarifaire nécessaire pour rendre un tarif à l'injection différencié géographiquement réellement efficace?

Six acteurs (AFLP, AMORCE, CLER, Direct Energie, FNCCR, HESPUL) jugent le signal tarifaire *a priori* efficace. AFLP et AMORCE soulignent le risque d'effet d'aubaine, certaines filières ou certains producteurs pouvant bénéficier plus que d'autres du dispositif mis en place. CLER demande que les zones à fort potentiel d'énergie renouvelable ne soient pas défavorisées. HESPUL souligne l'inefficacité d'un tel signal pour les projets intégrés au bâti et propose la mise en place de tarifs négatifs pour les unités de production qui sont à proximité immédiate de sites de consommation.

Cinq acteurs (AFIEG, EDF, GDF Suez, SER, UFE) jugent un tarif d'injection différencié géographiquement plutôt inefficace. GDF Suez considère que l'amplitude de la différenciation tarifaire devrait au moins être égale à la différence de coût d'implantation de production entre zones.

RTE n'a pas d'avis *a priori* sur le bon niveau de différenciation géographique du tarif, et souligne qu'il doit refléter les coûts de réseau induits ou économisés et ne pas être amplifié artificiellement pour le rendre efficace.

### 3.1.7 Dix-huit acteurs se sont prononcés sur le niveau moyen du tarif d'injection sur le réseau de transport

Question 17 : Serait-il pertinent de faire évoluer le niveau moyen du timbre d'injection, actuellement de 0,19€/MWh, pour répondre concrètement à la problématique de la localisation des producteurs?

Neuf acteurs (EDF, GDF Suez, SER, SERHY, UFE, AFIEG, AFLP, ATEE et GRDF) sont favorables au maintien d'un tarif d'injection dont le niveau moyen est faible. AFIEG souhaite un tarif d'injection le plus bas possible, et considère qu'une augmentation du niveau moyen du tarif d'injection n'est pas pertinente pour répondre à la problématique de la localisation de la production. AFLP, ATEE EDF, GDF Suez, SER, SERHY, l'UFE et GRDF sont favorables à une stabilité du niveau moyen du timbre d'injection car ils estiment inefficace son augmentation.

Sept acteurs (Direct Energie, ERDF, les associations d'ELD, FNCCR, FNME-CGT, GPPEP et Cofély) sont en faveur d'une évolution du tarif d'injection moyen pour couvrir une partie des coûts du réseau de transport. Ces acteurs doutent de l'efficacité du signal tarifaire s'il est fixé à un niveau proche de 0,19 €/MWh, et souhaitent qu'une partie des charges tarifaires soit transférée aux producteurs.

Direct Energie estime qu'entre 85% et 95% des coûts du réseau HTB3 devraient être affectés à la production nucléaire, que les services systèmes (y compris congestions réseaux) devraient être payés par les producteurs sous la forme d'un tarif à l'énergie<sup>8</sup> et qu'une partie du coût des pertes devrait également être payée par les producteurs. Selon Direct Energie le niveau du tarif d'injection devrait être fondé sur les principes de causalité des coûts et de non-discrimination entre fournisseurs, ce qui amènerait selon lui à définir un tarif à l'injection bien supérieur à 0,5 €/MWh.

FNME-CGT et GPPEP estiment également que les producteurs doivent payer pour les frais qu'ils engendrent.

RTE souligne que le niveau moyen n'a pas d'influence sur l'incitation de localisation mais qu'il doit être établi en cohérence avec le niveau des tarifs d'injection dans les pays voisins. RTE précise également que dans un certain nombre de pays voisins, la contribution des producteurs à la couverture des coûts de transport a récemment été revue à la hausse.

### 3.1.8 Neuf acteurs se sont prononcés sur la façon de faire évoluer l'éventuel tarif à l'injection différencié géographiquement sur le réseau de transport

Question 18 : Quel serait selon vous le mécanisme d'évolution le plus approprié pour un éventuel tarif à l'injection différencié géographiquement ?

Parmi les neuf acteurs (AFLP, CLER, EDF, GPPEP, HESPUL, RTE, UNIDEN, UPRIGAZ et Direct Energie) ayant répondu à cette question, tous sont en faveur d'un tarif d'injection stable ou prévisible.

CLER considère que le tarif doit être fixe par producteur, et que les évolutions pour les nouveaux producteurs doivent être prévues à des dates de révision programmées. GPPEP estime qu'un tarif d'injection devrait être fixé pour une durée définie dans la proposition technique et financière de raccordement. HESPUL souhaite que le signal tarifaire soit identique sur l'ensemble de la durée d'amortissement des projets.

EDF est d'autant plus réservé sur la solution du tarif d'injection que la fréquence d'évolution est élevée.

<sup>8</sup> Direct Energie propose que ce coefficient tarifaire soit proportionnel à la puissance de l'installation ou à la contribution à l'aléa (le coût de l'aléa porté par les groupes de production étant proportionnel à l'écart-type de la puissance disponible).

RTE considère qu'il faut garantir aux nouveaux producteurs un niveau de timbre d'injection sur une longue durée, tout en ajustant le niveau applicable aux projets suivants en fonction des nouveaux besoins. Direct Energie considère que c'est la réalité des coûts de réseaux qui doit déterminer l'évolution du mécanisme, et estime qu'il ne devrait pas en découler de l'instabilité puisque les évolutions des coûts du réseau de transport sont relativement faibles sur le court terme.

### **3.2. Timbre d'injection pour les producteurs raccordés aux réseaux publics de distribution**

Question 19 : Selon vous, la mise en place des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables devrait-elle être couplée par l'introduction d'un signal prix, tel que le timbre d'injection, pour les producteurs raccordés sur les réseaux publics de distribution et si oui sur quels principes devrait se fonder ce signal prix ?

Vingt acteurs se sont exprimés sur l'introduction d'un signal prix à l'attention des producteurs raccordés sur les réseaux de distribution, en complément des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

Quatre acteurs (Direct Energie, les associations d'ELD, ERDF, FNCCR) souhaitent l'introduction d'un tarif d'injection sur les réseaux de distribution. Les associations d'ELD estiment pertinent un tarif d'injection pour les producteurs dont la puissance de raccordement est supérieure à 36 kVA afin d'éviter de créer de nouvelles charges pour les consommateurs.

Quatre acteurs (AMORCE, ATEE, EXOES, GRDF) se prononcent pour un tarif d'injection différencié temporellement, favorisant l'injection lors des périodes de pointe de consommation. AMORCE souhaite également que les installations (petites et moyennes) ne sollicitant pas le réseau de transport soient favorisées. EXOES remarque que le débat se focalise sur le photovoltaïque et souligne que les problématiques sont différentes selon les filières de production, du fait du caractère pilotable ou non des centrales.

Deux acteurs (AFLP, EDF) sont favorables à un rééquilibrage de l'allocation des coûts de réseaux entre consommateurs et producteurs, mais estiment cependant que l'introduction d'un tarif d'injection sur les réseaux de distribution est prématurée.

Huit acteurs (AFIEG, FNME-CGT, GDF Suez, HESPUL, SER, SIPPEREC, UFE, UPRIGAZ) sont opposés à un tarif d'injection sur les réseaux de distribution.

GDF Suez estime que l'application d'un timbre d'injection en plus du dispositif de mutualisation prévu par les schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables risque de conduire à une double peine pour les producteurs.

La FNME-CGT estime que la localisation des moyens de production doit être imposée par l'Etat. L'UFE ne souhaite pas de superposition hâtive avec les dispositifs venant d'être mis en place.

Le SER estime que les producteurs raccordés sur les réseaux de distribution perçoivent d'ores et déjà des signaux économiques forts les incitant à optimiser leurs choix de développement en fonction des contraintes de réseaux.

Le SIPPEREC exprime ses plus vives réserves sur la mise en place d'un tarif à l'injection sur les réseaux de distribution, dans la mesure où cela constituerait un coût supplémentaire pour la filière photovoltaïque.

CLER estime que l'introduction d'un tarif d'injection sur les réseaux de distribution est prématurée, même si une rétribution des moyens de production permettrait dans l'absolu d'encourager les installations qui sont à proximité immédiate des sites de consommation.

## **4. Autres remarques sur la structure des tarifs et sur les règles tarifaires**

### **4.1. Huit acteurs se sont exprimés sur l'évolution de la structure des tarifs proposés aux utilisateurs raccordés sur les réseaux de distribution**

Deux acteurs (UNIDEN et EDF) se sont prononcés sur les tarifs HTA.

L'UNIDEN souhaiterait l'introduction de versions tarifaires (MU, LU et TLU) dans les tarifs à différenciation temporelle proposés aux utilisateurs raccordés en HTA.

EDF s'interroge sur l'utilité du maintien de l'option concave en HTA, et préconise d'étendre en HTA les trois versions introduites en HTB2 et HTB1, en lieu et place de cette option concave.

Sept acteurs (EDF, DE, SIPPAREC, CLCV, FNME-CGT, AFLP, GDF Suez) se sont exprimés sur la hausse de l'option MU DT pour les utilisateurs raccordés en BT  $\leq$  36 kVA.

EDF juge la hausse de l'option à différenciation temporelle pour les sites BT  $\leq$  36 kVA contraire aux exigences légales et dommageable pour les gestionnaires de réseaux.

Direct Energie déplore la hausse globale des tarifs à différenciation temporelle (option MU DT) et l'augmentation de la part fixe au bénéfice d'une augmentation de la part variable pour la plupart des clients choisissant une option sans différenciation temporelle (options CU et MU)

Quatre acteurs (SIPPAREC, CLCV, FNME-CGT, AFLP) mettent en avant les impacts en termes de facture pour les utilisateurs thermosensibles. Ces acteurs considèrent que les évolutions tarifaires proposées pour les utilisateurs raccordés en BT  $\leq$  36kVA sont pénalisantes pour les utilisateurs de chauffage électrique. Le SIPPAREC souhaite qu'une étude d'impact soit menée pour évaluer le lien entre usage du chauffage électrique et précarité énergétique, que la cartographie de l'implantation du chauffage électrique soit prise en compte.

GDF Suez partage la méthode employée visant à une meilleure maîtrise des pointes, dont les grilles tarifaires proposées qui renforcent le coût du TURPE pour les consommations horosaisonnalisées et/ou thermosensibles (chauffages électriques). GDF Suez propose, afin de donner un signal économique encore plus affirmé, que l'évolution des charges entre les options tarifaires proposées aux utilisateurs raccordés en BT  $\leq$  36kVA soit accentuée entre les MU DT et les CU sans DT.

#### **4.2. Six acteurs ont soulevé la question du statut des moyens de stockage vis-à-vis du TURPE**

RTE, GDF Suez, ATEE, INEO estiment que le statut des moyens de stockage (et notamment des STEP) devrait être aménagé<sup>9</sup> afin d'améliorer leur rentabilité.

RTE considère qu'il conviendrait d'étudier l'intérêt de réviser les conditions d'accès au réseau des stockages d'énergie (notamment les installations de pompage hydraulique - STEP) dans un contexte européen évolutif où se dessine un rôle grandissant de ce type d'outil d'aide à la gestion de la production intermittente.

GDF Suez juge que le développement des énergies intermittentes rend nécessaire la mise en place des conditions économiques favorables au développement de moyens de stockage.

EDF souligne que l'introduction d'un tarif à différenciation temporelle en HTB3 serait favorable aux STEP.

AFIEG estime qu'une réduction de la part énergie du TURPE dans les périodes de faible consommation et qu'une exemption de la part fixe du TURPE permettrait d'améliorer la rentabilité des moyens de stockage.

INEO souhaite la création d'un contrat unique « stockeur » permettant d'une part de ne payer qu'une fois la composante de gestion et d'autre part le couplage des composantes d'injection et de soutirage.

ATEE estime que la structure tarifaire proposée pénalise les moyens de stockage de masse, et considère qu'une évolution du TURPE permettant la valorisation des moyens de production programmables serait bénéfique.

#### **4.3. Un acteur souhaite que le principe d'un paiement du tarif par point de soutirage soit revu**

---

<sup>9</sup> Dans le cadre actuel les moyens de stockage sont considérés à la fois comme des consommateurs (lorsqu'ils soutirent de l'électricité) et comme des producteurs (lorsqu'ils injectent de l'électricité).

RFF considère que le mécanisme d'une tarification à chaque point de soutirage n'est pas adéquat, et souhaite que soit pris en compte le caractère mobile de la charge engendrée par les utilisateurs des réseaux ferrés sur les réseaux d'électricité.

#### **4.4. Quatre acteurs demandent une modification des règles tarifaires**

RTE souhaite que les règles de souscription de puissance lors du passage à TURPE 4 soient précisées dans les règles tarifaires afin d'éviter tout effet d'aubaine dans la souscription de puissance. Les associations d'ELD souhaitent au contraire avoir la possibilité de modifier à la baisse la souscription de la puissance de soutirage sans pénalités pendant une période de 7 mois à compter de l'entrée en vigueur de TURPE 4.

EDF et Direct Energie demandent la mise en place de règles transitoires pour que les usagers puissent changer d'option tarifaire dès l'entrée en vigueur de TURPE 4.

Les associations d'ELD considèrent que les modalités de calcul de la compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau amont, au niveau de tension HTA, doivent être précisées car les versions tarifaires amont et aval ne sont plus similaires.

Les associations d'ELD estiment également qu'il serait souhaitable de profiter de l'actualisation du TURPE pour redéfinir les règles de compensation du réactif.

#### **4.5. Remarques sur le rapport entre part fixe et part variable des tarifs de soutirage**

Quatre acteurs (RTE, ERDF, les associations d'ELD et UFE) appellent de leurs vœux une augmentation de la part à la puissance du TURPE, ce qui reflèterait mieux selon eux le caractère fixe des coûts de réseau.

L'UFE souligne que la contribution tarifaire d'acheminement (CTA), assise sur la part fixe, pourrait diminuer dans les évolutions envisagées par la CRE. Les associations d'ELD estiment que la baisse de collecte de CTA, du fait d'une baisse de la part fixe des tarifs, pourrait mettre en péril la réforme du financement des retraites IEG.

Les associations d'ELD estiment que l'introduction de tarifs à différenciation temporelle en HTB2 et en HTB1, ainsi que l'augmentation de la part des recettes issue de la part variable des tarifs en distribution renforce la nécessité de redéfinir le fonctionnement du Fond de Péréquation de l'Electricité.