Fondation Paris-Dauphine

governance & regulation

DAUPHINE UNIVERSITÉ PARIS

La tarification des réseaux électriques

Synthèse de conférence

Conférence organisée par l'Association des Economistes de l'Energie, en coopération avec le Centre de Géopolitique de l'Energie et des Matières premières (CGEMP), la Chaire Gouvernance et Régulation et la Chaire European Electricity Markets (CEEM)

Université Paris-Dauphine, 28 janvier 2016

DEBATE

CHAIRE EUROPEAN
ELECTRICITY MARKETS
Fondation Paris-Dauphine

Fondation Paris-Dauphine

Table des matières

Les enjeux de l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) 3
Critères économiques guidant les méthodes de tarification 7
Benchmark des pratiques de tarification du réseau de distribution 9
L'évolution du cadre de régulation pour les nouveaux services et usages 12
Enjeux du point de vue d'un distributeur 14
Enjeux du point de vue du gestionnaire du réseau de transport 17
Les tarifs, outils de politique énergétique 20
Débat 22
Conclusion 26

La tarification des réseaux électriques

Comment envoyer les bons signaux économiques pour la transition énergétique ?

Conférence organisée par l'Association des Economistes de l'Energie (AEE), en coopération avec le Centre de Géopolitique de l'Energie et des Matières premières (CGEMP), la Chaire Gouvernance et Régulation et la Chaire European Electricity Markets (CEEM) de l'Université Paris Dauphine,

28 janvier 2016

Bien qu'ils représentent près de la moitié de la facture des consommateurs (hors-taxe), les tarifs des réseaux électriques, et plus spécifiquement de la distribution d'électricité, ont comparativement été assez peu explorés par les économistes de l'énergie ; lesquels ont jusqu'à présent focalisé leurs études sur des questions relatives à la production d'électricité, notamment sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement et des leviers pour développer les énergies renouvelables ou "décarboniser" la production d'électricité.

Cette conférence a mis en évidence le besoin d'adapter la structure du TURPE aux changements induits par la loi de transition énergétique. De nouveaux comportements et usages déjà présents vont sans doute se développer fortement : production éolienne et photovoltaïque, outils de flexibilité, notamment le stockage et l'effacement. Certains acteurs plaident pour une augmentation de la part proportionnelle à la puissance dans le TURPE, par exemple en allouant séparément des coûts représentatifs des différents services offerts par le réseau. En tout état de cause, les tarifs devront continuer à adresser des signaux reflétant les coûts, seule façon d'assurer la maîtrise des coûts de développement des réseaux à long terme.

Les enjeux de l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

Dominique Jamme
Directeur des réseaux, Commission de Régulation de l'Energie (CRE)

La structure tarifaire de l'utilisation des réseaux électriques est régie par deux objectifs majeurs :

1. *un objectif économique* : envoyer des signaux efficaces et lisibles aux utilisateurs afin qu'ils adoptent des comportements permettant de minimiser les coûts de réseau ;
2. *un objectif juridique* : assurer un accès non discriminatoire au réseau.

Pour concilier ces enjeux, il importe de concevoir des tarifs qui reflètent les coûts de réseau induits pour chaque catégorie d'utilisateurs. Au-delà de ces objectifs, le régulateur s'efforce de respecter deux principes, celui du « timbre-poste » (la tarification n'est pas fonction de la distance) et celui d'une péréquation tarifaire nationale.

A cela s'ajoutent différents critères, qui ne convergent pas nécessairement :

- *la lisibilité et la simplicité,* afin de transmettre un signal clair aux consommateurs ;
- *la cohérence et la continuité*, afin d'assurer une certaine stabilité du tarif ;
- *la faisabilité*, sachant qu'un tarif peut être optimal d'un point de vue théorique mais impossible à mettre en pratique, ou demander un délai d'implémentation important ;
- *l'acceptabilité*, sachant qu'un changement de structure tarifaire implique une hausse de facture pour certains consommateurs, une baisse pour d'autres.

L'efficacité économique n'est donc pas l'unique critère de tarification. Pour tenir compte de l'ensemble des critères en jeu, le régulateur travaille en concertation avec les parties prenantes. La prochaine consultation publique sur ces questions se déroulera en avril 2016. Une décision sera arrêtée fin 2016, pour une entrée en vigueur du TURPE 5 mi-2017.

Quelles interactions entre la transition énergétique et la structure tarifaire ?

Le développement de la production éolienne et photovoltaïque, raccordée en grande partie en distribution, est engagé et s'amplifiera. En résulte un recul des soutirages sans que la baisse de la pointe soit forcément proportionnelle, notamment pour le transport. Ce dernier, à l'interface avec la distribution, pourrait ainsi connaître dans les prochaines années une diminution significative des soutirages. Par ailleurs, les outils de flexibilité se multiplient, ayant des effets en matière de stockage et d'effacement. Enfin, le déploiement des compteurs évolués et des *smart grids* assurera une meilleure connaissance du réseau et des consommations, ainsi qu'une augmentation exponentielle de la quantité de données disponibles. La structure du TURPE doit évoluer pour prendre en compte ces tendances lourdes.

Les principaux enjeux du prochain TURPE

- ***Coûts horaires de réseau : coût marginal vs. valeur de Shapley***

L'année n'étant pas constituée d'heures d'égale charge, comment déterminer les coûts horaires de réseau ? Cette question est particulièrement prégnante en France, où le système électrique se caractérise par une pointe hivernale nettement plus marquée que dans la plupart des pays voisins.

La théorie économique pure indique que le signal le plus efficace pour le consommateur est fondé sur le principe du coût marginal. Il revient à faire payer la totalité du développement des réseaux aux utilisateurs soutirant aux heures critiques. En pratique, une tarification horaire qui répondrait à ce principe ne serait guère acceptable car elle pénaliserait fortement les clients recourant au chauffage électrique, lequel représente la plus forte sollicitation pour les réseaux. En outre, il serait difficilement explicable que des utilisateurs ne consommant pas aux heures critiques ne paient pas l'accès au réseau. Afin de concilier au mieux les critères d'efficacité et d'acceptabilité, la CRE a retenu dans le TURPE 4 une méthodologie dérivée des valeurs de Shapley pour définir des coûts horaires de réseau.

Ensuite, les tarifs sont construits sur la base de la courbe des coûts, induits par un consommateur, en fonction de la durée d'utilisation, sachant que la courbe de coût s'établit en croisant les coûts horaires des réseaux avec les courbes de charges des utilisateurs.

Toute évolution significative des modes d'utilisation des réseaux modifie la fonction de coût sous-jacente aux tarifs. Ainsi, si la consommation se concentre fortement à la pointe, l'on aboutit à une importante part puissance et à une valeur énergie moindre. Si la consommation est plus régulière au long de l'année, un tarif plus fort à l'énergie est le signal le plus adapté. C'est de cette façon que la tarification s'adapte aux évolutions du système électrique, en recherchant le meilleur reflet des coûts.

- ***La répartition entre part puissance et part énergie***

Les tarifs sont globalement constitués d'une part puissance (exprimée en euros par kW) et d'une part énergie (en euros par kWh). L'on pourrait penser intuitivement que la part énergie représente des coûts variables et la part puissance des coûts fixes. Or une telle approche n'est pas pertinente, non seulement parce qu'elle reflète les coûts comptables et non pas forcément les coûts d'utilisation du réseau, mais encore parce que la part puissance n'est pas fixe : elle varie avec la puissance souscrite. Il serait justifié économiquement de facturer une vraie part fixe aux clients, indépendante de la consommation et de la puissance souscrite, mais en pratique cette somme ne peut qu'être faible pour des raisons d'acceptabilité : il ne faudrait pas pénaliser les plus petits consommateurs d'électricité.

Un tarif qui ne serait calculé qu'à l'énergie ou qu'à la puissance ne serait pas pertinent. Seul un tarif reflétant parfaitement les coûts associés à chaque heure de l'année pourrait s'extraire de cette problématique : il y aurait équivalence entre énergie et puissance. Pour des raisons pratiques, il est nécessaire de constituer des plages regroupant des heures similaires. En première intuition, l'on pourrait souhaiter tarifer chaque plage uniquement à l'énergie, en retenant la moyenne des coûts horaires de la plage. Mais ceci ne traduirait pas la diversité des comportements au sein de chaque plage. Un client consommant

uniquement sur l'heure la plus onéreuse de la plage risquerait d'être sous-tarifé. De même, un tarif calculé uniquement à la puissance pourrait inciter certains clients à consommer davantage, réduisant ainsi le foisonnement entre les utilisateurs. Une composante énergie est nécessaire pour les en dissuader, d'autant que le foisonnement des consommations est très fort en électricité, du fait de la grande diversité des usages de cette énergie.

La proportion de la part puissance dépend donc du caractère plus ou moins différencié des coûts unitaires, de l'hétérogénéité des comportements de consommation au sein de chaque plage, mais aussi de la finesse des plages temporelles : plus le tarif est découpé, plus les heures sont homogènes et plus on peut accroître la part énergie. A consommation inchangée, un tarif finement horosaisonnalisé conduit donc à réduire la part puissance. L'horosaisonnalité constitue un signal très efficace pour inciter les consommateurs à être moins présents à la pointe.

Voyons ce qu'il en est pour l'autoproduction. Plus la part énergie (c'est-à-dire la part énergie du TURPE, la fourniture et les taxes) est importante dans le prix de l'électricité, plus l'investissement dans l'autoproduction et le stockage est rentable. A l'inverse, une part énergie du TURPE artificiellement faible peut constituer un frein au développement de ces pratiques. Le régulateur n'entend envoyer de signal ni incitatif ni dissuasif à cet égard, mais neutre. L'horosaisonnalité constitue un signal pertinent lorsqu'elle incite les autoproducteurs à être absents du réseau lors des pointes. Le développement des compteurs évolués ira dans le sens d'une meilleure horosaisonnalité, et permettra de réduire les effets d'aubaine dans lesquels des autoproducteurs qui resteraient présents surtout aux heures de pointe seraient « subventionnés »

- ***Les composantes injection et soutirage***

L'enjeu de la répartition entre injection et soutirage dans la construction d'un tarif ne trouve aucune solution mathématique. Sous condition d'un marché fonctionnant de façon efficace, le poids relatif de ces composantes n'a pas d'effet réel, car les producteurs répercutent la composante injection sur les consommateurs via les prix de marché de l'électricité. Aujourd'hui, la composante de soutirage dans le TURPE est massive, et celle d'injection est très faible. Certains en appellent au renforcement de cette dernière, au titre des coûts d'infrastructures.

Plusieurs moyens permettraient d'y procéder :

- *introduire une composante à la puissance d'injection*, ce qui serait toutefois contradictoire avec l'objectif d'un marché de capacité apte à financer la puissance installée ;
- *introduire une composante à l'énergie*, ce qui perturberait toutefois le merit order européen en pénalisant les producteurs, taxés de quelques euros chaque fois qu'ils injecteraient ;
- *introduire des signaux de prix localisés*, solution la plus efficace d'un point de vue économique mais qui impliquerait un *market design* très complexe, hors de portée à court terme, et qui risquerait d'entrer en concurrence avec les signaux géographiques des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RENR).

- ***Les tarifs à 4 index et pointe mobile en basse tension***

Le déploiement du compteur Linky (à raison de 35 millions d'unités entre fin 2015 et fin 2021) permettra de relever les consommations dans quatre plages horaires pour tous les consommateurs basse tension. Il offrira une connaissance plus fine de la structure de consommation et permettra d'adresser des signaux plus précis et efficaces aux clients. A la segmentation actuelle entre heures pleines et creuses, qui se montre très efficace, il sera possible d'ajouter une différenciation hiver/été. Si ce principe fait désormais consensus, un débat persiste néanmoins sur le rythme d'introduction de ces 4 index : soit sous forme optionnelle à mesure du déploiement de Linky, soit à l'issue de ce déploiement, fin 2021. La CRE préconise une mise en œuvre progressive, ce qui permettrait au réseau de bénéficier sans attendre des avantages de Linky, mais aussi de lisser les hausses de factures qui surviendront inévitablement pour certains consommateurs.

Pour ce qui est des options tarifaires à pointe mobile — incitant les clients volontaires à s'effacer en pointe en étant prévenus la veille, en contrepartie de tarifs plus bas le reste de l'année — les analyses démontrent une certaine pertinence à y procéder en moyenne tension HTA. La CRE y est favorable. En basse tension en revanche, un signal national serait potentiellement contre-productif dans la mesure où la pointe revêt une dimension locale forte. Cette question demande des travaux complémentaires sur la meilleure façon de mobiliser les ressources de flexibilité locales.

Critères économiques guidant les méthodes de tarification

Anna Creti
CGEMP, CEEM et Chaire Gouvernance et Régulation, Université Paris-Dauphine

La littérature économique montre qu'il existe une multiplicité de choix possibles en matière de tarification des réseaux, selon le critère que l'on souhaite mettre en avant (efficacité, acceptabilité, équité,...). Pour une fois, la théorie n'est pas aussi normative que l'on pourrait s'y attendre. Ceci tient en particulier au fait que les tarifs de distribution se trouvent à l'interface des réseaux de transport d'une part, et d'autre part de consommateurs dont les comportements gagnent en complexité et en diversité. Si les principes théoriques sont multiples, leur mise en œuvre est plus éclatée encore, et dans certains cas contre-productive.

Les nouveaux rôles des distributeurs

Sous l'effet de la transition énergétique, de la construction du marché européen de l'énergie ou encore des politiques climatiques et de sécurité énergétique, les opérateurs de distribution ont vu leur rôle historique se doubler de nouveaux objectifs : efficacité énergétique, développement de la génération distribuée, flexibilité du système... A l'horizon de 2025, prédit l'ACER-CEER, les gestionnaires de systèmes de distribution seront des « facilitateurs de réseau ».

Un kaléidoscope théorique

Comment la détermination des tarifs peut-elle intégrer ces divers objectifs ? En la matière, la théorie de référence est celle du monopole naturel. Le problème est toutefois que le principe du coût marginal ne fonctionne pas pour les réseaux, en raison d'une non-adéquation entre les revenus et les coûts. Afin d'allouer les coûts résiduels, une solution peut résider dans une approche de type « Ramsay-Boiteux » dans laquelle le revenu de l'opérateur de réseau est pris en compte et maximisé sous la contrainte de son équilibre budgétaire. Il est également possible de fixer des tarifs en deux parties. Alors, on n'intègre pas seulement les revenus de l'opérateur de réseau, mais aussi ceux du consommateur. Une partie du tarif correspond au recouvrement des coûts marginaux, et une autre à celui des coûts fixes.

Parmi les autres méthodes envisageables, citons celle des coûts distribués qui repose sur des règles d'attribution et de partage des coûts entre les différentes catégories de consommateurs. Les valeurs de Shapley en sont une illustration, fondée sur la théorie des jeux coopératifs. D'autres critères sont plus opérationnels et simples dans leur mise en œuvre : le « timbre-poste » ou encore les tarifs dépendant des contrats ou de la distance. Quant au prix marginal local, séduisant dans un contexte de libéralisation des marchés de l'énergie, il n'est autre que l'application des prix nodaux — ce qui implique que l'on se trouve dans un environnement de concurrence parfaite, d'information parfaite et de consommateur parfait.

Les ambiguïtés du prix marginal local

Imaginons un cadre standardisé dans lequel on souhaiterait inciter un consommateur moyen à investir dans le photovoltaïque. Le prix comporte un élément de variabilité lié à l'intermittence de la production solaire, et les coûts variables de la production solaire sont nuls. Selon le mode de tarification, le consommateur doit résoudre l'une des équations suivantes :

- En présence d'un prix marginal local, il raisonne au vu de la valeur attendue du prix nodal (soumis à une variabilité), multiplié par la capacité de son installation photovoltaïque, moins les coûts fixes.
- En présence d'un prix moyenné dans le temps, le prix à la consommation est fixe mais le profit dépend de la variabilité de la production.

Ces équations permettent de déterminer le poids d'un investissement efficace du consommateur dans le photovoltaïque. Une contrainte persiste néanmoins, puisque ce poids doit être déterminé par les conditions de marché. Nous sommes donc toujours en présence d'une variable aléatoire, élément de complexité. Cette efficacité est de surcroît soumise à certaines conditions. Elle implique en effet que la production solaire soit faible ou assez décorrélée du prix du marché de l'énergie. Or en réalité, il existe une corrélation forte et négative entre la capacité photovoltaïque et les prix du marché de l'énergie. En résulte une surincitation à investir dans le photovoltaïque. Notons que cette démonstration n'intègre pas les mécanismes de soutien.

Cet exemple montre pour l'un des choix possibles dans la tarification de la distribution, celui de surcroît le plus proche du marché, peut induire des distorsions dans son implémentation.

Conflits de principes

Divers vecteurs de la tarification structurent la mise en œuvre des principes théoriques économiques : répartition part fixe/part variable, pas de temps, différenciation entre consommateurs, incitations de long terme, régulation ex ante ou ex post… La combinaison de ces vecteurs aboutit à des configurations de tarifs qui se distinguent les unes des autres au regard des critères de localisation, de temps, de composantes fixes/variables, de mode de paiement, de type de service et de profil de consommateur.

L'on pourrait croire que les différences constatées en pratique, ne serait-ce qu'entre Etats européens, s'expliquent par la pondération de ces critères. Dans les faits, il est délicat d'établir de tels liens de causalité car les tarifs sont déterminés par des arbitrages résultant de choix nationaux (acceptabilité, efficacité économique, protection des consommateurs…). Les arbitrages les plus courants s'opèrent entre le reflet des coûts et la simplicité ou la stabilité, ou encore selon les principes Ramsay-Boiteux et l'objectif de non-discrimination. Mais inversement d'autres critères peuvent aussi entrer en synergie les uns avec les autres, l'efficacité économique et l'innovation par exemple.

Une revue de différents pays ayant fortement investi dans le renouvelable ne fait pas apparaître de solution tarifaire standard. Les pratiques diffèrent tant dans les méthodes de connexion que dans l'utilisation des charges du système, la connexion au réseau et l'utilisation de celui-ci. Ainsi, les charges de connexion peuvent être « deep » (couvrant les coûts spécifiques du consommateur et une partie des coûts d'infrastructure partagés entre les utilisateurs) ou « shallow » (couvrant uniquement les coûts qui ne sont pas partagés par les autres consommateurs). Pourtant, ces deux approches aboutissent au même équilibre, et le régulateur reconnaît ces coûts au distributeur.

Dans un monde où persistera une diversité des tarifs, il est important de ramener ceux-ci à des critères rationalisables et reflétant les mix énergétiques des pays. Le benchmark est nécessaire à cet exercice de compréhension.

Benchmark des pratiques de tarification du réseau de distribution

Fabien Roques, CGEMP, CEEM et Compass Lexecon
et Charles Verhaeghe, Compass Lexecon

La tarification des réseaux suscite une littérature abondante mais en partie datée et non spécifique à la problématique de la distribution d'électricité et aux changements liés à la transition énergétique. Même le « first best » qu'est la tarification au coût marginal soulève de réelles difficultés au regard des réseaux : s'agit-il d'un coût incrémental, doit-il être appréhendé à court, moyen ou long terme ? Du reste, le coût marginal seul ne permet pas au gestionnaire de réseau de recouvrer l'ensemble de ses coûts. Un résidu persiste. L'approche Ramsay-Boiteux permet de couvrir ce résidu tout en s'écartant le moins possible de l'optimum économique, mais soulève la question de l'équité. Aux méthodes alternatives déjà évoquées par Anna Creti, caractérisées par une hiérarchisation diversifiée des objectifs et des contraintes, ajoutons un courant de littérature qui se développe depuis quelques années, notamment en Espagne, autour des modèles de réseau de référence. Cette approche explore les principes de causalité des coûts ; elle s'efforce de creuser la question des coûts liés aux différents services rendus par le réseau.

Part fixe/capacité dans les tarifs de réseau de distribution

La problématique de la part fixe/capacité dans les tarifs de réseau illustre la diversité des pratiques au plan européen. Les approches varient selon que les clients soient résidentiels ou professionnels. Pour les ménages, la composante énergie représente 70 % du tarif de réseau en moyenne dans les pays européens, avec quelques exceptions marquantes que sont les Pays-Bas, l'Espagne ou la Suède où elle ne dépasse pas 25%. Pour les industriels et les entreprises du tertiaire, la composante énergie représente 55 % du tarif de réseau, mais avec une variabilité importante entre Etats. Comparativement, la France est l'un des pays où la composante énergie est la plus élevée : elle dépasse 70% pour les industriels et les entreprises pour atteindre 80% chez les clients résidentiels.

Il existe actuellement une tendance en Europe vers une plus grande part de la composante à la puissance. A noter, l'Italie a récemment décidé de tripler sa part puissance et d'augmenter la part fixe pour les tarifs des clients résidentiels. L'Espagne a augmenté la part puissance de 32% à 60% entre 2013 et 2014. Les Pays-Bas sont passés à une tarification uniquement à la puissance en 2009. En outre, les régulateurs autrichien et britannique mènent une réflexion sur l'opportunité d'accroître la part fixe/capacité.

Dans tous les cas, le débat entre puissance, capacité et part fixe s'avère complexe à instruire, notamment au regard de la méthode sous-jacente à appliquer.

Focus sur l'Espagne, les Pays-Bas et le Royaume-Uni

Les cas de l'Espagne, des Pays-Bas et du Royaume-Uni illustrant différentes approches et méthodes existant en Europe.

- ***Le Royaume-Uni***

Au Royaume-Uni, la méthode retenue se rapproche en partie de la théorie économique. Les tarifs sont calculés de façon transparente sur la base des coûts incrémentaux rapportés par chaque gestionnaire de réseau. On peut néanmoins se demander si cette méthode, dans son détail calculatoire, est au fait des enjeux actuels : pour illustrer cette interrogation, l'un des paramètres sur lesquels elle s'appuie pour répartir les charges entre part énergie et part puissance n'a pas été revu depuis 1984. Et au-delà de la transparence affichée, le calcul du coût incrémental en basse tension reste une « boîte noire » à la main des gestionnaires de réseau, bien que les grandes lignes de la méthode soient définies par le régulateur. En pratique, cette méthode tend à allouer bien plus de charges sur la part énergie que sur la part capacité ou fixe. Ceci tient notamment à un paramètre ad hoc, mentionné précédemment, qui alloue la majorité des coûts, y compris les coûts résiduels, sur la part énergie, sans justification théorique.

- ***L'Espagne***

En Espagne, le régulateur a publié en 2014 une méthodologie reposant sur le concept des modèles des réseaux de référence. L'objectif est de simuler la reconstruction du réseau et d'essayer de refléter la causalité des coûts, étape par étape. La procédure se décline en deux temps. Elle consiste tout d'abord à regrouper les coûts de raccordement et les coûts de garantie de puissance, et à construire un réseau minimal pour répondre à ces services. Les coûts correspondants sont alloués à la part puissance. Elle fait ensuite circuler de l'énergie sur le réseau et assure les critères de qualité - les coûts correspondants étant alloués à la partie énergie. Au total, une proportion très élevée des coûts est portée par la part capacité et la part fixe, et une proportion relativement faible par la part énergie.

Il est toutefois difficile de juger des implications de cette nouvelle méthode. En effet, en Espagne, le régulateur fixe la méthode de calcul des tarifs de réseau, après quoi le ministre fixe les tarifs d'accès qui regroupent les tarifs de réseau et l'ensemble des taxes, y compris l'équivalent de la contribution au service public de l'électricité (CSPE). Or cette portion des coûts est très conséquente, supérieure aux charges de réseau. Ceci aboutit à noyer le signal tarifaire d'un point de vue réseau. En outre, le ministre ne suit pas nécessairement l'évolution du tarif de réseau et peut jouer sur un transfert entre les deux poches pour conserver le même tarif. De fait, la publication de la méthode du régulateur n'a pas occasionné de modification de structure tarifaire importante. L'année précédente en revanche, le ministre avait choisi une clé de répartition entraînant un rééquilibrage, en allouant davantage de coûts sur la part puissance, de sorte que les clients fortement auto-consommateurs contribuent malgré tout au financement des taxes et du réseau.

- ***Les Pays-Bas***

Les Pays-Bas ont fait le choix assez radical, en 2009, de tarifer 100 % des coûts à la part fixe et à la part puissance pour l'ensemble des petits consommateurs (résidentiels, PME et PMI). Il n'y existe donc plus de tarif proportionnel à l'énergie pour la couverture des charges de réseau. Cette décision s'explique par deux motivations

principales. Tout d'abord, le régulateur a considéré que la grande majorité des coûts étaient fixes, et qu'il était préférable de les refléter sur la part fixe ou part puissance des tarifs. Ensuite, ce choix entraînait un processus de simplification opérationnelle et administrative générant des économies assez substantielles, ce qui permettait de financer la transition. Les clients ont été informés de ce changement de méthodologie susceptible d'impacter significativement leur facture. La plupart d'entre eux avaient la possibilité de réduire leur puissance souscrite sans modifier leurs usages ni subir de hausse de facture. Les autres ont bénéficié d'une subvention implicite pendant deux ans, afin de faire face graduellement à l'augmentation de leur facture.

Enseignements du benchmark européen

Il prévaut en Europe une faible transparence sur les principes et méthodes employés pour construire les structures tarifaires, et celles-ci sont extrêmement diversifiées. Certains pays n'ont pas de part fixe, d'autres n'ont pas la possibilité de facturer la puissance souscrite (notamment aux résidentiels), d'autres encore ne pratiquent pas de différenciation temporelle. Pour prendre deux cas extrêmes, les Allemands facturent 99 % de leurs charges sur la partie énergie pour les professionnels, quand les Néerlandais facturent 100 % de leurs charges sur la part fixe ou la part capacité. Il est à noter que la part fixe et la part puissance est généralement moins importante en France que dans les autres Etats, y compris ceux qui appliquent une différenciation temporelle. Par ailleurs, un certain nombre de régulateurs envisagent de renforcer la part puissance, notamment dans des pays où elle est relativement faible.

Dans la plupart des pays européens, les fondements économiques de la méthode sont assez limités ou n'ont pas été remis en question au fil du temps. La pertinence des signaux économiques et les incitations véhiculées sont peu analysées. Enfin, les contraintes de mise en œuvre s'avèrent importantes, qu'elles tiennent au traitement des données et à la robustesse des approches calculatoires ou à des questions d'acceptabilité et de gestion de la transition.

Ce benchmark européen ne révèle pas de méthode optimale d'un point de vue économique. Il conforte cependant la nécessité de travailler davantage sur la méthode économique et les signaux véhiculés par les tarifs de réseau, afin de mener la transition énergétique au meilleur coût et avec un engagement plus marqué des consommateurs.

L'évolution du cadre de régulation pour les nouveaux services et usages

Leonardo Meeus
Directeur de l'Energy Centre, Vlerick Business School

Pas plus qu'ils ne convergent vers une solution unique d'allocation des coûts de réseau, les pays européens ne partagent un consensus sur la définition même d'un réseau de distribution. Dans une publication de juillet 2015 , le CEER reconnaît qu'un certain nombre d'activités émergentes figurent dans une « zone grise », les uns considérant qu'elles relèvent de la distribution et les autres du marché.

Marché ou gestionnaire de réseau de distribution (GRD) ?

Les régulateurs européens appréhendent façon contrastée ces activités nouvelles, telles que les bornes de chargement de véhicules électriques, les batteries et le stockage d'énergie.

- ***Les bornes de chargement de véhicules électriques***

Les bornes de chargement de véhicules électriques peuvent être considérées soit comme un marché en concurrence, soit comme une extension du réseau de distribution. Avant de statuer sur ce sujet, le régulateur suédois a décidé, dans un premier temps, de laisser une chance au marché. De même, c'est en cas de défaillance durable du marché qu'interviendra le régulateur aux Pays-Bas. Les villes néerlandaises toutefois ont une perception différente de la question, privilégiant une compétition pour l'accès au marché plutôt qu'une concurrence de marché. La ville d'Amsterdam a ainsi lancé un appel d'offres pour 200 bornes de rechargement.

L'Irlande, qui a fait du développement des véhicules électriques un objectif de sa politique énergétique, a fait un choix opposé. Son régulateur a autorisé le GRD à financer le déploiement initial de bornes de chargement via une société séparée, dotée de budgets de R&D dudit gestionnaire. Dans quelques années, le régulateur pourra décider soit d'attribuer cette infrastructure au GRD, soit de la mettre sur le marché.

- ***Les batteries et le stockage de l'énergie***

De nombreux pays d'Europe voient les installations de stockage d'énergie comme des moyens de production. Toutefois, sachant que ces technologies peuvent entraîner de nouveaux usages des dispositifs existants, elles pourraient être assimilées au réseau de distribution ou de transport. L'Allemagne accorde des subventions à l'achat de batteries pour le stockage résidentiel. A l'autre extrême, l'Italie donne la possibilité aux gestionnaires des réseaux de transport et de distribution d'argumenter, sur la base de cas motivés, que le stockage relève de leur périmètre. Au Royaume-Uni, les petites batteries peuvent être assimilées au réseau de distribution, et quelques pilotes font l'objet de tests.

- ***Le GRD est-il un facilitateur de marché ?***

Le gestionnaire de réseau de transport (GRT) est traditionnellement considéré comme un facilitateur de marché, mais qu'en est-il du GRD, dans un contexte de ressources décentralisées ? A cet égard, il est essentiel d'identifier l'opérateur de la plateforme de données issues des compteurs évolués. La Belgique a confié ce rôle aux GRD, ces derniers ayant même conclu

une joint-venture pour constituer un hub unique. Pour leur part, le Royaume-Uni et l'Italie ont assigné cette fonction à une partie tierce. Comme la Belgique, la France semble s'engager vers un modèle GRD, et l'Autriche vient de statuer en ce sens. Au Danemark, c'est au GRT qu'est confié le hub. Il semble que les autres pays scandinaves s'engagent sur cette voie, de même que l'Allemagne.

Quel rôle pour le régulateur ?

- ***Le rôle du régulateur dans l'approche marché***

Dans les pays comme la Belgique et les Pays-Bas où prévaut un découplage total des activités du système électrique, qu'adviendrait-il si un GRD entrait dans les « zones grises » pour y développer une activité commerciale ? En termes d'organisation du marché, deux grandes options se présentent : la compétition pour l'accès au marché et la concurrence sur le marché. Cela étant, même les pays qui adoptent une approche de marché sont susceptibles d'imposer aux acteurs une obligation de service universel. Un autre élément de correction de marché réside dans les incitations au déploiement de nouvelles technologies, comme pour les batteries résidentielles en Allemagne. L'on peut du reste considérer l'implication des GRD comme une forme de correction de marché, pouvant même être permanente.

- ***Le rôle du régulateur dans l'approche GRD***

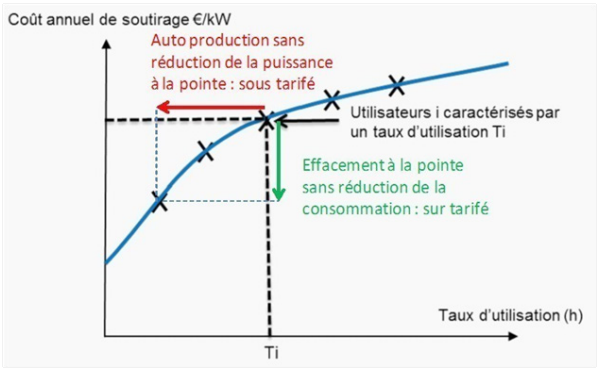
L'approche GRD peut être privilégiée par les Etats aspirant à des solutions pragmatiques et à déployer rapidement de nouveaux dispositifs. L'une des façons de limiter le monopole du GRD est de restreindre son spectre d'intervention, dans le champ des infrastructures et/ou du service. Au Royaume-Uni par exemple, le GRD est autorisé à investir dans des batteries et à les utiliser pour des fonctions de réseau, mais les capacités restantes de ces batteries doivent être mises aux enchères. Le régulateur peut également imposer des contraintes de qualité de service dans les activités émergentes : fonctionnalités des compteurs intelligents, efficacité de la transmission des données, etc. La Belgique fonctionne de la sorte. Enfin, si l'on entend octroyer un rôle aux GRD dans des marchés émergents, il faut s'assurer qu'ils disposent de ressources pour innover et leur donner des incitations en ce sens.

Enjeux du point de vue d'un distributeur

Jean-Baptiste Galland
Directeur de la stratégie, ERDF

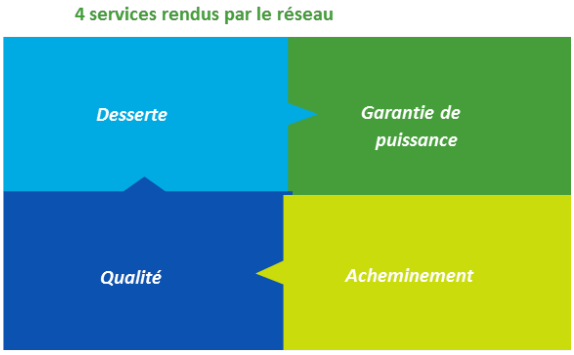
La transition énergétique est une évolution vers un nouveau modèle économique et social, un modèle de développement durable qui renouvelle nos façons de consommer, de produire, de travailler, de vivre ensemble pour répondre aux grands enjeux environnementaux, du changement climatique, ou de la rareté des ressources. La France pourrait atteindre 47 GW d'énergies renouvelables en 2030, soit un quadruplement de la production renouvelable connectée au réseau de distribution. Le pays pourrait compter 7 millions de bornes de recharge de véhicules électriques en 2030, et 35 millions de compteurs intelligents seront installés d'ici à 2021. Parallèlement s'imposent les technologies numériques et la gestion des données. Au total, la transition énergétique impose au distributeur de prendre en compte non seulement une évolution de mix énergétique, mais encore de modèle économique pour participer à la gestion du système électrique. Dans la perspective du TURPE 5, ERDF réaffirme le caractère essentiel de deux enjeux : d'une part une méthode garantissant une stabilité du modèle tarifaire, économiquement pertinente et juridiquement robuste et lisible, d'autre part une mise en mouvement coordonnée des acteurs par des évolutions des structures tarifaires préparant l'avenir et garantissant l'efficacité économique des interactions entre agents.

Adapter le tarif aux nouveaux modes de consommation



Si la tarification binôme (puissance-énergie) assurait jusqu'à présent une autosélection entre les consommateurs, elle se révèle de moins en moins adaptée dans un contexte où les comportements de consommation des clients sont de plus en plus diversifiés. Appuyons-nous sur la courbe concave approximée par les tarifs actuels et examinons, par exemple, les situations d'autoproduction et d'effacement à la pointe. Un autoproducteur affiche un faible taux d'utilisation de sa puissance, mais n'est pas nécessairement absent de la pointe - voire y est très présent. Il peut donc représenter un coût nettement supérieur à celui qui lui est facturé par les tarifs actuels. Inversement, un client qui serait capable de s'effacer à la pointe de façon fine, sans modifier sa consommation d'énergie, risquerait d'être surtarifé.

Cette situation implique de réfléchir à l'évolution du tarif au-delà de simples ajustements de paramètres, il est nécessaire de s'interroger sur les 4 services rendus par le réseau au consommateur. Afin appréhender ceux-ci, faisons une analogie entre un autoconsommateur d'électricité et un individu qui planterait des tomates bio dans son jardin afin de contrôler la qualité de sa consommation.



En cas d'aléas de production —une épidémie de mildiou —, notre jardinier ira se fournir au supermarché. Encore faut-il qu'il en trouve un à proximité ; or rien n'est moins sûr si tous ses voisins consomment aussi leur propre production potagère. Tel est le 1er service de desserte du réseau : si ce dernier fait défaut, l'autoconsommateur ne peut satisfaire ailleurs son besoin. Du reste, si tous les riverains ont été affectés par le mildiou et se sont tournés vers la grande surface, peut-être le stock de tomates de celle-ci est-il tari. Nul doute que notre jardinier aimerait être assuré d'accéder à des tomates chaque fois qu'il le désire. Tel est le 2ème service de garantie de puissance du réseau. Si sa production est abondante, notre jardinier sera tenté de vendre son excédent de tomates. Pour cela, il devra les expédier - d'où le 3ème service d'acheminement du réseau. Enfin, des tomates cultivées dans un potager individuel ne sont pas de qualité constante. Il en va autrement du réseau, qui apporte un 4ème service de qualité de l'onde.

Hier, un client entendait profiter de ces quatre services de réseau de façon liée. Demain, certains peut-être entendront-t-ils y accéder de façon décorrélée. C'est un problème nouveau posé aux économistes.

Répondre aux attentes différenciées de service public

Les consommateurs expriment une variété croissante de demandes, auxquelles le distributeur peut apporter des réponses innovantes grâce aux compteurs évolués, au numérique et à la gestion des données. D'ores et déjà, nous proposons de mettre en place des plateformes de données, de satisfaire les besoins de modularité tertiaire en utilisant le système Linky, ou encore d'expérimenter le partage de production dans un écoquartier.

Le déploiement de ces possibilités requiert d'engager des ressources, dont il conviendra d'allouer les coûts aux catégories de clients concernés.

Valoriser les flexibilités

L'émergence des énergies renouvelables implique un ajustement plus important du système par la demande — et non plus en s'appuyant essentiellement sur l'offre comme autrefois. Ainsi, la transition énergétique rend impérative une gestion active du réseau, et accorde aux distributeurs un rôle clé dans ce domaine. Les flexibilités raccordées au réseau public de distribution — l'effacement en particulier — apparaissent comme une des réponses aux enjeux d'ajustement.

De ce point de vue, les gestionnaires de système de distribution assumeront trois grandes fonctions :

1. Connaître et anticiper l'impact des flexibilités sur la gestion du système de distribution ;
2. Faciliter le fonctionnement du marché ;
3. Acheter de flexibilités pour, dans un environnement smart grid, gérer ses contraintes.

La flexibilité soulève des questions de format (quelle durée, quelle périodicité, quel préavis ?) ainsi que de coordination des appels (elle peut en effet être au service du distributeur mais aussi du transporteur ou du système).

C'est dans ce cadre, qu'ERDF étudie le levier du TURPE à période mobile. Ainsi, nous considérons qu'en HTA, un tel TURPE avec une gouvernance nationale présenterait une faible valeur réseau. Néanmoins, il contribuerait au maintien du potentiel de flexibilité existant (1GW). L'activation d'un signal intégrant une option de gouvernance locale par le distributeur pourrait être plus utile — même si elle n'est pas actionnable dans l'immédiat — et pourrait accroître la valeur de la flexibilité.

Pour la gestion du réseau BT, nous considérons qu'un TURPE à période mobile à gouvernance nationale ne présente pas de valeur dès le TURPE 5. Néanmoins, ERDF propose de garder l'option ouverte pour une mise en œuvre possible après déploiement des compteurs Linky.

Points clés pour l'évolution de la structure tarifaire TURPE 5

Ces modifications importantes du contexte énergétique doivent donc donner lieu à une révision des tarifs afin d'orienter la prise de décision vers les nouveaux équilibres.

Pour être aux rendez-vous de la Transition Energétique et des évolutions technologiques (EnR, stockage, VE, gestion active de la demande) *ERDF recommande donc de faire évoluer dès TURPE 5 la structure des tarifs*.

Elle regroupe ses recommandations en ***3 catégories des mesures***, dont nous sommes certains qu'elles s'inscriront dans la durée :

- **Adapter le tarif aux nouveaux modes de consommation** par un rééquilibrage de la composante de soutirage au profit de la part puissance-fixe et avec une option à 4 index pour le tarif C5 (clients résidentiels et professionnels)....
- **Répondre aux attentes différenciées de service public en faisant porter les coûts des services aux acteurs qui les demandent** par une composante de « service public » par segment de clients en remplacement des composantes de gestion et de comptage actuelles, et par la *création des conditions régulatoires de l' «Acces Smart »*
- **Répondre aux besoins de flexibilité du distributeur** par la préservation des signaux de prix heures pleines/creuses utile pour les chauffe-eau mais aussi pour la recharge à domicile des véhicules électriques) et par l'ouverture d'une optionalité de gouvernance locale d'un TURPE à période mobile HTA…

Enjeux du point de vue du gestionnaire du réseau de transport

Vincent Thouvenin
Directeur du département régulation, tarifs et finances, RTE

Le chiffre d'affaires d'accès au réseau France de RTE représente 4 milliards d'euros par an, acquittés majoritairement par les utilisateurs qui soutirent de l'énergie (distributeurs, industriels, réseaux ferroviaires). Le tarif est calculé sur la base de courbes de charges, c'est-à-dire au vu de l'utilisation du réseau et non pas de celle que font les consommateurs de l'électricité qui leur est dispensée. La tarification est binomiale, par puissance et par énergie, et répond à une horosaisonnalité (hiver/été, heures pleines/creuses), avec des différences de prix allant de 1 à 3.

Un contexte en forte évolution depuis le précédent TURPE Transport

- ***La transition énergétique a démarré***

Les prévisions à moyen terme d'évolution de la consommation d'électricité en France ont été revues à la baisse ces dernières années, même si elles tablent encore sur une légère croissance. Quant aux soutirages constatés depuis les points de livraison du réseau public de transport, les prévisions se stabilisent, voire s'érodent en fonction des hypothèses. En effet, le développement des productions décentralisées compense en partie la croissance de la consommation.

Ces évolutions, qui témoignent indéniablement d'une transition énergétique, soulèvent des interrogations en matière de tarification. La structure tarifaire est-elle correcte au regard des nouveaux modes d'utilisation du réseau ? S'il s'avère que les soutirages ou les consommations sont inférieurs aux prévisions, quelles en seront les conséquences sur les factures des clients ?

- ***Un nécessaire effort d'intégration des énergies renouvelables intermittentes***

Le réseau est une condition essentielle au déploiement à grande échelle des productions d'énergies décentralisées et renouvelables, notamment du point de vue de l'équilibre en temps réel. Sur les lignes électriques, les aléas de l'intermittence étant prégnants, il serait difficile de maintenir une qualité de service au niveau local sans bénéficier des avantages, des atouts et des externalités du réseau.

L'accueil de ces productions nécessite des investissements assez soutenus dans un premier temps. A titre d'exemple, le raccordement d'un parc éolien offshore de 500 MW représente 200 millions d'euros, payés par le producteur. Pour les productions décentralisées terrestres relevant des S3RENR, RTE prévoit un investissement de 300 à 400 millions d'euros d'ici 2020. Dans certaines zones, la capacité du réseau dépend à la fois de la pointe de consommation et des capacités de production installées. Les situations sont plus complexes que par le passé et les besoins de renforcement du réseau sont déterminés au cas par cas.

- ***Le réseau, une assurance tout risque pour un nombre grandissant d'acteurs***

La fonction assurantielle revêt une importante croissante dans l'usage du réseau. La production photovoltaïque décentralisée, assurée durant les heures d'ensoleillement, fait grandement évoluer la courbe de soutirage constatée par RTE sur ses points de livraison. C'est pourquoi il est ajouté aux courbes de soutirage du réseau public de transport d'électricité des aléas de production liés à l'ensoleillement et aux conditions de vent.

Enfin, la diversification des usages du réseau et le développement des productions décentralisées introduit davantage d'incertitude dans le modèle économique d'acheminement, jusque-là assez stable. Cela réinterroge la façon d'appréhender la structure tarifaire.

Quelles adaptations de la tarification de l'accès au réseau pour intégrer la transition énergétique ?

Dans le cadre de l'adaptation de la structure tarifaire, le risque serait de ne pas refléter correctement le coût d'usage, notamment la valeur assurantielle du réseau, et par conséquent d'induire des transferts de facture entre utilisateurs. Les utilisateurs autoproducteurs bénéficieront plutôt d'une tarification à l'énergie ; toutefois, les coûts qui ne leur seront pas facturés devront être reportés sur les autres utilisateurs, qui ne présentent pas les mêmes caractéristiques d'autoproduction.

A terme, les productions décentralisées absorberont une partie de la croissance de consommation constatée aux points de livraison. Si l'assiette de tarification décroît ou est très stable, les coûts ne diminueront pas à la même vitesse. Se posera alors un problème de variation des prix : il conviendra de rattraper la baisse d'assiette tarifaire par une évolution plus conséquente du niveau des prix.

Ceci conduit RTE à soumettre une proposition de rééquilibrage entre la part puissance et la part énergie. Cette réflexion se fonde sur trois approches :

1. **Une étude de dimensionnement d'un « réseau minimal »**. Il s'agit de connecter l'ensemble des utilisateurs du réseau de transport, puis d'ajouter un dimensionnement supplémentaire pour faire face à l'appel de puissance maximal, et enfin d'y ajouter les coûts de dimensionnement pour faire transiter l'énergie correspondante. Il en résulte que la part puissance qui se dégage de la structure tarifaire est légèrement supérieure à 50 %.
2. **La théorie des jeux coopératifs** (allocation des coûts sur une valeur de Shapley « maille utilisateurs »). Cette approche diffère de celle de la CRE sur un seul point : elle ne retient pas des blocs uniformes mais injecte des courbes d'utilisation des acteurs - certains ne pouvant pas décomposer leur courbe de charge à loisir pour étaler leur consommation. Là encore, la part puissance dépasse 50 %.
3. **Une étude de l'impact des productions décentralisées sur les soutirages et les factures des utilisateurs**. A la maille nationale, les soutirages décroissent ou se stabilisent. Le scénario médian du bilan prévisionnel de RTE évoque une stabilité de l'énergie soutirée entre 2015 et 2020 (-0,70 %). Le

scénario ambitieux d'accélération des installations d'énergies décentralisées renouvelables aboutit à des baisses de soutirage de l'ordre de 5 % à 7 %, nécessitant une évolution tarifaire pour rattraper la diminution de l'assiette tarifaire. Lorsque des productions locales intermittentes se brancheront sur le point de livraison, en aval du réseau de transport, une tarification à l'énergie entraînera une baisse de facture au prorata de l'énergie produite localement. Avec une tarification à la puissance, sachant que cette dernière aura un comportement beaucoup moins moyenné que l'énergie (le photovoltaïque n'apparaîtra pas l'hiver à 19 heures par exemple), l'écart de facture sera nettement plus modéré.

Ainsi, une tarification trop à l'énergie reflète mal la valeur d'assurance fournie par le réseau, laquelle ira croissante. Vu du réseau de transport, le développement de la production d'énergies renouvelables ajoute un aléa supplémentaire (les conditions de vent et d'ensoleillement) à ceux qui existent déjà.

Cette valeur de réseau en partie assurantielle devrait se retrouver dans la structure des tarifs aux utilisateurs afin d'éviter des transferts de charges entre ceux qui ont le bénéfice d'une production décentralisée ou d'une autoproduction et les autres. Un rééquilibrage progressif de part puissance, en visant à terme une proportion par exemple de 50%, serait raisonnable et souhaitable. RTE fait le vœu que cette question apparaisse plus nettement dans les consultations à venir sur le TURPE 5. Elle n'épuise pas pour autant les enjeux qui devront être traités pour faire en sorte que le futur tarif accompagne les évolutions de fond de la transition énergétique.

Les tarifs, outils de politique énergétique

Virginie Schwarz
Directrice de l'énergie, Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, Direction générale de l'énergie et du climat

Tandis que les tarifs ont été essentiellement appréhendés sous l'angle économique depuis le TURPE 1 (couverture et répartition des coûts, incitation à l'investissement…), des économistes constatent aujourd'hui que la tarification des réseaux ne fait pas l'objet d'une réponse unique ou évidente. Cet aveu conforte l'idée selon laquelle les tarifs sont aussi - et peut-être même d'abord - des outils de politique énergétique.

Il nous faut aujourd'hui intégrer les conséquences de la transition énergétique, en particulier la baisse des consommations et l'essor des énergies renouvelables, dans la structure des tarifs de réseau. Plus encore, ces derniers peuvent exercer une influence favorable sur la transition en cours, par leur niveau certes mais aussi par leur répartition entre part puissance et part énergie. Ce débat s'avère structurant pour le prochain TURPE. Un accroissement proportionnel de la part puissance ne dissuaderait-il pas les clients de maîtriser leur consommation ? Quant à la tarification de l'électricité au forfait, n'aurait-elle pas un effet plus dissuasif encore ?

Le tarif de réseau constitue par ailleurs un outil d'incitation à déplacer les consommations et un instrument de maîtrise des pointes. A cet égard, le Ministère est favorable à la mise en place rapide du TURPE à 4 index, dès lors qu'il est optionnel. Pour ce qui est du TURPE à pointe mobile, il fait l'objet d'un assez large consensus en HTA mais est plus discuté en BT où d'aucuns, adoptant une approche essentiellement économique, considèrent qu'il n'aurait pas de valeur réseau. Sa valeur en termes de politique énergétique ne justifierait-elle pas pour autant sa mise en œuvre, l'une de ses conditions d'efficacité étant qu'il soit localisé ? Si cet objectif n'est pas atteignable à court terme, comment s'en rapprocher ?

Il nous semble nécessaire d'engager des consultations pour avancer progressivement sur ce sujet.

Ajoutons que la loi de transition énergétique offre un outil puissant d'incitation en autorisant le signal tarifaire à s'écarter, de manière proportionnée à l'objectif de maîtrise des pointes, de la stricte couverture des coûts de réseau qu'un consommateur engendre. Reste à déterminer une juste latitude, qui ne nuise pas au principe d'équité entre les consommateurs. Dans le même temps, comment envoyer des signaux suffisamment forts pour que les clients adaptent leur consommation en conséquence ?

Les signaux du tarif de réseau doivent aussi mieux prendre en compte les nouveaux usages que sont l'autoproduction, l'effacement, le stockage ou les véhicules électriques, qui témoignent d'une diversification des profils des consommateurs et des attentes vis-à-vis du réseau.

Au total, il s'agit d'entériner le nouveau rôle assigné aux gestionnaires de réseaux de distribution pour accompagner la transition énergétique. La fonction de facilitateurs de marché qu'ils sont conduits à endosser fait l'objet d'une prise de conscience au

plan européen.

Une question mérite d'être davantage approfondie, celle de la temporalité. Les réseaux se caractérisent par des durées d'investissement extrêmement étendues, tout comme les processus tarifaires s'étendent dans le long terme. Le nouveau TURPE nous portera au-delà de 2020, dans un monde où les objectifs de transition énergétique auront déjà largement transformé le système électrique. Comment le tarif de réseau peut-il anticiper ces changements et s'y adapter agilement, de sorte qu'il accompagne et stimule la transition plutôt qu'il ne rattrape les évolutions en cours ? L'exercice est délicat mais indispensable à la pertinence du dispositif, au bon fonctionnement du système électrique et à l'atteinte des objectifs de transition énergétique.

Débat

Réaction d'un fournisseur (EDF)

Pour un fournisseur, la question clé réside dans le correct reflet des coûts en niveau et en structure, base ferme et prévisible permettant de travailler dans la durée, de concevoir de nouvelles offres et de faciliter une concurrence qui s'inscrive dans l'intérêt général. Ceci vaut en particulier pour l'insertion d'une production décentralisée autoconsommée dans le système, ou encore pour la qualité des incitations à moduler la consommation. Il en va de la structure des tarifs de réseau certes, mais aussi de la structure du tarif de la fourniture et de leur cohérence (s'agissant notamment de tarifs réglementés de vente). La question du niveau tarifaire ne doit pas être négligée, dans l'optique d'une boucle de cohérence entre investissement et tarification. Par ailleurs, le signal tarifaire doit être tout à la fois pertinent d'un point de vue économique et praticable. Cette double injonction fait naître des questions centrales, et explique la grande diversité des systèmes tarifaires.

Les études disponibles et l'analyse de la structure de coût des clients en basse tension laissent penser qu'il convient d'inverser la répartition entre la part abonnement et la part énergie, selon des modalités restant à déterminer. Sur la question de la pointe mobile, il semble nécessaire d'explorer plus avant la valeur que ce signal représenterait ou non pour le réseau. Quant à la différenciation été/hiver, qui contribue à un meilleur reflet des coûts, elle constituera un signal lisible pour les consommateurs équipés de Linky. Toutefois, si la solution facultative était choisie, il faudrait être attentif aux problèmes de sélection adverse qu'elle pourrait engendrer - sans compter le manque d'équité entre les consommateurs équipés ou non de Linky. Il conviendrait plutôt d'envisager un basculement lorsque tous les usagers en seront dotés, dans le cadre d'un déploiement progressif mais obligatoire.

Le débat injection vs. soutirage

Dans le débat sur la répartition entre l'injection et le soutirage, la solution privilégiée jusqu'à présent a consisté à ne pas charger l'injection au motif que, dans un marché parfait, les producteurs le répercuteraient sur les consommateurs. Or le marché de l'électricité est tout sauf parfait, caractérisé par un petit nombre d'acteurs et par une intervention de la puissance publique en matière de renouvelable qui en fausse le fonctionnement. Dès lors, ne faut-il pas se raccrocher à la théorie économique traditionnelle, en particulier au regard du surplus (des consommateurs comme des producteurs) pour analyser la part respective que devraient supporter les premiers et les seconds ?

Dominique Jamme

Faut-il retenir l'hypothèse que le marché étant imparfait, les producteurs ne peuvent pas répercuter sur les consommateurs les éventuelles charges d'injection qui pèseraient sur eux ? Si vraiment nous allions dans cette direction, le risque serait que les producteurs finissent par quitter le marché. Ce n'est guère souhaitable au vu des

problèmes de capacités qu'encourent la France et l'Europe.

Virginie Schwarz

L'intégration européenne redistribue les cartes dans le débat entre injection et soutirage. En matière de répartition entre le producteur et le consommateur, si l'un et l'autre se trouvent sur le même système électrique fermé national, l'on peut considérer que les coûts se déplacent sans que cela occasionne de véritable changement. Dès lors que les frontières sont ouvertes, que des interconnexions sont mises en place et que les coûts sont répartis entre des acteurs français et étrangers, l'équation change de nature, et la question mérite un nouveau traitement.

Charles Verhaeghe

L'intégration européenne peut poser problème au regard de la mise en place d'un timbre d'injection, mais d'autres voies sont possibles, notamment en jouant sur un tarif d'injection à la puissance. Lorsqu'on parle de différenciation géographique en particulier, l'on peut envoyer des signaux favorables à un accompagnement de la transition énergétique et utiles au système énergétique.

La péréquation tarifaire

Alors que l'appréhension de la structure tarifaire, les systèmes de comptage et les signaux envoyés aux consommateurs gagnent en raffinement, une rationalité locale ne se substitue-t-elle pas à la rationalité nationale du monde ancien ? Ceci ne nécessite-t-il pas de remettre en cause le dogme de la péréquation tarifaire ?

Dominique Jamme

Nous voyons indéniablement se développer un certain nombre d'optimisations et de flexibilités locales, avec parfois des incitations à se regrouper dans des formes de réseaux privés. Ces phénomènes justifient-ils pour autant de remettre en cause un système de péréquation qui présente un immense mérite en termes de redistribution, de justice sociale et de simplicité ? Ce n'est pas en ce sens que nous orientons nos réflexions.

Virginie Schwarz

Le Gouvernement a réaffirmé son attachement au principe de péréquation tarifaire, dans ce qu'il porte d'équité et de justice sociale. Ainsi, il n'y a pas lieu de discriminer les consommateurs au motif qu'ils habitent une zone rurale ou un territoire d'outre-mer. Pour autant, il n'est pas exclu de tenir compte de différences de situations. Depuis plusieurs années est admise l'idée qu'un producteur d'énergie renouvelable se raccordant au réseau doive payer un coût différent selon les régions. Dès lors qu'il a le choix de se localiser ici ou là, il génère des coûts différents pour le réseau dont il doit s'acquitter. Tout en respectant un principe d'équité, il existe une marge pour réfléchir à la prise en compte d'éléments locaux, notamment quand ils sont favorables aux consommateurs. Cette tendance devrait se développer, sans aller jusqu'à une tarification nodale.

La Suède, un modèle ?

Le modèle suédois semble être celui qui applique le plus largement les principes de la théorie économique. Si tel est le cas, la France pourrait-elle s'inspirer de ses bonnes pratiques ?

Charles Verhaeghe

Le modèle qui s'approche le plus de la théorie économique est celui du Royaume-Uni. En Suède, chaque GRD applique sa propre méthode. Le régulateur national traite uniquement des questions de niveau et d'incitation. Il est donc difficile d'affirmer que le modèle suédois est la meilleure pratique économique.

De manière générale, les gestionnaires de réseaux appliquent une logique de reflet des coûts, considérant que ceux-ci sont en majeure partie fixes. Il y a une quinzaine d'années, la Suède s'est intéressée à la mise en place de modèles de réseaux de référence, non pas pour construire une structure tarifaire visant à donner des incitations aux consommateurs ou aux utilisateurs de réseaux, comme en Espagne, mais pour lancer des incitations sur le niveau de revenu des gestionnaires de réseau, en les *benchmarkant* afin de les pénaliser ou de les favoriser en fonction de leurs résultats. L'expérience a prouvé que cette méthode était trop sujette à aléas. La Suède l'a abandonnée aux alentours des années 2005-2009.

Le Président Marcel Boiteux

Il faut se garder de confondre les charges fixes et les coûts fixes. Dans les faits, un client est entièrement responsable de son branchement. Il est adossé à un réseau semi-collectif dans lequel la puissance qu'il appelle est en partie responsable de la puissance du tronçon de réseau servant les quelques utilisateurs alentour. Au-delà, la puissance n'entre plus en jeu. Ainsi, la prime fixe n'est pas destinée à acquitter les charges fixes, mais à payer la partie du réseau la plus proche, dont le client est responsable. Par conséquent, la question des charges fixes et des charges proportionnelles est liée au réseau, et aucunement à la notion de charges fixes et de coûts proportionnels.

La rémunération du transit

Le foisonnement de l'éolien est maximal avec des productions non corrélées (de type Espagne-Allemagne, Espagne-Irlande ou Irlande-Danemark). Du point de vue de la France, ces flux apparaissent comme des flux de transit. Peut-on toujours s'abstraire d'une réflexion sur la rémunération de ce dernier ?

Vincent Thouvenin

A un horizon temporel assez court, les différences de mix de production entre la France et l'Allemagne ou l'Espagne conduisent à des écarts de prix de marché nationaux assez importants, et génèrent par conséquent des recettes d'interconnexion sur les infrastructures existantes. Ces recettes doivent normalement être utilisées pour développer de nouveaux investissements dans l'interconnexion. Pour l'heure, à la

maille annuelle, elles sont introduites en restitution dans le tarif d'acheminement. A plus long terme se pose la question du bon niveau du tarif d'injection, qui ne peut être abordée qu'à l'échelle européenne.

Dominique Jamme

Les transits ne sont pas gratuits mais facturés via les enchères d'interconnexion. L'équation est globalement très favorable aux consommateurs français. Ainsi, depuis dix ou quinze ans, les recettes annuelles des interconnexions sont bien supérieures aux coûts qu'il a fallu engager pour développer ces dernières. Elles viennent soit financer l'investissement, soit en déduction du tarif.

Conclusion

Dominique Finon
CEEM, Centre international de recherche sur l'environnement et le développement (CIRED)

La mutation des systèmes électriques est rendue nécessaire par la pénétration hors marché des énergies renouvelables intermittentes, qui impacte notamment les réseaux de distribution. Ceci se double d'un besoin plus marqué de produits d'équilibrage ou encore d'intégration des marchés entre les systèmes. Il ne semble pas que le document de consultation de la CRE sur le TURPE 5 comporte des éléments d'innovation susceptibles de soutenir cette mutation. De fait, concevoir une tarification évolutive dans un système en transformation n'a rien d'évident - d'autant qu'il faut s'efforcer dans le même temps d'assurer une lisibilité et une relative stabilité des tarifs.

Dans quelle mesure l'émergence de réseaux de distribution actifs entre-t-elle en contradiction avec les principes de péréquation tarifaire et de non-discrimination ? Des différenciations territoriales plus poussées, notamment en distribution, pourraient inciter au développement de réseaux actifs, de smart grids notamment. Il y a là matière à investir et à innover. La loi de transition énergétique permet aussi à des acteurs indépendants de pousser plus avant l'offre de services de flexibilité. Pourquoi ne reviendrait-il pas aussi à ERDF d'y procéder ? Cela requerrait une rentabilité d'investissement supplémentaire, au titre de l'innovation. Par ailleurs, il paraît essentiel de clarifier les rapports entre les gestionnaires des réseaux de distribution et de transport, dans l'optique d'une gouvernance locale. Enfin, si l'organisation d'ERDF adoptait un maillage plus territorial, peut-être cet acteur pourrait-il contribuer à stimuler davantage le développement des *smart grids*.

Eric Brousseau
Directeur scientifique de la Chaire Gouvernance et Régulation

Nos échanges ont utilement rappelé qu'il n'existait ni neutralité ni objectivité des tarifs. Cela est d'autant plus vrai que les méthodes utilisées pour calculer les coûts manquent résolument de transparence. En réalité, la construction des tarifs, comme celle des marchés en général, résulte avant tout de choix politiques. Comme l'ont rappelé notamment Fabien Roques et Anna Creti, toute formule de tarification dépend des hypothèses à partir desquelles elle est construite. Ces dernières reflètent à la fois les spécificités et les priorités nationales (par exemple en termes d'énergie mix) et c'est bien la raison pour laquelle les tarifs peuvent diverger d'un pays à l'autre et évoluer dans le temps.

Compte tenu des transformations multidimensionnelles et rapides qui marquent la période – touchant aussi bien aux méthodes de production de l'énergie qu'aux structures des marché ou encore aux modèles de consommation – l'enjeu est de gérer de façon dynamique l'évolution du système électrique tout entier, et non pas d'optimiser

uniquement certaines de ses composantes. En d'autres termes, la tarification du réseau n'est pas qu'une question d'optimisation de ce dernier. Il s'agit d'envoyer les bons signaux à l'ensemble des parties prenantes, y compris les utilisateurs, pour gérer les transitions en cours. Or, toute évolution tarifaire entraîne une modification de la répartition entre les parties prenantes. Aussi faut-il s'assurer que les évolutions soient acceptables aussi bien économiquement que politiquement ou encore socialement. A cela s'ajoute une grande complexité technique d'implémentation.

Ces problèmes sont d'autant plus complexes qu'une forte incertitude prévaut quant aux évolutions à venir. Cela rend indispensable l'organisation d'un débat permanent pour expliciter les contraintes de chacune des parties prenantes, leurs évolutions, les coûts induits, ainsi que la manière de les répartir. Il s'agit aussi d'explorer les voies alternatives pour s'adapter mutuellement au nouveau contexte et gérer les évolutions requises dans les scénarios finalement retenus.

Il convient de souligner, par ailleurs, l'évolution potentielle du rôle des distributeurs et des transporteurs, qui se rapproche de celui d'intermédiaires commerciaux. Il n'est pas exclu d'envisager que demain, les fonctions assurées par les intermédiaires entre l'offre et la demande d'énergie électrique seront dissociées – par exemple selon une logique distinguant le matching, l'acheminement, la gestion de la qualité d'approvisionnement, l'équilibre du marché –, et tarifées isolément les unes des autres. Il s'agira alors de savoir comment peut se réorganiser un système optimal (et fiable) dans ce nouveau contexte, et comment réguler les organisateurs de marché.

Enfin, le numérique pourrait permettre de développer des instruments tarifaires tout à la fois complexes – bien au-delà d'un système à 4 index – et acceptables par les consommateurs. Ceci suppose, bien évidemment, des technologies qui permettent à ces derniers d'optimiser automatiquement leur consommation (et, le cas échéant, leur capacité à stocker et restituer ou à produire). Il serait dommage de brider l'innovation dans ce domaine, au motif d'une prétendue réticence des utilisateurs.

Chaire Gouvernance et Régulation
Fondation Paris-Dauphine
Place du Maréchal de Lattre de Tassigny - 75116 Paris (France)
http://chairgovreg.fondation-dauphine.fr