

Le TURPE sera-t-il un levier pour développer les *Smart Grids* en France ?




E-CUBE Strategy Consultants est un cabinet de conseil de Direction Générale exclusivement dédié aux enjeux énergétiques et environnementaux. Nous combinons les atouts de proximité, réactivité et flexibilité d'une petite équipe avec le plus haut niveau d'excellence et d'expérience d'une équipe internationale


Nos trois domaines d'expertise :


- **Energie** : accompagner les énergéticiens (électriciens et gaziers, compagnies pétrolières, acteurs des filières Energies Renouvelables) dans l'anticipation et la prise en compte de l'évolution de leur environnement marché, réglementaire, concurrentiel et technologique
- **Eco-stratégie** : accompagner les acteurs privés et publics dans la réévaluation de leur stratégie afin d'intégrer les enjeux et les opportunités d'une "nouvelle donne" environnementale
- **Eco-entreprises** : accompagner à chaque étape de leur développement les entreprises qui élaborent les technologies, les produits et les services contribuant à un monde plus respectueux de l'environnement


E-CUBE Strategy Consultants accompagne ses clients sur des problématiques globales à partir de ses bureaux à Paris (Siège) et Munich, et de ses bureaux de représentation à Chennai et Hong Kong.


Pour plus d'informations, veuillez visiter www.e-cube.com

FRANCE (Paris)

350, rue saint-Honoré
75001 PARIS

CHINE (Hong Kong)*

Unit 1305, Tower II, Metroplaza,
23 Hing Fong Road, Kwai Fong,
N.T.Hong Kong

SUISSE (Lausanne)*

20, rue du docteur César Roux
1005 Lausanne VD

ALLEMAGNE (Munich)#

bozem | consulting associates | munich
Kunstmänn Straße 5
80997 München

INDE (Chennai)*

Plot 64, 2nd link street, Nehru Nagar,
O.M.Road, Thiruvanmiyur, Chennai –
600 041

: partenaires locaux

* : bureaux de représentation

Le TURPE sera-t-il un levier pour développer les *Smart Grids* en France ?

La CRE (Commission de Régulation de L'Energie) a engagé depuis un an un travail de consultation sur l'évolution planifiée du TURPE (le Tarif d'Accès au Réseau Public d'Electricité) vers sa quatrième version. Les conclusions de ce travail devraient être connues début 2013, pour une mise en place du nouveau tarif mi-2013. Ce tarif sera appliqué pour une durée de quatre ans, avant d'être suivi par une nouvelle évolution en 2017.

Le TURPE finance pour ~13 Mds€ les réseaux de transport (RTE) et de distribution (ERDF ou autres distributeurs locaux). Il représente plus de 90% des revenus de RTE et d'ERDF¹.

Il répartit sur les consommateurs, et marginalement les producteurs (~1%), le poids de ce financement. Il représente ~30% de la facture globale des clients français. Il a, à ce titre, un impact sur la compétitivité de l'industrie française, et en particulier sur celle des électro-intensifs, mais aussi sur le pouvoir d'achat des ménages.

Le TURPE a ainsi deux fonctions principales :

- Rémunérer les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution. L'annulation du TURPE 3 par le Conseil d'Etat au motif d'une méthode de calcul des CPMC² non conforme à la situation comptable d'ERDF montre la difficulté de l'exercice
- Servir de signal tarifaire aux producteurs et aux consommateurs. Là encore, le signal actuel qui vise à refléter les coûts du réseau pourrait être contesté :
 - Pour un consommateur du réseau de distribution, le TURPE actuel reflète avant tout les signaux des coûts de production à une échelle nationale, alors même que la structure de coût de la distribution est largement indépendante des coûts de production.
 - Les producteurs, eux, ne reçoivent aucun signal coût. Il n'y a en effet pas de tarif injection sur le réseau de

distribution et il est très faible sur le réseau de transport. Tous les coûts réseaux sont supportés par les consommateurs. Le TURPE ne se donne donc pas la possibilité d'orienter les comportements des producteurs dans le sens d'une efficacité économique maximale.

Au-delà des améliorations indispensables discutées actuellement, le TURPE pourrait également constituer un levier pour développer les *Smart Grids* en France en jouant sur ces deux fonctions :

- Les règles de calcul du niveau global du TURPE, c'est-à-dire la rémunération d'ERDF et de RTE, peuvent être adaptées pour inciter les opérateurs réseaux à déployer des réseaux intelligents : rémunération spéciale des investissements *Smart Grids* car fondés sur des technologies et des modèles d'affaires plus risqués que les investissements classiques, prise en compte de la R&D hors coûts d'exploitation maîtrisables (et donc à réduire), ou encore allongement de la durée de régulation ... Ces réflexions ne seront pas détaillées davantage dans le reste du document. L'analyse porte en effet essentiellement sur les évolutions relatives à la seconde fonction, le signal tarifaire
- Le signal tarifaire transmis par le TURPE aux consommateurs et producteurs peut être amplifié et orienté afin d'accélérer le développement des réseaux intelligents sur leur volet « utilisateurs du réseau » : effacements, autoconsommation, charge intelligente des véhicules électriques, production distribuée, stockage distribué, micro-réseaux ...

Le TURPE est un signal tarifaire soumis à des contraintes

Dans un contexte d'évolution du système électrique, la question de l'adéquation du signal

1. Ces revenus sont entre autres complétés par la facturation des interconnexions pour RTE et des raccordements pour ERDF.

2. Coût Moyen Pondéré du Capital

tarifaire TURPE avec les coûts réels des réseaux se pose. Une bonne adéquation pourrait permettre d'accélérer et d'aiguiller le développement des réseaux intelligents vers un schéma minimisant les coûts réseaux.

C'est en particulier vrai pour le réseau de distribution pour lequel le TURPE constitue, avec la facturation du raccordement, le seul signal coût sensible de ses utilisateurs (pour le réseau de transport, les consommateurs et producteurs disposent d'autres signaux : les services système, le marché d'ajustement, les appels d'offres effacement notamment).

Le TURPE dérive des équilibres économiques historiques des réseaux de distribution et de transport antérieurs à la libéralisation du marché. Les mises à jour successives, se concentrant sur l'actualisation des paramètres financiers, n'ont pas induit de rupture avec cette base.

Cette continuité de méthode s'explique par la complexité à revoir les tarifs dans un environnement contraint. Le TURPE doit respecter les principes de la péréquation tarifaire, s'inscrire dans les possibilités techniques des dispositifs de comptage actuels et évoluer en cohérence avec des tarifs régulés de l'électricité dont il représente 45% du montant pour un client résidentiel. La loi NOME prévoit en effet qu'au 31 décembre 2015 au plus tard, les tarifs régulés soient construits par addition des coûts de leurs composantes énergie et acheminement : une convergence doit donc être organisée à cet horizon, ce qui pèse sur les marges de modification du TURPE.

Le TURPE sera-t-il un levier pour développer les Smart Grids ?

Soumis à ces contraintes, la forme du TURPE actuel n'est pas adaptée aux développements des *smart grids*.

Plusieurs pistes d'évolution peuvent être envisagées pour améliorer l'adéquation du TURPE aux coûts réseaux réels et introduire une « préférence » *smart grids* :

- Hausse de la part puissance pour mieux retranscrire la structure de coût fixe du réseau ;

- Pour la part énergie, introduction de signaux locaux d'effacement et participation du distributeur aux décisions d'envoi de signaux EJP ;
- Introduction sur le réseau de distribution d'un tarif d'injection, positif ou négatif ;
- Mécanisme de localisation des gains réseaux d'un programme de production d'énergie distribuée ;
- Réduction du TURPE soutirage pour les systèmes de stockage.

Toutes ces évolutions sont à envisager au regard de la maturité du développement des *Smart Grids*. Certaines solutions comme l'effacement ou la production distribuée relèvent d'un déploiement plus aligné sur le calendrier du TURPE 4 que le stockage ou les *micro-grids*. Mais même pour ces deux dernières solutions, les réflexions sur le TURPE et ses évolutions potentielles sont des signaux précieux pour des acteurs investissant sur ces technologies ou s'engageant dans des démonstrateurs. Ainsi que ce soit dans un souci d'anticipation ou de gestion court terme, positionner le TURPE comme un levier de développement des *smart grids* sera un signal et une opportunité forte pour les industriels français des réseaux intelligents, pour les exploitants d'énergie renouvelable, pour les opérateurs des réseaux de distribution et de transport et de manière générale pour les utilisateurs du système électrique.

Les consultations de la CRE et les réponses des différents acteurs du système électrique sur le TURPE 4 font échos à ces réflexions. Ils soulignent aussi les contraintes, rappelées plus haut, qui limitent la marge de manœuvre sur l'évolution du TURPE.

Cette consultation ouvre ainsi le débat, et pose les jalons d'un futur TURPE comme levier de développement des *smart grids* en France.

Pour un consommateur du réseau de distribution, le TURPE est un support aux signaux des coûts de production à une échelle nationale.

Premier axe de réflexion : hausse de la part puissance pour mieux retranscrire la structure de coût fixe du réseau

Le TURPE est composé d'une part fixe par client et par an (composante de gestion et de comptage), d'une part énergie €/kWh et d'une part souscription de puissance €/kW/an (les deux constituant la composante de soutirage). Sur cette composante soutirage, la part énergie représente la majorité du coût pour un client « moyen »² : entre 65% et 85% en fonction de son profil de consommation.

Le TURPE couvre les coûts liés aux pertes et aux réseaux (investissement, exploitation). Les pertes qui représentent 20% du montant total du TURPE sont bien fonction de l'énergie consommée. Les coûts réseaux ont eux une structure dépendant plutôt de la pointe locale de puissance et sont donc, en première approche, fixes par rapport à l'énergie consommée. Si le TURPE reflétait exactement la structure de coût du réseau, la part énergie devrait être proche de 20% c'est-à-dire bien inférieure à son montant actuel.

Prenons pour illustration le cas d'une résidence secondaire dans une zone touristique (*i.e.* occupée pendant la pointe). Avec le TURPE 3, sa facture sera significativement plus faible que celle de la résidence principale (-80%). Pourtant l'impact sur les coûts réseau est sensiblement le même dans les deux cas, la différence se limitant à une réduction des pertes (< 20% du montant total).

La construction actuelle des tarifs sur un schéma énergie s'explique par une vision du TURPE uniquement comme instrument de répartition des coûts du réseau de distribution entre les clients (et non comme un instrument dynamique d'optimisation de la structure de coûts, envoyant des signaux aux utilisateurs) ; il n'est alors pas incohérent que cette répartition entre clients soit réalisée sur la base de leur consommation plutôt que sur leur contribution réelle au dimensionnement du

réseau (la pointe de puissance) :

- Dans le *design* de marché actuel, le consommateur distribué est représenté par des profils de consommation : la répartition horo-saisonnière de sa consommation est donc fixée par ces profils. La consommation énergétique est alors bien homogène à la contribution réputée du client à la pointe de puissance. La concavité des tarifs réseaux (prise en compte d'une variable « durée d'utilisation ») reflète dans ce cadre la déformation des profils clients en fonction de leur taux d'utilisation de leur puissance souscrite.
- Les compteurs actuels n'offrant qu'un nombre limité d'index (un en général, six au mieux), il est donc impossible d'estimer précisément la contribution à la pointe par client.
- Certains investissements, tels que les investissements de qualité, ne sont pas entièrement déterminés par la pointe de puissance : à ce titre, une répartition sur une base énergie peut apparaître comme la plus adaptée.

Une analyse des tarifs d'acheminement en Europe confirme qu'une structure « énergie » n'est pas une exception et que le tarif en France se situe, en niveau, dans la moyenne des possibles – *illustrations 1 et 2*.

Cette approche, limitée à un rôle de répartition des coûts entre les clients, a cependant l'inconvénient de brouiller les signaux marginaux. Ce sont pourtant ces signaux qui peuvent optimiser les comportements de consommation vis-à-vis des coûts réseaux. C'est en particulier vrai pour les nouveaux modes de consommations liés aux *Smart Grids*.

Deux exemples l'illustrent : la notion de parité réseau pour le photovoltaïque et la charge intelligente des véhicules électriques.

- La « parité réseau » est un indicateur régulièrement utilisé pour mesurer la compétitivité de la filière photovoltaïque. Elle consiste à comparer le coût de production photovoltaïque distribuée par

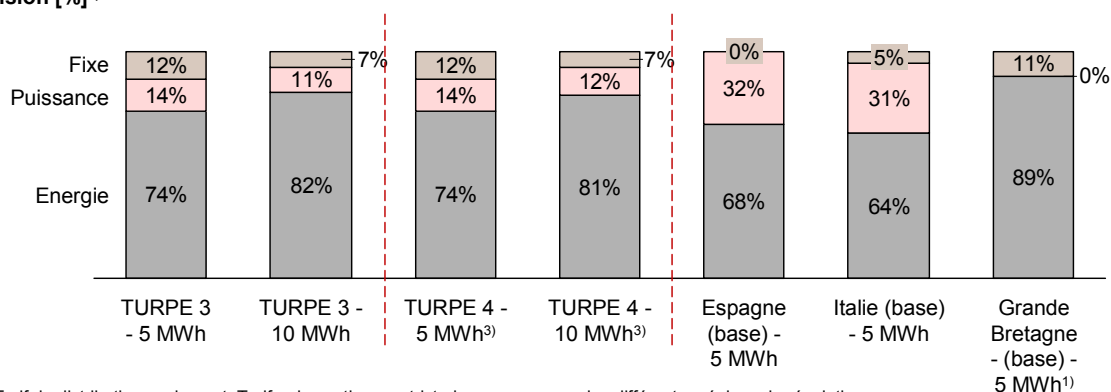
2. Client basse tension 6/9 kVA consommant entre 3 et 10 MWh

3. Client basse tension 9 kVA consommant 10 MWh (résidence principale) ou 2 MWh (résidence secondaire)

4. Un client utilisant 100% de sa puissance souscrite a une consommation forcément « plate »

Illustration 1 : Part énergie et puissance dans les tarifs d'acheminement (1/2)

Répartition entre part fixe, puissance et énergie, dans les tarifs d'acheminement domestique basse tension [%]²⁾



1) Tarif de distribution seulement, Tarif « domestic unrestricted », moyenne sur les différentes régions de régulation

2) Pour un client souscrivant 9 kW de puissance

3) Selon les annexes de la consultation CRE du 6 novembre 2012

Source: TURPE, CRE, Boletín oficial del Estado, Enel Distribuzione, Ofgem, Entsoe

rapport au coût de la consommation d'une production centralisée en incluant les coûts d'acheminement. Dans la situation d'autoconsommation de la production PV distribuée, le réseau d'acheminement est un secours, et les coûts payés au réseau sont réduits à la part fixe, soit 25% aujourd'hui. Cependant, le TURPE actuel ne reflète pas le coût de ce secours : en effet, même s'il n'est utilisé qu'en secours, le réseau ne voit probablement pas ses coûts réduire d'un facteur quatre. Un TURPE construit sur le coût marginal pour le réseau changerait significativement la cible de parité réseau.

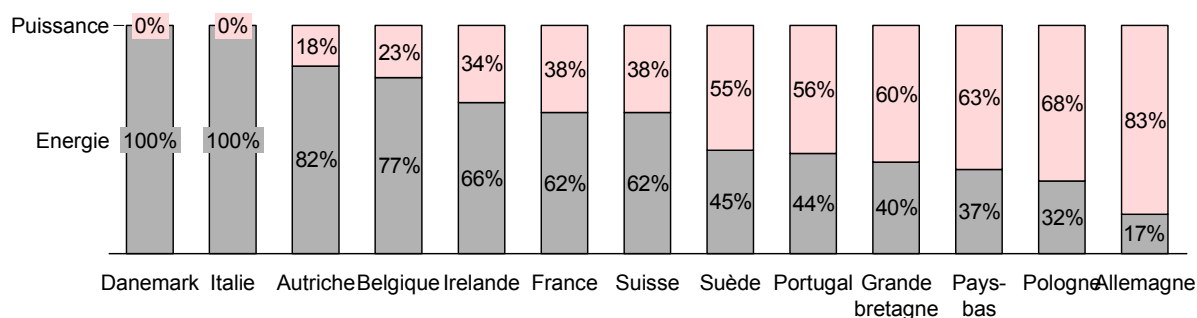
- La charge intelligente d'un véhicule électrique consiste à programmer la charge hors des pointes de consommation, c'est-à-dire la nuit. Pour le réseau, le coût marginal est alors nul. Là encore, une tarification marginale (un

TURPE construit sur les coûts marginaux) serait une incitation significative au pilotage de la charge afin de limiter l'impact sur le réseau. Dans cette optique, l'Espagne a introduit en 2011 un tarif *Supervalle* (heure très creuse) destiné spécifiquement aux véhicules électriques : ce tarif intègre une baisse de 50% du tarif d'acheminement par rapport aux heures creuses.

La question d'un renversement du raisonnement, au moins partiel, de la construction des tarifs se pose alors – *illustration 3*. Les signaux coûts efficaces constitueraient le socle des tarifs et imposeraient la levée des contraintes techniques actuelles. La justification économique du compteur intelligent⁵ en serait renforcée - il permet en effet d'affiner le signal tarifaire – donnant une perspective plus favorable à un projet qui constitue une

Illustration 2 : Part énergie et puissance dans les tarifs d'acheminement (2/2)

Répartition entre part puissance et énergie, dans les tarifs d'acheminement transport [%]¹⁾



1) Moyenne sur tous les clients

Source: Entsoe

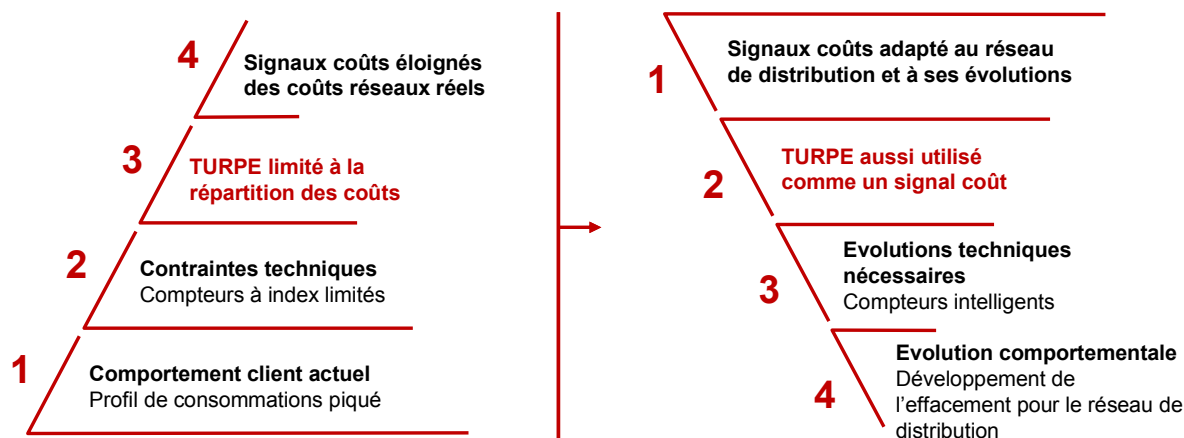
5. Le compteur intelligent permet de mieux évaluer la contribution à la pointe d'un client, mais aussi de mieux contrôler sa puissance souscrite

opportunité pour confirmer le rôle de *leader* de l'industrie française sur les réseaux intelligents (comptage intelligent, gestion d'une reconstitution des flux complexe, signaux coûts géolocalisés à la maille distribution).
A court terme, une réflexion pourrait être engagée sur l'équilibrage entre part énergie et

Ce signal est par ailleurs national, tout comme les marchés énergie (EEX, Epexspot), voire européen *via* les couplages de marché et les interconnexions physiques.

Si une fraction de la part énergie du TURPE relève directement des coûts de production (les

Illustration 3 : Passage d'un TURPE de « répartition des coûts » à un TURPE « signaux coûts »



Source: E-CUBE Strategy Consultants

part puissance, dans une optique de sensibilisation des clients aux enjeux de maîtrise de l'évolution de la pointe de consommation nationale et locale.

Deuxième axe de réflexion : introduction de signaux locaux d'effacement pour la part énergie, et participation du distributeur aux décisions d'envoi de signaux EJP

Le part énergie du TURPE suit la même structure que les tarifs réglementés, c'est à dire un schéma base ou un schéma horo-saisonnier reprenant par exemple la structure heures creuses / heures pleines⁶.

Cette tarification vise à retranscrire les variations de coût de production de l'énergie en fonction de la puissance appelée : en pointe, sont utilisés des actifs à coût marginal plus élevé, comme les turbines à gaz (coût marginal de production de l'ordre de 100 €/MWh contre 10 €/MWh pour la production nucléaire utilisée en base). En moyenne, un différentiel de l'ordre de 30% entre les prix des produits base et ceux pointe est constaté sur les marchés *futures* EEX.

pertes sur les réseaux que le distributeur doit acheter⁷), elle ne représente que ~30% de la part énergie du TURPE⁸.

Pour les 70% restants, deux questions se posent quant à la qualité d'un signal coût aligné sur celui de la production :

- La synchronisation entre pointes réseau et production ;
- La pertinence de la dimension nationale pour le réseau de distribution.

Pour le premier point, les analyses d'ERDF et du RTE montrent que la corrélation temporelle entre problématique réseau et pointe de production nationale n'est pas parfaite. Sur les 400 heures de pointe nationale de type EJP, seules la moitié correspondent à une pointe au niveau des postes sources⁹.

Autre illustration : si le froid augmente la consommation des clients thermosensibles et donc les coûts de production, il améliore en revanche l'efficacité physique (conductance) des réseaux de distribution.

Pour le deuxième point, la dimension nationale du signal conduit à une image lissée de coûts présentant en réalité une forte discontinuité

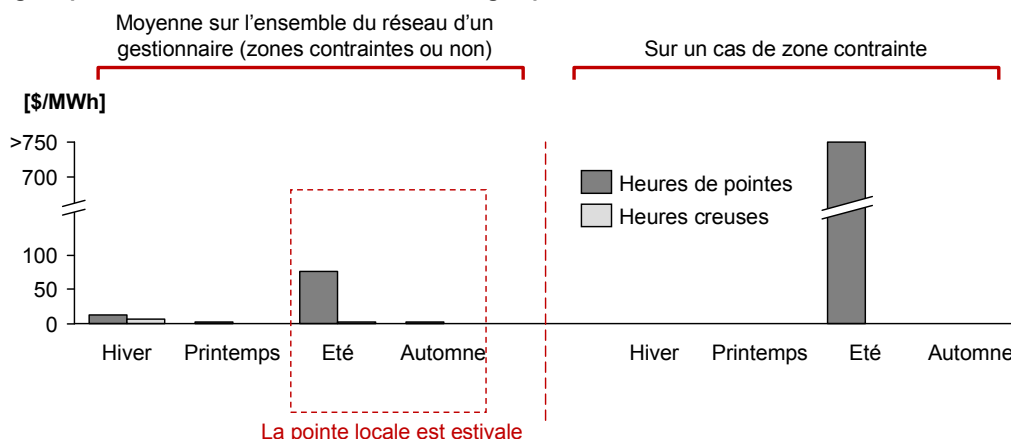
6. Base : Prix fixe durant l'année – Horo-saisonnier : Prix variant selon 2, 5 ou 8 index horo-saisonniers

7. La possibilité pour les distributeurs d'acheter les pertes à l'ARENH réduit d'autant plus le lien avec les coûts de production marchés

8. Les pertes représentent ~20% du total du TURPE et ~30% de la part énergie du TURPE

9. Un poste source est un poste de transformation entre la haute tension (90, 225 kV) et la moyenne tension (20 kV). Il existe 2200 postes sources en France

Coût marginal pour le réseau d'une consommation énergétique¹⁾



1) Modélisation réalisée sur des réseaux distributions nord américains en 2000 (ex : PG&E)
Source: IEEE, Pacific Energy Associates, Gestionnaires de réseau de distribution nord américains (ex : PG&E)

géographique.

L'échelle du réseau de distribution est infra-départementale : 2200 postes sources (points d'entrée) alimentent des départs de lignes desservant de l'ordre du millier de clients. Dans un départ non contraint, le coût marginal d'une consommation énergétique est nul. Mais dans un départ contraint, il peut être très élevé

pendant la pointe de consommation locale. Moyenner le coût marginal énergie à l'échelle nationale réduit l'incitation des clients d'une zone contrainte à moduler leur consommation pour soulager le réseau – voir illustration 4.

L'adaptation des signaux coûts intégrés au TURPE à la réalité locale et discontinue des coûts réseaux permettrait de prendre en compte la problématique distribution dans l'activation d'effacements diffus.

Cela pourrait passer par l'introduction de signaux d'effacement localisés géographiquement et programmés selon les contraintes du réseau de distribution, sur un schéma semblable aux signaux heures creuses / heures pleines qui sont déjà contrôlés par le distributeur.

Ces signaux pourraient être compatibles avec la péréquation tarifaire : les principes de ces signaux seraient établis sur une base nationale ; tous les clients ayant un profil de consommation inchangé, c'est-à-dire ne s'effaçant pas, payeront le même tarif. Les exemples de l'EJP, un tarif à effacement régionalisé, ou le programme d'effacement engagé par RTE en Bretagne, montrent de plus que l'effacement localisé est d'ores et déjà une réalité.

Le distributeur pourrait jouer dans un premier temps un rôle beaucoup plus significatif dans l'activation des signaux d'effacement EJP. La technique actuelle d'envoi du signal EJP, réalisée par un système de télécommande musicale au niveau du poste source, permet de contrôler à une maille géographique fine ces effacements. Enfin, l'implication du distributeur dans le contrôle des EJP pourrait améliorer

Impact de l'utilisation du réseau sur ses coûts

Les investissements directement liés au renforcement représentent un peu moins de 10% des investissements d'ERDF (~200 M€ en 2010).

Tous les coûts du réseau de distribution ne sont pas directement liés au renforcement. Mais seule une minorité (tels ceux relevant des composantes de gestion ou de comptage) ne dépendent pas du tout de l'utilisation du réseau (~15% du TURPE distribution).

La majorité des autres coûts, qu'ils soient des coûts d'exploitation ou des investissements, sont impactés par le dimensionnement à la pointe du réseau. Par exemple, les investissements liés au raccordement clients (800 M€ en 2010) dépendent de la saturation des installations existantes, et les investissements liés aux obligations réglementaires (dont le PCB – 140 M€ en 2010) dépendent là encore du dimensionnement des transformateurs.

L'autre composante majeure du TURPE distribution, la composante de soutirage¹⁰ (~85% du TURPE distribution), est ainsi construite pour refléter l'impact de l'utilisation du réseau sur ses coûts.

10. Y sont inclus les composantes liées comme celles de dépassement ou d'énergie réactive

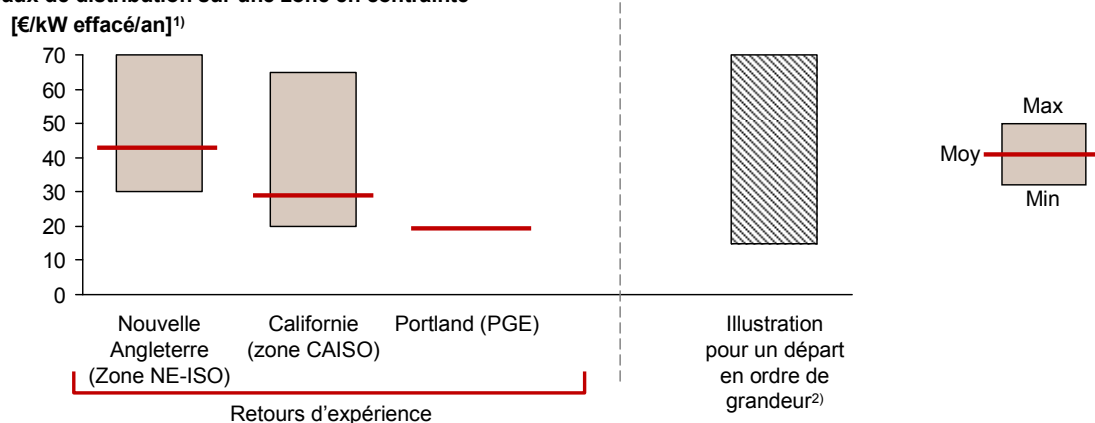
l'économie de ces tarifs à effacement en intégrant une autre source de revenus que celle offerte par les marchés purs-énergie.

A court terme, seules les zones actuellement contraintes présenteront une valeur d'effacement¹¹. Mais sur ces zones tendues, cette valeur pourrait être un élément de premier ordre dans le développement de l'effacement diffus, avec des niveaux pouvant localement dépasser 50 €/kW/an – *illustration 5*.

A moyen terme, ce mécanisme sera généralisé par un engagement cumulatif de capacités d'effacement ; de nouvelles contraintes seront résolues par l'effacement, au fur et à mesure de leur apparition et à un prix d'effacement croissant en moyenne (les ressources d'effacement sont engagées par ordre de mérite économique décroissant), jusqu'à atteindre le point neutre entre coût de l'effacement et coût d'un investissement de capacité.

Illustration 5 : Valeur de report d'investissement dans les réseaux de distribution

Valeur d'un effacement ou d'une réduction de consommation en termes de report d'investissement dans les réseaux de distribution sur une zone en contrainte



1) Taux de change de 1,3\$/€

2) Illustration pour un départ saturé à 10 MW nécessitant d'être renforcé par un deuxième départ pour 800 k€. Maximum : 5% d'effacement permet de reporter l'investissement d'une année, Minimum : 20% d'effacement permet de reporter l'investissement d'une année. Taux d'actualisation : 4,5%
Source: RAP Energy Solutions, Gestionnaires de réseau de distribution nord américains (ex : PG&E)

Pour les producteurs, le potentiel signal coût n'est pas exploité.

Troisième axe de réflexion : introduction d'un tarif d'injection, positif ou négatif, sur le réseau de distribution

L'introduction de production d'énergie distribuée pourrait générer des coûts réseaux de plusieurs centaines de million d'euros à horizon 2020 : dans la consultation TURPE, la CRE présente une analyse estimant le montant des renforcements nécessaires à 402 M€ pour 6 GWc de photovoltaïque à horizon 2020 (1284 M€ pour 18 GWc en 2020). ERDF estime lui que ce montant pourrait atteindre 700 M€ pour 6 GWc en 2020 (5300 M€ pour 18 GWc en 2020).

Une localisation optimisée sur le réseau de distribution des nouvelles installations de production distribuée pourraient permettre de

réduire ces coûts.

Il existe déjà un signal coût réseau véhiculé par les frais de raccordement d'une installation. Il peut d'ailleurs être très significatif, puisqu'il transfère au porteur du projet photovoltaïque jusqu'à 100% des coûts de renforcement du réseau en amont de son système. Ces coûts peuvent dépasser 300 €/kWc soit plus de 10% du coût total d'une installation.

Ce signal est cependant brouillé pour les installations en dessous de 18 kWc, c'est-à-dire 22 % du photovoltaïque déployé sur les réseaux de distribution à mi-2012. En effet, pour ces installations, seuls les investissements basse tension sont transférés au client, les investissements moyenne tension sont pris en charge à 100% par le gestionnaire de réseau – *illustration 6*.

11. Les investissements directement liés au renforcement représentent un peu moins de 10% des investissements d'ERDF (~200 M€ en 2010). Cela correspond en nombre de départs à une contrainte sur plus d'une centaine de cas soit environ 1% du réseau (ERDF estime la construction d'un nouveau départ à 800 k€)

Illustration 6 : Prise en charge du raccordement par le producteur photovoltaïque¹²

	BT ¹⁾ < 6 kW en monophasé ET Distance poste < 250 m	BT <18 kVA en triphasé ET Distance poste < 250 m	Autres BT < 36 kVA	BT > 36 kVA (câd < 250 kVA)	Moyenne tension (HTA)
Branchement BT	100%	100%	100%	100%	100%
Renforcement réseau BT	100%	100%	100%	100%	100%
Renforcement poste HTA/BT	0%	0%	100%	100%	100%
Renforcement réseau HTA	0%	0%	100%	100%	100%
Création de poste source	0%	0%	0%	0%	100%
Renforcement haute tension (HTB)	0%	0%	0%	0%	100%
Puissance installée mi-2012 [%]	17%	5%	7%	21%	50%

1) Basse Tension
Source: ERDF, CRE

Un tarif d'injection réseau, positif ou négatif, pourrait permettre de compléter cette incitation de positionnement par rapport au réseau de distribution. S'il était efficace, un tel signal permettrait de réduire les coûts réseaux liés au déploiement des productions distribuées sans pour autant handicaper leur déploiement : comme les autres coûts ou revenus, il pourrait être pris en compte dans la calibration des tarifs ou des appels d'offres.

Quatrième axe de réflexion : introduction d'un mécanisme de localisation des gains réseaux d'un programme de production d'énergie distribuée

Les deux dernières années ont vu la montée en puissance des territoires sur les sujets énergétiques. La démarche entreprise par la région Nord-Pas de Calais avec l'économiste Jeremy Rifkin témoigne de cette dynamique. Pour les porteurs de projets, elle se traduit par

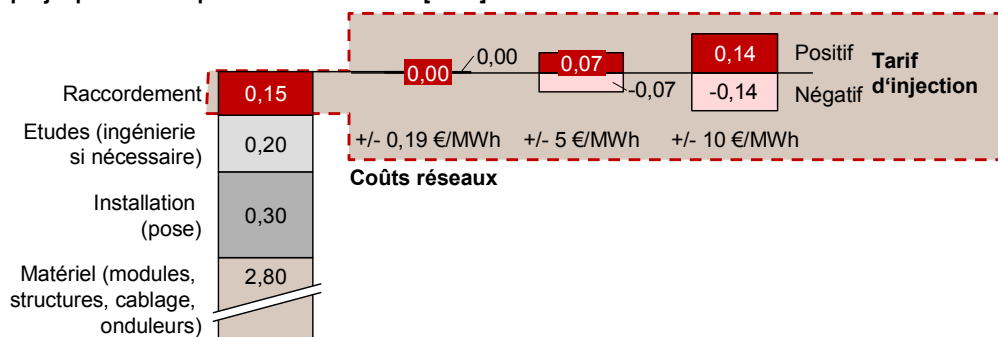
une volonté de localisation, à la maille du territoire concerné, des bénéfices d'un investissement dans des énergies distribuées. Plusieurs composantes peuvent déjà être captées à la maille locale : la valeur énergie au travers des tarifs, la valeur image au travers des garanties d'origine, ou la valeur sociale avec les retombées économiques locales (emploi, activité, fiscalité).

Mais pour la valeur réseau ce n'est pas possible : le TURPE soutirage ne varie pas en fonction de la distance entre consommateur et producteur.

En considérant les tarifs actuels, ces gains d'autoconsommation sont non-négligeables pour le producteur/consommateur. Ils sont équivalents à une augmentation des revenus d'une installation de 250 kW au tarif d'achat pouvant aller jusqu'à 32 %¹³. Cette valeur pourrait être captée par le producteur, ou les consommateurs locaux en partie ou en totalité (sous réserve de ne pas souscrire un service de secours de puissance au réseau de distribution

Illustration 7 : Poids des coûts réseaux dans un modèle photovoltaïque

Coût d'un projet photovoltaïque à l'investissement [€/Wc]¹⁾



1) Projet « moyen » 36 kVA - Hors coûts de financement, assurance et coûts de maintenance – les annuités d'injections sont ramenées à l'année 1 avec un taux d'actualisation de 8 % - Analyse pour 1200 heures de fonctionnement et 25 ans de durée de vie
Source: Ademe, SER, Ernst & Young, Analyses E-CUBE Strategy Consultants

12. A date, les consultations engagées par la CRE en octobre 2012 sur le raccordement pourraient faire évoluer cette situation
13. TURPE BT < 36 kVA : 34,5 €/MWh pour 108 €/MWh de tarif pour ce type d'installation

– cf supra).

Toutefois, si la consommation au sein d'un réseau privé pouvait permettre de capter les gains de l'autoconsommation, le bénéfice du différentiel entre tarifs d'achat (*feed-in tariffs* photovoltaïque) et tarifs régulés (tarifs bleus) serait perdu : le bilan n'est aujourd'hui pas favorable à l'autoconsommation.

En Allemagne, en revanche, le développement de tarifs d'autoconsommation a permis d'apporter une réponse à ce problème : il est financièrement plus intéressant de consommer l'énergie photovoltaïque au sein du réseau local privé plutôt que de la vendre au tarif d'achat sur le réseau (En 2012 : 170 €/MWh de gains pour un client résidentiel).

Au-delà du réseau privé, la localisation des gains « réseaux » est toutefois contrainte par l'article 14 du règlement (CE) n° 714/2009 qui introduit la notion de facturation par timbre poste, c'est-à-dire sans notion de distance géographique.

La marge de manœuvre du TURPE pour intégrer une transmission au consommateur local des éventuels gains réseaux liés à une production distribuée proche est donc limitée. La mise en place d'un mécanisme de localisation des gains réseaux serait donc à envisager sur un horizon plus long terme, mais elle permettrait de créer un cadre pour le développement des *micro-grids* en lien avec les réseaux de distribution et de transport existants.

Cinquième axe de réflexion : réduction du TURPE soutirage pour les systèmes de stockage

Le TURPE fait peser la très grande majorité des coûts réseaux sur les consommateurs (plutôt que sur les producteurs). Le TURPE injection est limité à 0,19 €/MWh sur le réseau de

transport, et nul sur les réseaux de distribution.

Cet arbitrage, neutre pour un moyen de production classique, pénalise le développement des solutions de stockage. Le stockage participe à 100% au financement des réseaux en payant le TURPE soutirage sur l'énergie qu'il consomme. Ce même TURPE soutirage sera par ailleurs payé une nouvelle fois à 100% par les utilisateurs de l'énergie produite par le stockage.

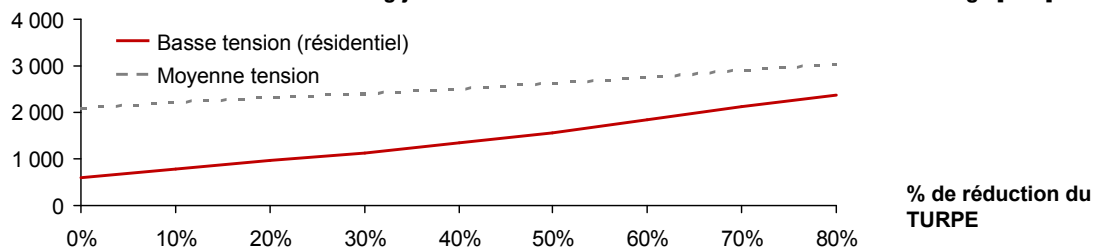
Vu du réseau, et hors coûts des pertes, il est cependant peu probable que la charge et la décharge contribuent chacune à des contraintes différentes générant des coûts réseaux s'additionnant. En termes de signal coût réseau, un double paiement du TURPE pour l'énergie transitant par le stockage n'est pas justifié.

Cette situation peut handicaper le développement du stockage. Pour illustration, une réduction de 50% du TURPE pour les installations de stockage pourrait augmenter le nombre d'heures rentables pour un stockage réalisant un arbitrage journalier entre heures creuses et heures pleines (*load shifting*) de 25% s'il est connecté en HTA et 150% s'il est connecté en BT (cas d'un véhicule électrique connecté en *Vehicle to Grid* par exemple).

Un régime TURPE spécifique au stockage pourrait permettre de corriger cette asymétrie et favoriserait le développement de ces solutions techniques.

Illustration 8 : Impact de la réduction du TURPE sur l'économie du stockage

Nombre d'heures rentables de *load-shifting* journalier en fonction de la réduction du TURPE soutirage [#an]¹⁾



1) Heures de rentabilité marginale en arbitrage journalier pour un stockage de type batterie avec un rendement de 85%
Source: Analyses E-CUBE Strategy Consultants

A propos de l'auteur

Nicolas Charton, consultant senior au sein du bureau parisien d'E-CUBE Strategy Consultants.
Pour plus d'information, vous pouvez contacter l'auteur par e-mail à e3@e-cube.com

PARIS - MUNICH - LAUSANNE - CHENNAI - HONG KONG



www.e-cube.com

5 rue de Castiglione,
75001 Paris
FRANCE
+33 (0)1 53 45 27 61

Kaiserstrasse 2
80801 Munich
ALLEMAGNE
+44 (0) 1716547012

20, rue du docteur
César Roux
1005 Lausanne VD
+41 (0)21 693 62 38

Plot 64, 2nd link street,
Nehru Nagar, O.M.Road,
Thiruvanniyur,
Chennai – 600 041 INDE
+91 (0) 98 4033 1364

Unit 1305, Tower II, Metroplaza,
23 Hing Fong Road, Kwai Fong,
N.T. Hong Kong, CHINE
+85 2 8127 7577 (HK)
+86 1521 8869 869 (CN)