

*Livre publié par l'UCL dans le cadre du
colloque du 22 mars 2012
« Actualités du droit de l'énergie – La transposition du
« troisième paquet énergie » européen dans
les lois « électricité » et « gaz » »*

LA REGULATION TARIFAIRE

Tiré à part de la publication de Christine DECLERCQ
Université Catholique de Louvain, le 22 mars 2012

INTRODUCTION	3
1. LA TRANSPOSITION DE LA DIRECTIVE	6
1.1. LA LOI DU 8 JANVIER 2012	6
§1. <i>Les principes relatifs à la méthodologie tarifaire et les lignes directrices</i>	6
➤ La méthodologie tarifaire	7
➤ Des lignes directrices encadrent la méthodologie tarifaire confiée à la CREG	8
➤ Les propositions tarifaires	10
➤ Les tarifs provisoires	10
§2. <i>La compétence de la Chambre des Représentants</i>	10
1.2. LES REGLES « D'ACCOUNTABILITY »	11
§1 <i>La transparence</i>	12
§2 <i>La motivation</i>	13
§3 <i>La consultation publique préalable à toute concertation</i>	13
§4 <i>Les recours</i>	16
4.1. La plainte en réexamen.....	16
4.2. La Cour d'appel de Bruxelles.....	16
2. LES PRINCIPES ECONOMIQUES DE LA REGULATION TARIFAIRE.....	23
L'ÉVOLUTION DE LA METHODE DE REGULATION TARIFAIRE : Y A-T-IL UNE MEDIANE ENTRE LA METHODE COST-PLUS ET LA METHODE PRICE-CAP ?	23
<i>Considérations générales</i>	23
<i>L'évolution du mode de régulation tarifaire : Du contrat « Cost-plus » au contrat « Price-cap »</i>	25
3. LES PROJETS D'ARRETES TARIFAIRES DE LA CREG	29
3.1. PROCEDURE ET IMPACTS PROBABLES	29
3.2. METHODE DE MESURE DES GAINS D'EFFICACITE ET EFFORTS DE PRODUCTIVITE : UN BENCHMARKING AUX CONTOURS A DEFINIR	31
<i>La période 2003 - 2008</i>	32
<i>La période 2009 - 2012</i>	33
<i>La période 2013 -</i>	33
3.3. QUELLE PLACE POUR LES OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC ?	33
4. LA PERIODE TARIFAIRE 2013-2016	37

La présente contribution tient compte de l'état des réflexions, des publications et de l'actualité arrêtées au 14 février 2012.

Introduction

D'aucuns s'étonneront que l'on puisse classer la tarification parmi les instruments juridiques de la régulation. Si ce mode opératoire est directement issu des théories économiques, il n'en demeure pas moins mis en œuvre par des techniques et des décisions juridiques. Le chapitre qui suit sera consacré aux tarifs des gestionnaires de réseau de distribution (GRD), la polémique que ceux-ci¹ suscitent depuis la libéralisation le justifie pleinement : la composante distribution représente de l'ordre de 35% de la facture finale électricité du client résidentiel et 21% en gaz.

Il convient de comprendre pourquoi ces tarifs sont à ce point dans la ligne de mire de la plupart des observateurs et surtout quelles réponses apporter à ces jugements de valeur en analysant les défis auxquels les GRD doivent faire face mais aussi les changements de paradigme qui ont modifié le modèle en place jusqu'à la libéralisation.

A l'image fautive des gestionnaires de réseau soucieux avant tout de garantir des dividendes à leurs associés doit se substituer définitivement celle d'une entreprise développant une stratégie propre d'investissement à ceci près que sa mission est avant tout exercée dans l'intérêt général.

De son côté, le régulateur doit résoudre la quadrature du cercle : faire baisser la facture globale d'énergie alors même que son autorité n'a d'effet que sur une partie seulement de la facture du consommateur, celle qui concerne le transport et la distribution, seuls secteurs régulés.

Depuis la libéralisation, les gestionnaires de réseau doivent, partout en Europe, rencontrer les objectifs suivants potentiellement contradictoires :

- réduire graduellement, et à terme substantiellement, les coûts de distribution/transport ;
- assurer la viabilité et maintenir la valeur économique du réseau à court, moyen et long terme ;
- maintenir et garantir des hauts niveaux de fiabilité et de disponibilité du réseau pour les clients finaux et gérer le risque industriel inhérent à l'interruption de services dû à une panne ou à un déséquilibre entre la consommation et la production ;
- assurer la transparence et l'équité du traitement vis-à-vis des acteurs du domaine dérégulé ;
- passer d'une facturation des services basée essentiellement sur le principe « cost-plus » vers un système de régulation incitative ;
- répondre aux nouvelles aspirations de la société, de l'échelon européen à l'échelon régional, en matière de développement durable et de gestion rationnelle de l'énergie.

Les gestionnaires de réseau sont ainsi confrontés à des choix ardues qui oscillent entre deux extrêmes : d'une part, dans un souci de diminuer rapidement les coûts, choisir la solution de l'investissement minimal et espérer que l'augmentation de la consommation reste maîtrisable, que les pointes de consommation n'excéderont pas la capacité du réseau et que les fournisseurs d'énergie se contenteront des conditions d'accès et des modalités opérationnelles existantes, mais d'autre part, dans un souci d'accentuer encore la qualité de service, maintenir, voire élargir, des programmes ambitieux de nouveaux investissements afin de réduire au maximum les risques d'interruption de services et d'offrir le meilleur environnement possible non seulement aux opérateurs des segments concurrentiels du marché mais aussi aux nouveaux acteurs que sont les autoproducteurs et de garantir au mieux la transition énergétique vers la gestion intelligente des réseaux.

¹ Il sera donc question ici uniquement de tarifs et non de prix. La directive fait clairement la distinction entre les tarifs réglementés des gestionnaires de réseau et les prix pratiqués par les fournisseurs.

Tout en ayant pour objectif de répondre aux enjeux de l'efficacité économique, les efforts qui pourraient être demandés aux gestionnaires de réseau ne devraient pas remettre en cause les enjeux de sécurité et de qualité de service, de préservation de l'environnement et de fluidification des échanges. Il importe que premièrement, les réseaux soient sûrs, fiables et performants permettant de promouvoir l'adéquation des réseaux à l'intégration des énergies renouvelables et deuxièmement, d'assurer un service public de qualité, s'agissant là de deux objectifs majeurs des directives dites « Troisième Paquet ».

Les infrastructures de transport et de distribution représentent des investissements lourds et rentabilisés sur le très long terme. Les décisions de développement du réseau doivent donc être étayées par des hypothèses technico-économiques solides. La construction et l'entretien des réseaux sont des activités gourmandes en ressources, justifiant la recherche d'optimisation tant sur les plans matériel et organisationnel que sur les processus d'achat.

Dans ce contexte, les politiques d'investissement, d'approvisionnement ou de maintenance doivent s'appuyer sur une connaissance fine du réseau.

D'un côté, un régulateur fort et indépendant doit opérer dans un cadre légal qui détermine les grands axes de la politique énergétique et fixe ses pouvoirs et les modalités d'exercice de ceux-ci. De l'autre, les gestionnaires de réseau ont besoin de stabilité et de visibilité sur la rentabilité de leurs investissements.

Cette prise en considération impérative d'un contexte global institutionnel, politique et économique dans lequel s'inscrit un modèle de marché en mouvement est un postulat de base dans l'élaboration d'un cadre réglementaire qui se doit d'être stable tant pour les régulateurs que pour les régulés².

Cet objectif de stabilité n'était-il d'ailleurs déjà pas ancré en tant que fondement des directives dites « Deuxième Paquet » ? Stabilité et prévisibilité des tarifs tels étaient les axes de la loi de transposition du 1^{er} juin 2005³.

Homme d'expérience du secteur de l'énergie, Marcel Boiteux a pu mesurer combien l'inscription de la régulation dans la sphère socio-économique s'avère indispensable pour une gestion réfléchie et raisonnée du secteur.

Ainsi, écrit-il⁴, « la notion de régulation recouvre [...] deux réalités, bien distinctes, que la littérature continue à confondre. Là où peut jouer la concurrence, le rôle du régulateur est de faire en sorte qu'elle joue le mieux possible. Mais là où la concurrence est exclue – c'est le cas, notamment, des monopoles naturels – le rôle du régulateur n'est plus d'améliorer le jeu de la concurrence mais de s'y substituer. Ce n'est pas du tout pareil et il est fort regrettable que le vocabulaire ne différencie pas les deux rôles. Car se substituer à la concurrence, c'est fixer les prix (les tarifs), ou du moins les plafonner dans leur extrême diversité. Dans un cas, il s'agit de faire fonctionner le marché le mieux possible, dans l'autre, il faut le remplacer. Ce dernier cas exige du régulateur une connaissance approfondie de l'entreprise « régulée », ce qui n'est déjà pas facile avec une entreprise ordinaire et devient acrobatique dans le cas, exceptionnel, de l'électricité ».

² Les auteurs spécialisés en régulation reconnaissent que les régulés ont besoin d'un environnement réglementaire stable, de continuité et de prévisibilité. Voy. notamment LAGET-ANNAMAYER Aurore, « La régulation des services publics en réseau – Télécommunications et électricité », Bruylant, 2002, p. 227.

³ La loi du 1^{er} juin 2005 modifiant les lois électricité et gaz de 1999 et 1965 avait déjà pour objectif d'améliorer la stabilité et la prévisibilité des tarifs s'inscrivant ainsi dans le cadre de la transposition des directives de 2003 (13^{ème} considérant et articles 20.1 et 23.2. a. : « tarifs prévisibles et stables, en ce sens qu'ils doivent permettre de réaliser les investissements nécessaires à la viabilité des réseaux »).

⁴ BOITEUX Marcel, p. XVIII, préface de l'ouvrage « Energie – Economie et politiques », HANSEN J.P. et PERCEBOIS J., De Boeck, 2010.

Le monopole est une forme de marché particulière correspondant au constat que la manière la plus efficace d'organiser l'activité est de la confier à une seule entreprise. Dans le paysage actuel du secteur de l'énergie, on trouve essentiellement cette forme de marché dans les industries de réseaux énergétiques. Comme le soulignent Jean-Pierre Hansen et Jacques Percebois⁵, « *à l'égard de ces monopoles naturels, le principe de l'action régulatrice sera donc d'introduire délibérément un biais dans le fonctionnement normal du marché (lequel a conduit, ici, au monopole naturel), sachant par avance qu'on ne pourra ainsi que « faire au mieux », c'est-à-dire approcher le plus possible du surplus collectif maximum – indicatif d'une économie efficiente – sans jamais l'atteindre* ».

Ces prolégomènes ne pourraient être formulés sans rappeler que « *si la concurrence a des mérites longtemps méconnus, elle ne les a pas tous. Et l'électricité a la fâcheuse caractéristique de concentrer la plupart des exceptions aux mérites de l'économie du marché* ».⁶

⁵ HANSEN J.P. et PERCEBOIS J., *op.cit.*, p. 93. Voy. aussi les pages 66 et 67 où les auteurs estiment que les trois caractéristiques générales des marchés de l'énergie conduisent à un constat : « *le jeu (et l'enjeu) sur les marchés de l'énergie sera une sorte de partage de la rente, jeu dont les pouvoirs publics modifient la donne et les règles par la loi, la réglementation ou la fiscalité* », et au minimum en mettant en place « *des techniques instrumentales de régulation, introduisant ainsi en quelque sorte des biais délibérés dans le jeu des marchés dans le but de se rapprocher des conditions optimales d'efficacité économique (maximisation du surplus)* ».

⁶ Marcel BOITEUX, *op. cit.*

1. LA TRANSPOSITION DE LA DIRECTIVE

1.1. La loi du 8 janvier 2012

§1. Les principes relatifs à la méthodologie tarifaire et les lignes directrices

La loi de transposition du 8 janvier 2012⁷ a été adoptée le 15 décembre 2011 à la Chambre et le 22 décembre 2011 au Sénat. Elle a été publiée au Moniteur belge le 11 janvier 2012 et est entrée en vigueur le 21 janvier pour ce qui relève, notamment, des articles 16 à 18 portant sur la problématique tarifaire des gestionnaires de réseau de distribution modifiant l'article 12 bis de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et y insérant les articles 12 ter et 12 quater, et des articles 72 à 75 modifiant l'article 15/5 ter de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations et y insérant les articles 15/5 quater et 15/5 quinquies. Elle devrait être de nature à ramener la sérénité des débats entre régulateur et régulés⁸. Les arrêtés royaux tarifaires du 2 septembre 2008 ainsi que la loi de confirmation sont formellement abrogés par la loi de transposition⁹. Pour la facilité de l'exposé, les pages suivantes feront d'office référence aux articles modifiés ou insérés dans la loi électricité de 1999, les principes étant identiques pour l'activité gestion de réseau de distribution de gaz.

Le Troisième Paquet Energie renforce l'indépendance des autorités de régulation mais aussi les pouvoirs de celles-ci. On y lira que le régulateur, en fixant les tarifs des gestionnaires de réseau, doit être guidé par les objectifs mentionnés dans la directive et, notamment, de garantir des conditions appropriées pour que les réseaux fonctionnent de manière effective et efficiente, en tenant compte des objectifs à long terme ; de contribuer à la mise en place de réseaux sûrs, fiables et performants ; de promouvoir l'adéquation des réseaux pour l'intégration des énergies renouvelables ; de donner aux gestionnaires de réseau des incitations suffisantes pour améliorer les performances des réseaux et favoriser l'intégration du marché, et enfin de contribuer à assurer un service public de grande qualité. Tant les méthodes que les tarifs doivent contenir des mesures soutenant ces objectifs. Comme rappelé par la Commission européenne dans sa note interprétative¹⁰, c'est un des nouveaux aspects de la compétence tarifaire du régulateur : le régulateur tarifaire ne peut pas viser uniquement un coût bas sans égard aux mesures et objectifs qualitatifs visés par la directive.

C'est dans cet esprit que le nouvel article 23 de la loi électricité, déterminant les compétences de la CREG, précise entre autres que celle-ci doit contribuer à assurer, de la manière la plus avantageuse par rapport au coût, la mise en place de réseaux non discriminatoires qui soient sûrs, fiables, performants et axés sur les clients finals ; promouvoir l'adéquation des réseaux et, conformément

⁷ Loi du 8 janvier 2012 portant modifications de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (*M.B. du 11/01/2012*).

⁸ Doc. Parl., Ch., S.O. 2011-2012, n° 1725/008, pp. 78 et suivantes.

⁹ Les arrêtés royaux du 2 septembre 2008 relatifs aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel, tels que confirmés par la loi du 15 décembre 2009 portant confirmation de divers arrêtés royaux pris en vertu de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations sont abrogés.

¹⁰ Interpretative note of the European Commission on directive 2009/72/EC concerning common rules for the internal market in electricity and directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas, « *The regulatory Authorities* », 22 January 2010, http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/interpretative_notes/doc/implementation_notes/2010_01_21_the_regulatory_authorities.pdf.

aux objectifs généraux de politique énergétique, l'efficacité énergétique ainsi que l'intégration de la production d'électricité, à grande ou à petite échelle, à partir de sources d'énergie renouvelables. Elle doit également faciliter l'accès au réseau des nouvelles capacités de production, notamment en supprimant les obstacles qui pourraient empêcher l'arrivée de nouveaux venus sur le marché et l'intégration de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. En outre, la CREG veillera à ce que le gestionnaire du réseau et les utilisateurs du réseau reçoivent des incitations suffisantes, tant à court terme qu'à long terme, pour améliorer les performances des réseaux et favoriser l'intégration du marché et s'assurera que les clients finals bénéficient du fonctionnement efficace du marché et enfin, garantira la protection des consommateurs. Dans ce contexte, la CREG contribuera à assurer un service public et universel de qualité dans le secteur de la fourniture d'électricité et veillera à la protection des clients vulnérables.

L'article 12 bis nouveau de la loi électricité soumet l'activité de gestion des réseaux de distribution à la régulation tarifaire pour ce qui concerne le raccordement, l'utilisation des infrastructures et des systèmes électriques et le cas échéant, les services auxiliaires.

L'article 37.6 de la directive électricité laisse une marge d'appréciation aux Etats membres quant à la compétence qui reviendra à l'autorité de régulation en matière tarifaire : les Etats membres ont le choix entre quatre options : soit le régulateur fixe les tarifs, soit il fixe la méthodologie tarifaire, soit il approuve les tarifs ou soit il approuve la méthodologie tarifaire. Quelle que soit la compétence qui serait retenue par l'Etat membre, rappelle la directive, ces tarifs ou méthodes doivent permettre de réaliser les investissements nécessaires à la viabilité des réseaux.

Le législateur belge a effectué le choix à l'article 12 bis, §2, de confier à la CREG tant la fixation et l'approbation de la méthodologie tarifaire que la fixation et l'approbation des tarifs des gestionnaires de réseau de distribution. Cette latitude laissée au régulateur dans la fixation de la méthodologie a toutefois été encadrée par des lignes directrices fixées dans la loi à l'instar d'autres Etats membres.

➤ **La méthodologie tarifaire**

Après concertation avec les régulateurs régionaux et après concertation structurée, documentée et transparente avec les GRD, la CREG établit la méthodologie tarifaire que doivent utiliser ces GRD pour l'établissement de leurs propositions tarifaires.

La méthodologie tarifaire est communiquée aux GRD six mois avant la date à laquelle la proposition tarifaire doit être introduite auprès de la CREG. Elle est applicable à l'établissement de la proposition tarifaire et elle reste en vigueur, en ce compris la clôture des soldes relatifs à cette période, pendant toute la période régulatoire qu'il revient à la CREG de fixer. Les modifications apportées à la méthodologie tarifaire en cours de période s'appliquent seulement à partir de la période tarifaire suivante, sauf accord explicite, transparent et non discriminatoire entre la CREG et les GRD. La méthodologie tarifaire fixe le nombre d'années de la période régulatoire débutant au 1^{er} janvier. Les tarifs annuels qui en résultent sont déterminés en application de la méthodologie applicable pour cette période.

Comme le prévoit le nouvel article 12 bis, §1^{er}, de la loi, la méthodologie tarifaire précise notamment : (i) la définition des catégories de coûts qui sont couverts par les tarifs ; (ii) les catégories de coûts sur lesquelles porte, le cas échéant, la régulation incitative ; (iii) les règles d'évolution au cours du temps des catégories de coûts visées en (i), y compris la méthode de détermination des paramètres figurant dans les formules d'évolution ; (iv) les règles d'allocation des coûts aux catégories d'utilisateurs du réseau ; (v) la structure tarifaire générale et les composantes tarifaires.

La méthodologie tarifaire doit être exhaustive et transparente, de manière à permettre aux GRD d'établir leurs propositions tarifaires sur cette seule base. Elle comprend les éléments qui doivent obligatoirement figurer dans la proposition tarifaire. Elle définit les modèles de rapport à utiliser par les GRD.

En ligne avec les observations de la section législation du Conseil d'Etat, il est prévu que la concertation avec les GRD fasse l'objet d'un accord entre les GRD et la CREG. A défaut d'un tel accord, une procédure de concertation minimale est prévue.

➤ **Des lignes directrices encadrent la méthodologie tarifaire confiée à la CREG**

La méthodologie de la CREG devra s'inscrire dans le respect des lignes directrices fixées par la loi.

Bien que le Conseil d'Etat ait formulé des observations particulièrement tranchées en la matière¹¹, la note interprétative de la Commission européenne du 22 janvier 2010 sur les autorités de régulation confirme que les compétences des autorités de régulation nationales en matière de méthodologies tarifaires et/ou de tarifs n'excluent pas la possibilité pour les Etats membres de prévoir des lignes directrices : « *The core duties of NRA as regards network tariffs do not deprive the Member State of the possibility to issue general policy guidelines which ultimately will have to be translated by the NRA into the tariff structure and methodology* »¹². La représentante de la Commission européenne a confirmé cette interprétation lors de son audition à la Chambre¹³.

Les pays voisins que sont par exemple la France ou l'Allemagne ont par ailleurs procédé de la sorte.

Les lignes directrices qui ont été reformulées à la suite des observations de la section législation du Conseil d'Etat¹⁴ ont tracé deux grands axes autour desquels va devoir s'articuler la méthodologie tarifaire : d'une part, la rémunération des capitaux investis et, d'autre part, les coûts et leur évaluation.

Ainsi, la CREG établira la méthodologie tarifaire et exercera sa compétence tarifaire de manière à favoriser une régulation stable et prévisible contribuant au bon fonctionnement du marché libéralisé et permettant au marché financier de déterminer avec une sécurité raisonnable la valeur des GRD, d'assurer une rémunération normale des capitaux investis permettant aux GRD de réaliser les investissements nécessaires à l'exercice de leurs missions. Elle veillera à maintenir la continuité des décisions qu'elle a prises au cours des périodes réglementaires antérieures, notamment en matière d'évaluation des actifs régulés. La méthodologie tarifaire devra permettre le développement équilibré des réseaux de distribution conformément aux différents plans d'investissement des GRD tels qu'approuvés, le cas échéant, par les autorités régionales compétentes.

La CREG est appelée à exercer sa compétence tarifaire en tenant compte de la politique générale de l'énergie telle que définie dans la législation et la réglementation européenne, fédérale et régionale.

¹¹ Avis n° 49.570/3 du 31 mai 2011, point 34 ; Doc. Parl., S.O. 2011-2012, n° 1725/001.

¹² Note interprétative, op. cit., p. 14.

¹³ BERNAERTS Inge, Commission européenne, Audition au Parlement, 26/10/2011 : « *Le projet de loi a beaucoup évolué dans le sens souhaité par la Commission européenne (...)* » « *elle ne constate, en tout cas, aucune infraction flagrante (...)* » « *... il est question d'un juste équilibre concernant les décisions individuelles du régulateur : les observations du Conseil d'Etat à ce propos ont été prises en compte* ». Il semblerait que les services de la Commission tenus informés régulièrement de l'état d'avancement du projet de loi n'ont émis aucune observation négative. Voy. Doc. Parl., Doc. 53 1725/008, pp. 87-88.

¹⁴ Voy. avis n°49.570/3 du 31 mai 2011, notamment les points 30 à 35.

Ces lignes directrices engagent la CREG à définir une méthodologie qui couvre de manière efficiente et efficace l'ensemble des coûts nécessaires pour l'exécution des obligations légales ou réglementaires qui incombent aux GRD ainsi que pour l'exercice de leurs activités.

➤ **Les tarifs**

On retiendra encore que les tarifs devront être non discriminatoires, proportionnés, respecter une allocation transparente des coûts et qu'ils sont uniformes sur le territoire desservi par le gestionnaire du réseau (maintien de tarifs par GRD). Ils visent à offrir un juste équilibre entre la qualité des services prestés et les prix supportés par les clients finals. A cet égard, la CREG définit en concertation avec le GRD, et publie sur son site internet, les normes et exigences en matière de qualité de service et de fourniture en tenant compte des moyens octroyés via les mécanismes tarifaires. Les coûts des missions de service public imposées par le législateur fédéral ou régional sont pris en compte dans les tarifs de manière transparente et non discriminatoire conformément aux dispositions législatives et réglementaires applicables et aux principes constitutionnels de non discrimination.

La CREG peut également contrôler les coûts des gestionnaires de réseau¹⁵ par rapport aux dispositions législatives et réglementaires applicables sans qu'elle puisse remettre en cause dans ce cadre l'existence d'obligation de service public. Les éventuels critères de rejet de certains coûts seront non discriminatoires et transparents. Sous réserve du contrôle de conformité de la CREG, les tarifs doivent permettre au GRD dont l'efficacité se situe dans la moyenne du marché de recouvrer la totalité de ses coûts et une rémunération normale des capitaux. Le législateur vise par cette disposition un modèle de régulation tel que celui appliqué aux Pays-Bas où l'efficacité des GRD est appréciée par rapport aux efforts moyens réalisés dans le secteur (maatstafregulering) et non vis-à-vis d'une frontière absolue d'efficacité.

L'article 12 bis, §5, 15°, prévoit que toute méthode de contrôle des coûts reposant sur des techniques de comparaison doit tenir compte des différences objectives existant entre GRD et qui ne peuvent être éliminées à l'initiative de ces derniers. Toute décision utilisant des techniques de comparaison intégrera des paramètres qualitatifs¹⁶ et sera basée sur des données homogènes, transparentes, fiables et publiées ou intégralement communicables.

Eu égard aux premières tentatives de benchmarking réalisées par la CREG, il a été précisé que toute comparaison avec d'autres GRD est réalisée entre sociétés ayant des activités similaires et opérant dans des circonstances analogues¹⁷. Les efforts de productivité éventuellement imposés aux gestionnaires de réseau de distribution ne peuvent mettre en péril à court ou à long terme la sécurité des personnes ou des biens ni la continuité de la fourniture.

Enfin, en vertu de l'article 37.8 de la directive, la CREG peut prévoir des mesures incitatives appropriées de manière à ce que les tarifs encouragent les GRD à améliorer les performances, à favoriser l'intégration du marché et la sécurité d'approvisionnement et à mener la recherche et le

¹⁵ Les directives permettent au régulateur de fixer ou d'approuver les méthodes ou les tarifs et d'établir des principes d'efficacité et de contrôle des coûts. Par contre, la directive ne donne pas au régulateur un pouvoir normatif afin de définir quels coûts spécifiques peuvent ou non être encourus. Il n'existe pas de base légale pour agir de la sorte. L'ingérence serait d'autant plus grave si le régulateur rejetait comme inutile tout coût visant à répondre à des normes de sécurité, d'efficacité ou de fiabilité plus strictes que les normes de base imposées par la loi, empêchant en cela les régulés d'honorer leur devoir général de prudence, qui a pourtant été consacré par la jurisprudence.

¹⁶ Voy. section 3.2 infra. Voy. a contrario la réponse de la CREG à la Chambre, Doc. Parl., Ch., S.O., op. cit., doc. 52 1725/008, p. 83.

¹⁷ Il s'agit là effectivement de comparer ce qui est comparable. Autrement dit, d'expurger de la comparaison les coûts qui dans d'autres pays sont couverts par d'autres moyens ou encore de comparer des GRD qui font face à des défis techniques, voire géographiques, similaires.

développement nécessaires à leurs activités, en tenant compte de leurs plans d'investissement tels qu'approuvés par les autorités régionales compétentes¹⁸.

Ces lignes directrices favorisent également la protection des consommateurs. Le commentaire de l'article 12 bis prévoit que les tarifs doivent tendre à offrir un juste équilibre entre la qualité des services prestés et les prix supportés par les clients finals.

La structure des tarifs visera par ailleurs à favoriser l'utilisation rationnelle de l'énergie et des infrastructures ainsi que la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables.

➤ **Les propositions tarifaires**

L'article 12 bis précise la procédure d'introduction des propositions tarifaires par les GRD ainsi que la procédure d'approbation de celles-ci par la CREG.

La proposition tarifaire peut être modifiée en cours de période soit à l'initiative du GRD en cas de passage à de nouveaux services et/ou d'adaptation de services existants soit si des circonstances exceptionnelles surviennent au cours d'une période régulatoire indépendamment de la volonté du GRD. Dans ce second cas, le GRD peut à tout moment de la période régulatoire soumettre à l'approbation de la CREG une demande motivée de révision de sa proposition tarifaire, pour ce qui concerne les années suivantes.

Au plus tard dans les trois mois de la transmission par les GRD de telles modifications, la CREG adapte, sans préjudice de sa possibilité de contrôler les coûts sur la base des dispositions légales et réglementaires applicables, les tarifs des GRD à toute modification des obligations de service public (OSP), notamment régionales qui leur sont applicables.

➤ **Les tarifs provisoires**

On retiendra in fine que l'article 37.10 de la directive Electricité et l'article 41.10 de la directive Gaz permettent d'adopter des tarifs provisoires.

En ligne avec l'avis de la section de législation du Conseil d'Etat¹⁹ ainsi que de l'arrêt de la Cour constitutionnelle²⁰, l'article 12, quater, §2 nouveau, prévoit que la CREG peut décider de prolonger les tarifs existants à la date de publication de la loi du 8 janvier 2012 ou prendre toutes autres mesures transitoires qu'elle jugerait utiles suite à l'entrée en vigueur de ladite loi, et ce, jusqu'à l'adoption de méthodologies tarifaires. Dans le cadre de l'adoption de telles mesures transitoires, la CREG est tenue de prendre en compte les lignes directrices fixées par la même loi. La notion de « mesures utiles » s'entend des mesures nécessaires pour garantir l'application de manière transparente et non discriminatoire de tarifs pour les activités des GRD.

§2.La compétence de la Chambre des Représentants²¹

L'indépendance du régulateur « *n'empêche ni l'exercice d'un contrôle juridictionnel, ni l'exercice d'un contrôle parlementaire conformément au droit constitutionnel des Etats membres* ».²²

¹⁸ Cette disposition déjà contenue explicitement dans la deuxième directive est désormais consacrée. Voy. D. VERHOEVEN, « *De positie van de transmissie-netbeheerders in de derde elektriciteits- en gasrichtlijn en in hun omzetting in belgisch recht* », *Energiericht*, 2010, Intersentia, p. 34.

¹⁹ Avis n° 49.570/3, op. cit., point 38.1.

²⁰ Arrêt n° 97/2011 du 31 mai 2011.

²¹ Note interprétative de la Commission, op. cit., p. 16.

²² Note interprétative op. cit., p. 11 « *As stated in recital 34 of the Electricity Directive and recital 30 of the Gas Directive, the independence of the NRA precludes neither judicial review nor parliamentary supervision in accordance with the constitutional laws of the Member States* ».

La transposition du « Troisième Paquet » a eu pour effet d’ôter au pouvoir exécutif le rôle qui lui était jusque là reconnu au travers des directives de 1996 et 2003. Dans article sur la question, le Professeur Michel Pâques²³ met en lumière la nécessaire relation à établir, dans une triangulaire aux contours variables, entre le pouvoir législatif, le pouvoir exécutif et les autorités de régulation, relation qui, sous la pression du droit européen, est mise à mal et s’écarte d’un principe fondamental de notre organisation constitutionnelle. Et M. Pâques de se demander « *si la promotion de l’indépendance (des autorités de régulation) ne fait pas trop bon marché de notre solide tradition de contrôle démocratique.* » [...] car « *même en droit communautaire, la volonté d’autonomie ne va pas – le peut-elle ? – jusqu’à répudier toute dépendance vis-à-vis du parlement qui, pourtant, est bien politique par nature.* »

Suite à l’avis du Conseil d’Etat, la portée de l’article 12 bis, § 3, a été réduite limitant, au nom de l’indépendance du régulateur, la nouvelle mission de la Chambre des Représentants. La CREG lui communiquera son projet de méthodologie tarifaire, l’intégralité des pièces relatives à la concertation avec les GRD ainsi que tous les documents qu’elle estimera nécessaires à la motivation de sa décision relative à la méthodologie tarifaire, ce, tout en préservant la confidentialité des informations commercialement sensibles concernant des fournisseurs ou des utilisateurs du réseau, des données à caractère personnel et/ou des données dont la confidentialité est protégée en vertu de législations spécifiques.

La Chambre des Représentants se limitera à examiner ces documents en commission parlementaire²⁴ et à établir un rapport. Les pouvoirs de la Chambre sont ainsi réduits à un pouvoir d’examen, suite à l’avis du Conseil d’Etat²⁵.

1.2. Les règles « d’Accountability »²⁶

Dans sa note interprétative, la Commission européenne a très expressément confirmé le lien direct entre le renforcement des pouvoirs et de l’indépendance du régulateur d’une part, et les règles « d’accountability »²⁷. Le respect de ces règles d’accountability et le renforcement de leur légitimité procédurale seront les garants d’une régulation encore plus crédible. Les lignes qui suivent pourraient être résumées selon l’axiome suivant : Qui dit régulateur indépendant, dit transparence, concertation et motivation des actes, dialogue, règles de bonne conduite et mécanismes de recours en droit et en fait.

Le législateur belge a complété les règles « d’accountability » décrites ci-après par un mécanisme de contrôle de l’indépendance du Président et/ou des membres du Comité de Direction de la CREG. La section législation du Conseil d’Etat dans son avis précité a estimé nécessaire de prévoir la possibilité de démettre de leurs fonctions le Président, le ou les membres du Comité de Direction de la CREG en cas de manquement grave au respect des exigences d’indépendance auxquelles ils sont tenus ainsi que de violation grave, dans le cadre de l’exécution de leurs missions, des dispositions légales et réglementaires qui leur sont applicables en vertu des lois électricité et gaz ainsi que de leurs arrêtés

²³ M. PAQUES, « *Décentralisation, Régulation et contrôle démocratique, L’arrêt 130/2010 en question* », n.d.l.r. : arrêt Régie de Wavre/CREG, in Liber Amicorum Marc BOES, die Keure, 2011, pp. 411 et s., spec. 417 et 423 pour les passages cités.

²⁴ Doc. Parl., op. cit., Doc. 53 1725/001, p. 45.

²⁵ Avis 49.570/3, op. cit., point 32.

²⁶ Voy. notamment: « *La régulation économique dans la vie des affaires. Actes du 56^e séminaire de la Commission Droit et vie des affaires* », Bruylant, 2007, pp. 182 et suiv..

²⁷ « *It is important to recognize the clear link in the new Electricity and Gaz directive between increased NRA independence and NRA accountability. Indeed, independence of the NRA precludes neither judicial review nor parliamentary supervision in accordance with the constitutional laws of the Member States (recital 34 of the Electricity Directive and recital 30 of the Gas Directive). Although the Electricity and Gas Directives do not require Member States to organise accountability before national parliaments, the Commission’s services are of the opinion that this could be an appropriate means of ensuring increased NRA accountability* », point 5 de la note interprétative.

d'exécution dans le respect de l'indépendance de la CREG. Un conseil disciplinaire a été instauré à cette fin. Le nouvel article 24, § 2 bis, de la loi électricité prévoit ainsi que la responsabilité personnelle des membres du Comité de Direction est engagée.

§1 La transparence

La transparence du processus décisionnel s'entend d'une consultation anticipative des stakeholders, de la motivation des actes, de la publication des décisions et du reporting des décisions prises pour en évaluer l'impact²⁸. Dans l'esprit de la Commission européenne, cette obligation de transparence²⁹ imposée au régulateur implique que le régulateur adopte et publie des règles de procédure mais aussi et à tout le moins, fasse état des procédures décisionnelles qu'il suivra. Des personnes de contacts sont clairement identifiées au sein du personnel de l'autorité de régulation et la publication d'informations portant sur ses propres structures font également partie des pré-requis. Le deuxième aspect de la transparence est la nécessaire consultation par le régulateur des parties prenantes au processus et ce, avant toute prise de décision importante ce qui implique la publication de documents préalables à la consultation ainsi que l'organisation de séances publiques d'information. La Commission invite le régulateur à publier après la consultation publique un document donnant un aperçu des commentaires reçus ainsi que les positions qui sont prises en considération, celles qui ne le sont pas et les raisons qui sous-tendent ces choix.

Enfin, troisième aspect de la transparence pour la Commission : les décisions du régulateur doivent être rendues accessibles de manière à ce que les personnes qui y ont un intérêt puissent être pleinement informées des raisons qui ont motivé les options arrêtées et soient assurées de l'impartialité avec laquelle le régulateur *remplit ses obligations et exerce ses pouvoirs*³⁰.

En parfaite concordance avec ces éléments, le législateur belge a prévu pour ce troisième volet que seront publiés la méthodologie tarifaire, l'intégralité des pièces relatives à la concertation avec les GRD afférentes à cette méthodologie et les documents utiles à la motivation de sa décision ; l'état de la procédure d'adoption des propositions tarifaires et le cas échéant, les propositions tarifaires déposées par le GRD ; les actes de portée individuelle ou collective adoptés en exécution de ses décisions (notamment tarifaires) ainsi que tout acte préparatoire ; rapport d'experts et commentaire justifiant la prise en compte ou non des avis émis par les parties consultées et nécessairement, ses décisions finales et ce, tout en préservant la confidentialité des informations commercialement sensibles concernant des fournisseurs ou des utilisateurs du réseau, des données à caractère personnel et/ou des données dont la confidentialité est protégée en vertu de législations spécifiques. La CREG établit à cette fin, après consultation des entreprises d'électricité et de gaz concernées, des lignes directrices identifiant les informations tombant dans le champ de la confidentialité. La CREG joint à son acte définitif un commentaire.

En matière tarifaire, le nouvel article 12 bis de la loi électricité pose ainsi d'emblée cette exigence de transparence dans les rapports CREG/GRD : non seulement la concertation avec les GRD doit reposer sur ce principe mais la méthodologie tarifaire elle-même doit être exhaustive et transparente de manière à permettre aux GRD d'établir leurs propositions tarifaires sur cette seule base. La méthodologie tarifaire comprendra les éléments qui doivent obligatoirement figurer dans la proposition tarifaire et doit définir les modèles de rapports à utiliser par les GRD.

²⁸ Confirmé également par Mme Inge BERNAERTS, Chef de l'Unité Marché intérieur II de la Commission européenne, lors de son audition à la Chambre, Doc. 53 1725/003, p. 64.

²⁹ Voy. note interprétative, op. cit., point 2.2.2. « Transparency ».

³⁰ Point 2.2.2. de la note interprétative du 22 janvier 2010, op. cit..

§2 La motivation

Le législateur, suivant en cela les principes clairement établis par la directive³¹ et confirmés par la note interprétative, a imposé à la CREG de motiver³² et de justifier pleinement ses décisions tant en matière de méthodologies tarifaires que de décisions portant sur les propositions tarifaires et ce, afin d'en permettre le contrôle juridictionnel.

L'obligation de motivation ne s'impose pas seulement à la décision définitive du régulateur, mais s'impose également aux projets de texte que le régulateur décide de soumettre à consultation. Ces motifs doivent être exacts, pertinents et légalement admissibles, lesquels doivent ressortir du dossier administratif³³, conformément à la jurisprudence du Conseil d'Etat en matière de motivation des actes réglementaires. Lorsqu'une décision repose sur des motifs de nature économique ou technique, la motivation reprend tous les éléments qui justifient cette décision ou encore lorsque ces choix reposent sur une comparaison, la motivation comprend toutes les données prises en compte pour établir cette comparaison. La commission joint à son acte définitif un commentaire justifiant la prise en compte ou non des avis émis par les parties consultées.

§3 La consultation publique préalable à toute concertation

La Commission européenne a intégré comme élément fondamental de la transparence la consultation obligatoire des parties intéressées et ce, avant de prendre des décisions importantes les concernant.

Le Gouvernement a estimé que la concertation avec les gestionnaires de réseau³⁴ à l'occasion de l'élaboration de la méthodologie tarifaire ne saurait être considérée comme une ingérence dans l'indépendance de la CREG dans la mesure où celle-ci est expressément consacrée par la Directive électricité³⁵. A la lumière des observations de la section législation du Conseil d'Etat, l'article 12 bis, §2, prévoit que la concertation sur la méthodologie tarifaire fait l'objet d'un accord entre la CREG et les GRD concernés. Cette concertation doit être structurée, documentée et transparente. A défaut d'un tel accord, une procédure de concertation minimale est organisée³⁶. Les spécificités institutionnelles propres à notre pays imposent nécessairement une concertation avec les régulateurs régionaux.

³¹ Voy. article 37.16 de la Directive.

³² Art. 12 bis mais surtout art. 12 ter qui forment la base de cette obligation.

³³ Comme le soulève Aurore LAGET-ANNAMAYER, op. cit., p. 384 : « il s'agit là bien d'une caractéristique essentielle de la régulation qui est d'expliquer sa démarche ».

³⁴ Note du Conseil des Ministres du 20/07/2011 relative à l'avant-projet de loi.

³⁵ Respectivement articles 37.2 et 41.2 et considérants 36 et 32.

³⁶ Article 12 bis, nouveau §2 : « La concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution fait l'objet d'un accord entre la commission et lesdits gestionnaires. A défaut d'accord, la concertation est tenue au minimum comme suit : 1° la commission envoie aux gestionnaires de réseau de distribution, dans la langue du gestionnaire de réseau de distribution, la convocation aux réunions de concertation visées à l'alinéa 1er ainsi que la documentation relative aux points mis à l'ordre du jour de ces réunions dans un délai raisonnable avant lesdites réunions. La convocation mentionne le lieu, la date et l'heure de la réunion, ainsi que les points mis à l'ordre du jour; 2° à la suite de la réunion, la commission établit un projet de procès-verbal de réunion reprenant les arguments avancés par les différentes parties et les points d'accord et de désaccord constatés; elle transmet ce rapport pour approbation, aux gestionnaires de réseau de distribution dans un délai raisonnable suivant la réunion; 3° dans un délai raisonnable suivant la réception du procès-verbal de la commission approuvé par les parties, les gestionnaires de réseau de distribution, au besoin après s'être concertés, envoient à la commission leur avis formel sur la méthodologie tarifaire résultant de cette concertation, en soulignant le cas échéant les éventuels points de désaccord subsistants, tant par rapport à la proposition de la commission qu'entre eux. Par dérogation aux dispositions qui précèdent, la méthodologie tarifaire peut être établie par la commission suivant une procédure déterminée de commun accord avec les gestionnaires de réseau de distribution sur la base d'un accord explicite, transparent et non discriminatoire. »

En matière réglementaire, la consultation publique est accompagnée de règles de procédures et de bonne conduite³⁷. Elles sont soit volontaires soit précisées par des dispositions légales édictées préalablement³⁸.

Ces règles³⁹ doivent notamment établir certains principes de base autour desquels s'articulent les axes principaux que sont le moment et le programme de la consultation ; sa durée ; la clarté et l'exhaustivité des documents de consultation ; la motivation sur lesquels reposent ces documents ; l'impact de ceux-ci en terme de charge de travail pour le régulé et la manière dont seront traitées les réponses à la consultation.

A la lecture de la doctrine sur le sujet et de la pratique dans d'autres pays, on peut résumer en quelques grandes lignes ces principes.

- *Le moment et le programme des consultations* : Pour permettre un maximum de temps de réaction et de prise en compte des commentaires, les consultations doivent se faire le plus tôt possible. Elles doivent de préférence être précédées de discussions informelles avec les stakeholders de manière à identifier les points particuliers nécessitant consultation publique. Le programme et la manière de consulter doit être précisée.⁴⁰

³⁷ « The NRA must also carry out its tasks in a transparent manner. In the view of the Commission's services this means first that the NRAs must adopt and publish their rules of procedure. These should include at least procedures for decision making. » in interpretative note, op. cit., p. 5.

³⁸ Voy. par exemple HM Government, Code of Practice on regulation : <http://www.berr.gov.uk/files/file47158.pdf>.

³⁹ Voy. à titre d'exemple les règles de bonne conduite appliquées au régulateur anglais Ofgem :

« The role played by independent economic regulation in realising these benefits has been widely acknowledged and, following the 2009 adoption of the EU Third Internal Energy Market Package ('EU Third Package') this model is now being rolled out across Europe. In the UK, the Government recently reaffirmed its commitment to independent economic regulation and went further by publishing its own 'Principles for Economic Regulation'. These Principles underpinned the analysis of the options considered by the Ofgem ».

Box 1: The Government's Principles for Economic Regulation

Accountability: Independent regulation needs to take place within a framework of duties and policies set by a democratically accountable Parliament and Government. Roles and responsibilities between Government and economic regulators should be allocated in such a way as to ensure that regulatory decisions are taken by the body that has the legitimacy, expertise and capability to arbitrate between the required trade-offs. Decision-making powers of regulators should be, within the constraints imposed by the need to preserve commercial confidentiality, exercised transparently and subject to appropriate scrutiny and challenge.

Focus: The role of economic regulators should be concentrated on protecting the interests of end users of infrastructure services by ensuring the operation of well-functioning and contestable markets where appropriate or by designing a system of incentives and penalties that replicate as far as possible the outcomes of competitive markets. Economic regulators should have clearly defined, articulated and prioritized statutory responsibilities focussed on outcomes rather than specified inputs or tools. Economic regulators should have adequate discretion to choose the tools that best achieve these outcomes.

Predictability: The framework of economic regulation should provide a stable and objective environment enabling all those affected to anticipate the context for future decisions and to make long term investment decisions with confidence. The framework of economic regulation should not unreasonably unravel past decisions, and should allow efficient and necessary investments to receive a reasonable return, subject to the normal risks inherent in markets.

Coherence: Regulatory frameworks should form a logical part of the Government's broader policy context, consistent with established priorities. Regulatory frameworks should enable cross-sector delivery of policy goals where appropriate.

Adaptability: The framework of economic regulation needs capacity to evolve to respond to changing circumstances and continue to be relevant and effective over time.

Efficiency: Policy interventions must be proportionate and cost-effective while decision making should be timely and robust. Ofgem Review, Final Report, July 2011, <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/meeting-energy-demand/energy-markets/2151-ofgem-review-final-report.pdf>, pp. 9 et 10.

⁴⁰ Voy. notamment :

<http://www.ofgem.gov.uk/Networks/ElecDist/PriceCtrls/DPCR5/Documents1/DPCR5%20consultation%20letter%20issued%20170507.pdf>

- *La durée des consultations* : D'une manière générale, une consultation plus longue permet d'obtenir des réponses de meilleure qualité. Ainsi, tant en Angleterre qu'aux Pays-Bas, le calendrier d'élaboration des méthodes tarifaires s'étend sur près de 24 mois et comprend une série de consultations, concertations et groupe de travail consacrés à des analyses techniques (e.a. analyse de la structure tarifaire, des méthodes de mesure de productivité et d'efficacité du calcul de la rémunération des capitaux investis, de la politique de financement des GRD, des méthodes d'indexation des coûts et d'évolution des volumes et des incitants à l'amélioration de la qualité des services). Pour sa première période régulatoire, même en s'étant accordé un délai d'un peu moins de 18 mois pour fixer la méthodologie tarifaire et à l'issue de différentes consultations, le régulateur néerlandais s'est en effet vu reprocher son action trop rapide qui s'est traduite par des coûts trop élevés pour les consommateurs. « *We demonstrate that Dutch electricity consumers will pay at least €300mln. more over three years for the distribution of electricity than might otherwise have been the case. (...) the DTe was much too ambitious in its original timetable. It had less than 18 months from its first consultation document to the beginning of the new X-Factors. It should have either given itself longer...* ».^{41 42}
- *La clarté et l'exhaustivité des documents de consultation* : Plus courte est la période de consultation, plus grande est la nécessité de présenter à la consultation un document clair et précis et de formuler clairement les questions soumises à consultation publique. A défaut, les régulés doivent formuler une série d'hypothèses qui pourraient par la suite faire l'objet de contestation par le régulateur. Le régulateur a donc tout intérêt à formaliser dès le départ les règles tarifaires de manière exhaustive et univoque comme c'est par exemple le cas aux Pays-Bas, en Angleterre et en Allemagne⁴³.
- *Motivation des documents de consultation* : Les documents de consultation doivent se fonder sur des analyses préliminaires qui les motivent permettant de donner un effet utile à la consultation. Une motivation partielle entraînera automatiquement une démarche d'initiative des régulés à démontrer à partir des informations dont ils disposent, sur base des rapports d'experts, que la méthode du régulateur ne donne pas des résultats conformes aux bonnes pratiques de la régulation.
Or, c'est plutôt sur le régulateur que doit peser la charge de la preuve de la méthodologie. Pour ne citer que l'exemple de la rémunération des capitaux investis, dans les pays voisins, celle-ci fait à elle seule l'objet d'une consultation, voire de plusieurs consultations, sur la base d'une méthodologie largement étayée par le régulateur et reposant sur différents rapports d'experts indépendants⁴⁴. Une absence de motivation, en plus d'être contraire aux principes applicables en matière de motivation des actes administratifs, fait perdre tout effet utile à la consultation.
- *L'impact des documents de consultation* : Afin de minimiser la charge de travail qu'entraînent les consultations, les parties intéressées doivent pouvoir évaluer facilement l'impact qu'ont sur

⁴¹ Nillesen PHL. & Pollitt MG. (2004), « *The Consequences for Consumer Welfare of the 2001-2003 Electricity Distribution Price Review In The Netherlands* », pp. 1 et 27.

⁴² Voy. par exemple NMa (2009) :

http://www.nma.nl/images/5e_periode_brief_uitnodiging_voor_klankbordgroep_en_klantencontactgroep22-153774.pdf.

⁴³ Voy. par exemple : http://www.nma.nl/images/103221_Bijlage_122-149356.pdf.

⁴⁴ Pour un exemple récent, voir en Allemagne, Bundesnetzagentur, BK4-11-304, Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen (2011),

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2011/2011_300bis399/BK4-11-304_BKV/BK4-11-304_Verfahrenseinleitung.html;jsessionid=B8A5C5527644265300772DDFC0826652?nn=53940.

eux les documents de consultation. Dans ce contexte, il importe que le régulateur fournisse des méthodes chiffrées comme base à la consultation.

- *La manière dont seront traitées les réponses à la consultation* : La manière dont seront traitées les réponses aux consultations et les attentes que peuvent avoir les parties intéressées à la consultation doivent être claires.

Conformément aux principes de base de la transparence, les réponses des parties consultées⁴⁵ et, comme le recommandent les services de la Commission européenne, une note reprenant un résumé des réponses des parties consultées et les commentaires ayant mené à une modification de la position du régulateur et motivant la raison de la non prise en compte de certaines réponses⁴⁶ seront publiées.

§4 Les recours

Il n'entre pas dans l'objet de cette section de décrire l'ensemble des recours existants tant au plan fédéral qu'au plan régional contre les décisions des régulateurs. Seuls seront examinés ici les recours possibles contre les décisions relatives à la méthodologie tarifaire ou les tarifs.

4.1. La plainte en réexamen

Transposant en cela les articles 37.12 et 37.15 de la Directive, la loi électricité met en place, en son article 28, un nouveau mode de recours non obligatoire et non suspensif : la plainte en réexamen de la décision de la CREG. Toute partie s'estimant lésée à la suite d'une décision prise par la CREG peut désormais dans un délai de quinze jours suivant la publication ou la notification de la décision déposer une plainte en réexamen auprès de la CREG. N'excluant pas un recours et ne constituant pas un préalable nécessaire à l'introduction d'un recours devant la Cour d'appel de Bruxelles, la partie intéressée appréciera donc in concreto l'opportunité d'une nouvelle démarche non contentieuse auprès de la CREG permettant sans doute aux parties, dans un esprit constructif, d'affiner leurs motivations et de partager davantage leurs informations et connaissances réciproques. Ce recours doit être approprié et, comme l'a rappelé la Commission européenne, doit permettre que des litiges soient tranchés dans de brefs délais par des procédures spéciales.

4.2. La Cour d'appel de Bruxelles

L'article 37 de la Constitution belge ne s'oppose pas à ce que dans une matière technique déterminée, le législateur confie des compétences exécutives spécifiques à une autorité administrative autonome. Celle-ci doit toutefois rester, pour le surplus, soumise tant au contrôle juridictionnel qu'au contrôle parlementaire.

Le contrôle juridictionnel apparaît comme la clé de voute de la régulation. C'est grâce à ce contrôle que la cohérence de l'action du régulateur avec le système juridique global est pleinement réalisée.⁴⁷

⁴⁵ Voy. par exemple Ofgem, Electricity Distribution Price Control Review Initial Consultation Document (2008) : <http://www.ofgem.gov.uk/Pages/MoreInformation.aspx?docid=18&refer=Networks/ElecDist/PriceCntrls/DPCR5>.

⁴⁶ Voy. The Regulator Authorities, note interprétative, op. cit., p. 5.

⁴⁷ La question s'est régulièrement posée de la constitutionnalité de l'attribution de pouvoirs au profit d'organismes régulateurs de marchés libéralisés. Chronologiquement, les pouvoirs de l'IBPT ont été les premiers à être examinés suivis par ceux de la CREG. Voy. notamment, sur la régulation et les régulateurs, note F. OST, « *La régulation : des horloges et des images...* » et X. DELGRANGE, L. DETROUX et H. DUMONT, « *La régulation en droit public, Elaborer la loi aujourd'hui, mission impossible* », sous la direction de B. JADOT, F. OST, Bruxelles, FUSL, 1999, pp. 35 et s. ; D. DE ROY et R. QUECK, « *De la téléphonie vocale aux offres publiques d'acquisition vers un « droit de la régulation » ?* », J.T. 2003, n° 6104 ; A. LAGET-ANNAMAYER, op. cit., pp. 548 et s. ; M. LOMBARD, « *Institutions de régulation économique et démocratie politique* », A.J.D.A., 2005, pp. 530 et s. ; D. DE ROY, « *Le pouvoir réglementaire des autorités administratives indépendantes en droit belge* », Rapports belges au congrès de l'Académie de droit international et de droit comparé à Utrecht, Bruxelles,

La problématique du contrôle juridictionnel à l'égard des autorités de régulation n'est pas neuve, elle a d'ailleurs précédé les directives du Troisième Paquet⁴⁸. Elle s'est posée à nouveau dans le cadre de leur transposition⁴⁹ et précisément du juste équilibre à trouver entre le contrôle de l'exercice des pouvoirs de l'autorité de régulation et le respect de son indépendance⁵⁰.

Tous les recours contre les décisions de la CREG sont donc désormais exercés auprès de la Cour d'appel de Bruxelles dont la compétence de pleine juridiction⁵¹ est non seulement maintenue mais étendue notamment aux recours à l'encontre de la méthodologie tarifaire⁵². Toute personne justifiant d'un intérêt⁵³ pourra désormais introduire un recours contre toutes les décisions de la CREG. Seule la Cour d'appel de Bruxelles pourra juger de l'intérêt des personnes la saisissant conformément au principe de la séparation des pouvoirs des Cours et Tribunaux.

Bruylant, 2006, pp. 710 et s., n° 28 et s. ; A-L. DURVIAUX, « *La sauvegarde des préoccupations d'intérêt général dans le cadre de la régulation économique. En particulier le service postal universel* », La régulation économique dans la vie des affaires, op. cit., pp. 53 et s. ; G. MARCOU, « *L'ordre public économique aujourd'hui. Un essai de redéfinition* », Annales de la régulation, 2009, Ed. Institut de recherche juridique de la Sorbonne, pp. 59 et s. ; G. DELLIS, « *Régulation et droit public « continental ». Essai d'une approche synthétique* », R.D.P., 2010, pp. 957 et s. ; N. THIRION, « *Régulation : le mot et les choses* », R.I.D.E., 2011 ; P. BOUCQUEY, « *Le développement de la régulation* », chap. 3, in « *Les pouvoirs publics dans un monde en mutation* », sous la direction de Eric GILLET, Kluwer, 1^{er} mars 2010 ; « *Les régulateurs économiques : légitimité et efficacité* », collectif d'auteurs sous la direction de M-A. FRISON-ROCHE. Voy. Indépendance du régulateur, pp. 59 à 87 et Régulateurs et juges, pp. 113-195, in Presses de Sciences Po et Dalloz, 2004 ; « *Règles et pouvoirs dans les systèmes de régulation* », collectif d'auteurs sous la direction de M-A. FRISON-ROCHE, Droit et Economie de la Régulation, in Presses de Sciences Po et Dalloz, 2004 ; C. CHAMPAUD, « *Régulation et droit économique* », Revue internationale du droit économique, 2002/1, t. VI, 1, pp. 23-66 ; N. DECOOPMAN, « *Le contrôle juridictionnel des autorités administratives indépendantes* », in « *Le droit administratif en mutation* », Presses Universitaires de France, 1993.

⁴⁸ LAGET-ANNAMAYER Aurore, op. cit., pp. 449-450 (et suiv.) ; RENSON A.S., Commentaire de l'Arrêt de la Cour constitutionnelle du 8 novembre 2010, J.T., 2011, p. 348 et suiv. ; G-A. DAL, « *Les recours contre les décisions des régulateurs* », in « *La régulation économique dans la vie des affaires* », Actes du 56^e séminaire de la Commission Droit et Vie des Affaires, Bruylant, 2007, pp. 123-130 ; D. DE ROY et R. QUEECK, J.T. 2003, op. cit. ; L. DE GEYTER, « *De contrôle van de civiele rechter op de opgelegde administratieve geldboete* », T.B.P., 2001, pp. 4-12 ; M. MELCHIOR, « *La notion de compétence de pleine juridiction en matière civile dans la jurisprudence de la Cour européenne des droits de l'homme* », Présence du droit public et droit de l'homme, Mélanges offerts à Jacques VELU, Bruylant, Bruxelles, 1992, pp. 1327-1346 ; X. TATON, « *Les recours juridictionnels en matière de régulation* », Larcier, 2010.

⁴⁹ Voy. l'article 37.17 de la Directive et le considérant 34 qui confirment le contrôle juridictionnel de l'autorité de régulation.

⁵⁰ Dans son étude, la CREG a critiqué le maintien de la plénitude de juridiction au motif que celle-ci portait atteinte à son indépendance. Etude (F)111006-CDC-1111 de la CREG, du 6 octobre 2011, relative à « *l'actualisation de l'étude (F)101105-CDC-986 relative aux modifications à apporter à la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité en vue d'améliorer le fonctionnement et le suivi du marché de l'électricité et conformément à la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE* », p. 137 et Etude (F)111006-CDC-1112 de la CREG, du 6 octobre 2011, relative à « *l'actualisation de l'étude (F)101105-CDC-984 relative aux modifications à apporter à la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations en vue d'améliorer le fonctionnement et le suivi du marché du gaz naturel et conformément à la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE* ».

⁵¹ Article 29 bis de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, tel que modifié par l'article 44 de la loi du 8 janvier 2012 portant modifications de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations.

⁵² La concentration des compétences auprès de la Cour d'appel de Bruxelles présente plusieurs intérêts liés notamment à la spécialisation de cette haute juridiction. Voy. notamment, G. BLOCK, « *La réforme des marchés de l'électricité et du gaz (les lois des 1^{er} juin, 20 et 27 juillet 2005)* », J.T., 2005, pp. 701-713 et spéc. 709-713 et Répertoire pratique de droit belge (R.P.D.B.), 2007, G. BLOCK, D. HAVERBEKE, L. HAGE, A. DE GEETER, W. VANDORPE, A. BOUTE et csrts, sous la coordination et avec G. BLOCK, pp. 259-262.

⁵³ Eu égard au renforcement de l'indépendance de la CREG, le pouvoir de suspension du Conseil des Ministres a été supprimé sauf en cas de violation de la loi. Aussi, le Conseil des Ministres pourra également introduire un recours auprès de la Cour d'appel de Bruxelles.

On soulignera tout particulièrement la précision du législateur en matière tarifaire : un recours pourra entre autres être introduit lorsque la décision de la CREG ne respecte pas les orientations et lignes directrices reprises à l'article 12 bis de la loi ou que la décision de la CREG ne respecte pas la politique générale de l'énergie telle que définie dans la législation et la réglementation européenne, fédérale et régionale ou encore lorsque la décision de la CREG ne garantit pas les moyens nécessaires pour la réalisation des investissements des GRD ou l'exécution de leurs missions légales. Le recours devant la Cour d'appel de Bruxelles n'a pas d'effet suspensif sauf lorsque l'objet du recours porte sur une amende administrative. La Cour peut toutefois avant dire droit ordonner la suspension de l'exécution de la décision lorsque le demandeur invoque des moyens sérieux susceptibles de justifier l'annulation ou la réformation de la décision et que l'exécution immédiate de celle-ci risque de lui causer un préjudice grave difficilement réparable. De même, toute personne ayant un intérêt peut saisir la Cour d'appel et demander la suppression de l'exécution de toutes décisions de la CREG prises en application des articles 12 à 12 quinquies par lesquelles la CREG violerait la loi.

En matière tarifaire dans le secteur de l'énergie, la Cour d'appel de Bruxelles est donc devenue la seule Cour du contentieux administratif économique. Les dispositions relatives aux recours contre les décisions de la CREG⁵⁴ précisent expressément que la Cour d'appel de Bruxelles est investie d'un contentieux dit « de pleine juridiction ».

La question controversée de l'office de la Cour d'appel de Bruxelles en matière de recours contre les décisions des régulateurs provient en réalité de l'ambiguïté du concept de recours de pleine juridiction.

En matière de recours contre les autorités de régulation⁵⁵, l'analyse de l'effet dévolutif consiste à déterminer l'étendue du pouvoir de révision de l'acte attaqué par la juridiction de recours. Autrement dit, il s'agira de déterminer si la juridiction peut connaître toutes les questions de droit, de fait et/ou d'opportunité que l'autorité de régulation devrait prendre en considération lors de l'adoption de la décision attaquée. En particulier, les questions d'opportunité correspondent à la marge d'appréciation discrétionnaire dont l'autorité de régulation dispose⁵⁶. Le pouvoir de juridiction détermine quant à lui l'objet des décisions que la juridiction de recours peut prononcer après avoir examiné les questions litigieuses dont la connaissance lui est dévolue. En matière de recours, on peut distinguer, de manière générale les hypothèses dans lesquelles la juridiction ne dispose que d'un pouvoir d'annulation, de celles où elle peut exercer un pouvoir de décision propre (pouvoir de réformation et pouvoir de substitution) où la juridiction statue sur des problèmes d'opportunité.

On se référera notamment à la compétence de pleine juridiction du Conseil d'Etat français ou de la Cour de Justice pour apprécier l'étendue de ce pouvoir de réformation.

⁵⁴ Article 29 bis, §2 de la loi du 29 avril 1999 (électricité) et article 15/20, §2 de la loi du 12 avril 1965 (gaz).

⁵⁵ TATON X., op. cit., Larcier, 2010, p. 168.

⁵⁶ Le pouvoir d'appréciation discrétionnaire peut être défini comme le pouvoir non contrôlable de choisir, parmi plusieurs solutions juridiquement admissibles, celle qui est la plus appropriée en l'espèce. « C'est le domaine de l'opportunité ». Au contraire, l'interprétation de la loi ne relève pas de la compétence discrétionnaire de l'autorité, puisqu'une seule interprétation de la loi peut être exacte, in TATON X., op.cit., pp. 168-169.

Voy. aussi pour une approche du contrôle de légalité et du pouvoir discrétionnaire : David De Roy, « *La responsabilité quasi-délictuelle de l'administration : unité ou dualité des notions d'illégalité et de faute* », in « *La protection juridictionnelle du citoyen face à l'administration* », La Charte, 2006, pp. 90 et s.

Les travaux préparatoires de la loi du 27 juillet 2005 organisant les voies de recours contre les décisions prises par la CREG reprennent successivement les deux interprétations de la notion de pleine juridiction⁵⁷.

La disposition relative aux demandes de suspension prévue par la loi électricité de 1999 semble à première vue plus explicite quant au pouvoir de la Cour d'appel mais non pour autant catégorique puisque le demandeur en suspension doit invoquer « des moyens sérieux susceptibles de justifier l'annulation ou la réformation de la décision »⁵⁸. D'aucuns déduisent de ces termes que le pouvoir de réformation résulterait de dispositions légales expresses, que la Cour d'appel de Bruxelles n'aurait d'autres choix que d'appliquer⁵⁹.

Dans un arrêt du 27 octobre 2006⁶⁰, la Cour d'appel a estimé « que le recours organisé par le législateur en matière tarifaire lui octroie incontestablement le pouvoir de contrôler la légalité des décisions de l'administration. » ... Ce contrôle comprend « le contrôle de l'erreur manifeste d'appréciation » ... « [...] la seule interprétation de l'article 15/20 de la loi⁶¹ compatible avec le principe constitutionnel de la séparation des pouvoirs consiste à dire que la cour d'appel peut connaître de tous les aspects de droit et de fait du litige qui lui est soumis, qu'elle peut donc tant annuler que réformer la décision et qu'elle peut, le cas échéant, substituer sa décision à celle de la CREG, mais qu'elle ne dispose pas pour autant du pouvoir de contrôler l'opportunité des décisions prises par la CREG en vertu de son pouvoir discrétionnaire. La Cour appréciera dans chaque cas, quelles sont les décisions qui relèvent du pouvoir discrétionnaire de la CREG ».

Cet arrêt a illustré combien l'appréciation en droit et en fait d'une affaire n'est en réalité qu'un aspect de la problématique de la compétence de pleine juridiction.

La liaison du pouvoir de réformation (compétence de substitution) à la notion de pleine juridiction n'a pas toujours été automatique, le législateur n'ayant pas toujours organisé cette compétence de manière univoque et linéaire⁶².

La question de l'étendue du contrôle de la Cour d'appel de Bruxelles à l'égard des décisions non pénales pour lesquelles les autorités de régulation disposent d'une marge d'appréciation discrétionnaire, est en réalité controversée tant en doctrine qu'en jurisprudence⁶³.

⁵⁷ Selon l'exposé des motifs des articles 29 bis, §2, de la loi du 29 avril 1999 et 15/20, §2, de la loi du 12 avril 1965, « la notion de pouvoir de pleine juridiction fait référence au pouvoir de connaître de l'entier litige dans tous ses éléments de fait et de droit et de statuer sur le fond » (Exposé des motifs, Doc. Parl., Ch., S.O. 2004-2005, n° 1895/1. Voy. également Exposé des motifs, Doc. Parl., Ch., S.O. 2004-2005, n° 1845/1, p. 59 pour la deuxième interprétation). Voy. à cet égard TATON X., op. cit., p. 178.

⁵⁸ Article 29 quater, §1^{er}, de la loi du 29 avril 1999 (électricité) et article 15/21, §1^{er}, de la loi du 12 avril 1965 (gaz).

⁵⁹ C'est dans trois arrêts du 5 mars 2007 que la Cour d'appel a fixé sa jurisprudence sur les dispositions relatives aux demandes de suspension. Dans ces arrêts, la Cour d'appel est revenue sur sa jurisprudence et a considéré que l'utilisation du terme « réformation » pourrait aussi être interprétée comme permettant à la Cour d'appel de suspendre l'exécution des décisions attaquées lorsqu'elle constate un manquement de la CREG, même si ce manquement ne devait pas mener à l'annulation de la décision attaquée lors de la décision au fond. Il ne pourrait dès lors en être déduit de conséquence déterminante pour l'issue du recours. Bruxelles (8^e Chambre), 5 mars 2007 : R.G. 2006/AR/574 – R.G. 2006/AR/575 – R.G. 2006/AR/576, pts 21 et 23.

⁶⁰ Bruxelles, R.A.B.G. 2007/5, p. 294.

⁶¹ Loi gaz du 15 avril 1965, l'article 15/20 concerne les recours devant la Cour d'appel – Le litige en question opposait la CREG à l'ALG.

⁶² C'est notamment le cas de l'IBPT ou de la CBFA, BOULLART Sven, « *De ene volle rechtsmacht is de andere niet: over volle en minder volle rechtsmacht* », in S. LUST et M. NIHOUL, « *10 jaar CDPK. Publiekrecht over de drempel van het millennium* », Brugge, Vanden Broele, 2007.

⁶³ Pour un résumé des thèses en présence : TATON X., « *Les procédures dérogatoires et accélérées en droit bancaire et financier* », in « *Les actions en cessation* », CUP, vol. 87, Larcier, Bruxelles, pp. 161 et suiv. et surtout la thèse de doctorat

La question n'est d'ailleurs pas typiquement belge. La portée d'un contrôle de pleine juridiction varie selon les pays, selon le niveau de pouvoir auquel il est mis en œuvre et en fonction des objectifs poursuivis par celle-ci⁶⁴.

Quant à la Cour d'appel, comme déjà évoqué, celle-ci n'a pas développé une jurisprudence uniforme sur l'étendue de son pouvoir de réformation⁶⁵. Dans l'arrêt sus-évoqué du 27 octobre 2006⁶⁶, la Cour a procédé à un inventaire de sa jurisprudence, distinguant les arrêts prononcés dans les différentes matières mettant en lumière la volonté de la Cour de garder sa liberté d'appréciation. Cette faculté et non cette obligation de se substituer au régulateur a été récemment confirmée dans ses conclusions par Monsieur l'Avocat Général C. Vandewal dans un arrêt de cassation du 3 juin 2011⁶⁷.

La Cour apprécie ainsi dans chaque cas, quelles sont les décisions qui relèvent du pouvoir discrétionnaire de la CREG⁶⁸. Par ailleurs, eu égard à l'expertise technique accumulée par la CREG, la Cour estime que son contrôle doit, par la force des choses, rester marginal en ce qui concerne l'analyse des données techniques complexes du litige. Comme le soulignent différents auteurs, les magistrats, tout en disposant de la compétence de statuer au fond dans le cadre de recours qui leur sont adressés, se gardent bien d'exercer cette prérogative sans nuance⁶⁹. Certains arrêts de la Cour d'appel de Bruxelles ont confirmé son pouvoir de réformation à l'égard des décisions de la CREG⁷⁰ alors que dans d'autres arrêts portant sur des décisions de la CREG, la Cour d'appel s'est limitée à juger au fond de l'affaire en prenant en considération toutes les données factuelles pertinentes et toutes les règles de droit applicables⁷¹.

de TATON X., « *Les recours juridictionnels en matière de régulation* », op. cit., Larcier, 2010 ; D. DELVAX, « *Les contrôles administratifs pesant sur les autorités administratives indépendantes* », Rev. Dr. ULB, 37, 2008, pp. 107 et s. et spec. la conclusion pp. 135 et 136.

⁶⁴ Voy. l'exemple britannique avec la problématique de la Judicial Review ; Gérard MARCOU, « *Régulation et Service Public, Les enseignements du droit comparé* », in « *Droit de la régulation, service public et intégration régionale* », L'Harmattan, spec. pp. 61-63 ; A. BIONDI, « *Chi regola i regulators ? Privatizzazione delle public utilities e controllo giudiziario : recenti sviluppi nella giurisprudenza inglese* », Rivista di diritto civile, 1998, I, pp. 85 et s. ; M. BULLINGER, « *Le contrôle juridictionnel de la régulation* », in « *Droit de la régulation, service public et intégration régionale* », pp. 140-142 ; « *Il faut noter que l'intensité du contrôle juridictionnel est variable : en fonction du contexte et du domaine, le juge opérera soit un contrôle normal, soit un contrôle restreint* », in JENECOURT A., « *L'adaptation du système administratif aux enjeux de la régulation, L'exemple de l'autorité des marchés financiers* », Banque et droit, 2006, n° 110, p. 20.

⁶⁵ BOULLART Sven, « *De omvang van de beoordelingsbevoegheid van de rechter met volle rechtsmacht* », note sous Bruxelles, 25 mai 2005, R.A.B.G., 2007, p. 311.

⁶⁶ Bruxelles, 27 octobre 2006, L'association liégeoise du Gaz c/ la Commission de Régulation de l'électricité et du gaz, R.G. 2006/AR/543-2006/AR/1056, spéc. points 26 à 33 ; Voy. aussi Bruxelles, 27 octobre 2006, R.A.B.G., 2007, 298, note T. VANDENBORRE, « *Geen volle rechtsmacht in beroepen inzake de discretionaire bevoegheid van de CREG* » ; I. VERHEVEN, « *Naar een nieuwe invulling van het begrip "volle macht" ? Het contentieux van de economische regulatoren* », dans P. CABOR, J. DEBIEVRE, G. LAENEN, K. MUYLLE, I. VERHEVEN et A. WIRTGEN, *Actualia Publiekrecht, Rechtsbescherming, Bruges, die Keure, 2008, spec. pp. 39-44.*

⁶⁷ Cassation, 3 juin 2011, J.T., p. 758.

⁶⁸ Bruxelles, 27 octobre 2006, R.A.B.G., 2007, points 27, 28 et 33 : La Cour rejette le moyen de la CREG qui soutenait qu'elle ne disposerait en aucun cas d'un pouvoir de réformation ou de substitution des décisions attaquées (point 35). Dans la suite de sa motivation, cet arrêt a toutefois admis des restrictions à l'exercice de ce pouvoir de réformation que la Cour d'appel s'était reconnue. Par ailleurs, dans d'autres arrêts concernant la CREG, la Cour a limité son contrôle juridictionnel : Bruxelles, 27 février 2007, pt 25 ; Bruxelles, 5 mars 2007, pt 20 ; Bruxelles, 25 octobre 2005, pt 32.

⁶⁹ LAGET-ANNAMAYER Aurore, op. cit., pp. 449-450 (et suiv.) ; RENSON A.S., *Commentaire de l'Arrêt de la Cour constitutionnelle du 8 novembre 2010, J.T., 2011, pp. 348 et suiv.*

⁷⁰ Bruxelles, 27 octobre 2006, op. cit.

⁷¹ En ce qui concerne la CREG surtout depuis le 1^{er} septembre 2007 et la création de la 18^e Chambre bilingue et spécialisée dans ces recours.

Force est de constater que la doctrine analyse ce pouvoir de juridiction avec grande prudence et dans la majorité des cas, l'assortit de conditions ou d'analyse par étape. C. Schurmans et X. Taton⁷² considèrent qu'appliqué aux recours objectifs, le concept de pleine juridiction est susceptible de deux interprétations. Selon une première acception, il vise l'octroi à la juridiction de recours non seulement de la possibilité de connaître toutes les questions de droit et de fait mais également d'un pouvoir de décision propre, d'un pouvoir de réformation de la décision attaquée, la juridiction substituant ainsi sa propre décision à celle de l'autorité de régulation. L'exercice d'un tel pouvoir de décision propre implique que la juridiction de recours statue sur des questions d'opportunité. Cette interprétation est reprise dans les travaux préparatoires des diverses lois concernées⁷³, et correspond au contrôle exercé par la Cour de Justice sur les amendes et astreintes infligées par la Commission. Dans une autre acception, la pleine juridiction signifie que la juridiction de recours peut connaître de toutes les questions de droit ou de fait, mais qu'elle doit apprécier l'étendue de son pouvoir – annulation ou réformation – en fonction des circonstances de l'espèce. Cette thèse implique de déterminer les critères permettant de distinguer les hypothèses dans lesquelles la Cour d'appel de Bruxelles peut prendre une décision propre, de celles où elle doit se limiter à un pouvoir d'annulation⁷⁴.

Si Sven Boullart⁷⁵ estime que la notion de « pleine juridiction doit être considérée au cas par cas », P. Boucquey et P.O. Debroux⁷⁶ renchérissent en posant trois critères à cette appréciation in concreto : (i) la loi qui régit le recours ; (ii) les principes généraux du droit, les règles de droit constitutionnelles et supranationales ; (iii) les prérogatives et les obligations de l'autorité de régulation.

Pour C. Schurmans et X. Taton⁷⁷, il ne s'agit pas de conditions mais bien d'étapes dans le raisonnement : la Cour d'appel devrait appliquer un « raisonnement en deux temps » ; d'abord un contrôle de légalité, ce qui exclut une annulation pour des motifs d'opportunité. La Cour respecte ainsi la marge d'appréciation discrétionnaire de l'autorité de régulation. Ensuite, en cas d'annulation de la décision attaquée, la Cour examine, au cas par cas, si elle a le droit de substituer son appréciation à celle de l'autorité de régulation. La réformation ne peut, selon ces auteurs, être prononcée que dans la mesure où : (i) elle respecte les limites de la compétence de l'autorité de régulation ; (ii) elle peut se conformer aux formalités auxquelles la prise de décision de cette autorité est soumise ; (iii) elle dispose de moyens qui sont nécessaires pour pouvoir procéder aux contrôles nécessaires.

Une lecture trop restrictive des pouvoirs de la Cour d'appel eu égard aux thèses en présence serait de nature à réduire l'exercice de son contrôle de pleine juridiction, au niveau du contrôle

⁷² SCHURMANS C. et TATON X., « Questions actuelles de procédure en droit de la concurrence – A la recherche d'un système cohérent entre l'autorité de concurrence et l'ordre judiciaire », dans A. Puttemans, *Actualité du droit de la concurrence*, Bruxelles, Bruylant, 2007, p. 65 ; voy. aussi MALHERBE P., « Les compétences directes de la Cour d'appel : Concurrence, finance, énergie, communications, télécommunications » in *Le Tribunal de Commerce : procédures particulières et recherche d'efficacité*, Bruxelles, Ed. Jeune Barreau, 2006, pp. 243 et suivantes, spéc., pp. 280 à 282.

⁷³ C'est notamment le cas de l'IBPT et de la CBFA.

⁷⁴ BOUCQUEY P. et DEBROUX P.O., « Les recours juridictionnels contre les décisions des autorités de régulation », p. 268 dans DUMONT P., JADOUL P. et VAN DROOGHENBROECK S. (éd.), « La protection juridictionnelle des citoyens face à l'administration », Brugge, die Keure, 2007 ; TATON X., op. cit., Larcier, 2010, p. 261.

⁷⁵ BOULLART S., « De ene volle rechtsmacht is de andere niet: over volle en minder volle rechtsmacht », in S. LUST et M. NIHOUL, « 10 jaar CDPK. Publiekrecht over de drempel van het millennium », Brugge, Vanden Broele, 2007.

⁷⁶ BOUCQUEY P. et DEBROUX P.O., « Les recours juridictionnels contre les décisions des autorités de régulation », p. 268 dans DUMONT P., JADOUL P. et VAN DROOGHENBROECK S. (éd.), « La protection juridictionnelle des citoyens face à l'administration », Brugge, die Keure, 2007.

⁷⁷ C. SCHURMANS et X. TATON, op. cit..

administratif de légalité typique du contentieux d'annulation du Conseil d'Etat⁷⁸, auquel le législateur a pourtant entendu soustraire les recours contre les décisions de la CREG. Et partant, cette lecture réductrice conduirait à émasculer, selon les termes de F. Louis⁷⁹, le contrôle de pleine juridiction qui a été octroyé à la Cour d'appel de Bruxelles et dont elle fait un usage reconnu à ce jour conciliable avec le principe constitutionnel de séparation des pouvoirs⁸⁰.

⁷⁸ Voy. O. DAURMONT, « *Le Conseil d'Etat, juge naturel de l'administration* », in « *L'administration en sept questions* », acte de la journée d'études du 22 mars 1996, Bruxelles, Bruylant, 1996, pp. 106-138 et spec. pp. 117-120.

⁷⁹ Commentaire de Cass 3 juin 2011, op. cit., F. LOUIS, J.T., 2011, pp. 761 et s..

⁸⁰ Voy. Cass. 3 juin 2011, J.T., 2011, p. 758.

2. LES PRINCIPES ECONOMIQUES DE LA REGULATION TARIFAIRE

L'évolution de la méthode de régulation tarifaire : Y a-t-il une médiane entre la méthode cost-plus et la méthode price-cap ?

Considérations générales

Les prix de l'électricité et du gaz ont été fixés de 1955 à 2003⁸¹ par le Comité de Contrôle de l'Electricité et du Gaz (CCEG) et ce, sur base d'un régime principalement conventionnel dans le respect des missions reconnues légalement⁸². Ce système, basé sur des recommandations de prix maxima, avait *de facto* pour caractéristique de péréquater le prix de la fourniture et le tarif d'utilisation du réseau⁸³. En juillet 2003, la clientèle en Flandre a été entièrement libéralisée, mettant fin au prix unique d'Arlon à Ostende⁸⁴. La CREG a prolongé les recommandations de prix maxima jusqu'en janvier 2007 pour la clientèle non éligible.

Le mécanisme de fixation des prix reposait sur un principe de base : couvrir l'entièreté des coûts. De 1955 à la libéralisation du secteur, en Belgique, ce paradigme a guidé la ligne de conduite du CCEG⁸⁵. Les tarifs couvraient selon ce principe tous les coûts et charges réels de l'opérateur. Le CCEG régula le niveau des prix en fixant la rentabilité maximale du secteur. Le consommateur supportait ainsi dans le prix du kWh l'ensemble des coûts du secteur ainsi qu'une marge bénéficiaire qui permettait aux entreprises de rémunérer leurs fonds propres. Globalement, l'équation pouvait être résumée comme suit : $P = C + M$: le prix est égal aux coûts plus une marge.

L'un des rôles du régulateur est certainement de s'assurer que les détenteurs d'un monopole que sont les gestionnaires de réseau n'abusent pas de leur position pour pratiquer des tarifs surfaits et profiter de bénéfices non proportionnés. Ce contrôle doit nécessairement être accompagné d'une

⁸¹ Le Comité de Contrôle a cessé ses activités le 1^{er} juillet 2003. Loi du 8 août 1980 relative aux propositions budgétaires 1979-1980, M.B. du 15 août 1980, telle que modifiée successivement par l'Arrêté Royal du 30 décembre 1982 n° 174 modifiant les articles 170, 171 et 172 de la loi du 8 août 1980, M.B. du 19 janvier 1983, la loi du 11 janvier 1991 remplaçant l'article 179, §2 de la loi du 8 août 1980 précitée, M.B. du 12 février 1991, la loi électricité du 29 avril 1999, op. cit. et la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché du gaz et au statut fiscal des producteurs d'électricité, M.B. du 11 mai 1999 ; voy. également Répertoire pratique de droit belge, 2007, op. cit., spéc. ici, p. 232.

⁸² Pendant de nombreuses années, la Belgique a fait le choix de laisser l'initiative industrielle aux opérateurs privés tout en encadrant leurs choix stratégiques et opérationnels. Le Comité de Contrôle émettait des recommandations qui étaient, pour celles qui concernent le segment de clientèle couvert par la distribution, approuvées par les Conseils d'Administration des intercommunales.

⁸³ La péréquation tarifaire consiste à appliquer au sein d'un même service, un tarif identique sur un territoire donné, bien que les coûts de revient soient plus élevés dans certaines zones peu accessibles ou à faible densité. Les profits ainsi réalisés dans la zone lucrative permettent de couvrir le déficit généré par l'exploitation du même service dans les zones moins rentables du même territoire desservi.

⁸⁴ L'A.R. du 22 décembre 2000 (M.B. du 30/12/2000) visant à l'instauration de tarifs d'accès aux réseaux de distribution d'électricité et d'utilisation de ceux-ci ainsi que l'A.R. du 7 février 2002 (M.B. du 16/02/2002) visant à l'instauration de tarifs de raccordement de réseaux de distribution de gaz naturel et d'utilisation de ceux-ci, et de tarifs des services auxiliaires fournis par les entreprises de distribution mettant fin au système de péréquation tarifaire. En effet, en prévoyant la possibilité de déterminer les tarifs sur base des coûts réellement supportés par chaque gestionnaire de réseau de distribution indépendamment d'une structure tarifaire uniforme pour tout le territoire, le législateur mettait fin au système de péréquation tarifaire.

⁸⁵ DECLERCQ Christine et VINCENT Anne, « L'ouverture du marché de l'électricité, I. », CRISP, N° 1684, p. 18 ; C. DECLERCQ, « L'ouverture du marché de l'électricité, II. La nouvelle organisation du secteur », pp. 71-81 ; voy. aussi la recommandation 81/924/CEE du 27 octobre 1981 concernant les structures tarifaires pour l'énergie électrique dans la Communauté.

vision globale sur l'activité et notamment veiller à la sécurité d'approvisionnement, à la sécurité des réseaux, au développement de ceux-ci, à la qualité de service,...⁸⁶

Les règles tarifaires ont pour objectif de déterminer la couverture des coûts et la marge bénéficiaire du régulé⁸⁷. Pour ce faire, il revient au régulateur d'arrêter une méthode avec le régulé.

Comme le soulignent J.P. Hansen et J. Percebois⁸⁸, une manière parmi d'autres de classer et de comparer les techniques de régulation est de se baser sur l'information en quantité et en fiabilité, qu'elles réclament respectivement.

La question sous-jacente à toutes ces techniques est : comment discipliner un opérateur pour le conduire à exercer son activité au mieux de l'intérêt général ? La question se pose dès lors de définir la mesure de cet optimum. Une classification commode des techniques de régulation peut donc débiter en répondant aux questions : pourquoi, comment et de combien s'écarte-t-on de la règle générale d'organisation du marché de concurrence parfaite et qui correspond à l'optimum ?

Les experts en matière de régulation s'accordent tous pour dire que le problème de la récolte et, plus encore, de la détention de l'information pertinente est l'une des questions cruciales de la théorie moderne de la régulation. Le manque d'information disponible pour exercer une régulation est un problème connu et plusieurs méthodes ont été envisagées pour le résoudre, dont celle dite de « benchmarking » qui consiste à comparer les résultats de plusieurs opérateurs et d'en déduire en quelque sorte des standards utiles pour imposer des mesures de productivité.

Un autre problème est celui de l'asymétrie d'information entre le régulateur et les opérateurs régulés. Il faut admettre que le travail du régulateur est, par nature, difficile. Il doit notamment gérer une inévitable asymétrie d'information (technique, comptable, opérationnelle...) avec les gestionnaires de réseau ; il ne peut, pour l'essentiel, que pratiquer des analyses ex post⁸⁹, avec l'inévitable risque que cette situation présente par rapport aux réalités opérationnelles et ainsi de voir tirer des conclusions erronées ; il doit admettre et gérer les inévitables différences d'appréciation qui apparaissent avec les opérateurs.

Ces différences ne sont pas anormales et elles font même partie du dialogue qui doit présider à la pratique de toute régulation. Dans une certaine mesure, on pourrait dire que l'actionnaire d'une entreprise et le régulateur se trouvent en fait devant des problèmes de nature comparable. Ils ont un pouvoir sur l'entreprise mais n'ont pas toujours toute l'information nécessaire pour s'assurer que l'entreprise agit de manière adéquate. La théorie économique a caractérisé cette situation

⁸⁶ Dans certains ordres juridiques, la mise en place d'autorités de régulation a d'abord été conçue exclusivement dans le but de contrôler l'évolution des tarifs et la qualité des services prestés en faveur du consommateur. Ainsi en droit italien, la cession de participations de l'Etat et d'*eni pubblici* dans les sociétés où des pouvoirs spéciaux peuvent être consentis à l'ente pubblico participant est subordonnée à la création préalable d'organismes indépendants pour la *réglementation des tarifs* et le *contrôle de la modalité des Services d'intérêt public prédominant* ; S. RODRIGUES, « Apports du droit communautaire au droit de la régulation des services publics », in « *Droit de la régulation, service public et intégration régionale* », op. cit., pp. 127-128.

⁸⁷ Les tarifs des GRD couvrent différents coûts : les coûts d'exploitation maîtrisables ; les coûts d'exploitation non maîtrisables (ex. perte en réseau) ; les coûts des obligations de service public ; les amortissements et la rémunération des capitaux investis (WACC x RAB). Il faut noter que les GRD n'ont pris que sur une partie limitée des tarifs de réseaux, à savoir les coûts d'exploitation contrôlables.

⁸⁸ HANSEN J.P. et PERCEBOIS J., op. cit., p. 95.

⁸⁹ « *Le couple ex ante-ex post, justification d'un droit propre et spécifique de la régulation* », sous la direction de M-A. FRISON-ROCHE, pp. 33 et s. et pp. 49-129, in « *Les engagements dans les systèmes de régulation, Droit et économie de la régulation* », Dalloz, 2006.

d'asymétrie de l'information par la notion d'aléa moral⁹⁰. Le régulateur devra agir en tenant compte des limites évoquées « pour faire révéler l'information nécessaire » de manière à aboutir à un comportement adéquat de l'opérateur régulé.

Dans la théorie économique, ces méthodes sont appelées des contrats (ici, entre le régulateur et l'entreprise) qui spécifient la rétribution de l'entreprise pour le service fourni.

Les contrats de « cost-plus » et de « price-cap » sont ceux les plus couramment utilisés.

L'évolution du mode de régulation tarifaire : Du contrat « Cost-plus » au contrat « Price-cap »⁹¹

La première directive de 1996 précisait seulement que les tarifs doivent être (i) transparents, (ii) non discriminatoires, (iii) établis à partir de critères objectifs et (iv) aisément contrôlables. Le mécanisme de régulation de type « cost-plus » restait implicitement le modèle de référence.

La loi de 1999 la transposant a affiné ces notions en imposant sept orientations que doivent respecter les tarifs^{92,93} mais aussi définissait ce que recouvrait la notion de revenu total⁹⁴.

En établissant des lignes directrices en 2003⁹⁵ concernant la marge bénéficiaire équitable des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution actifs sur le territoire belge, la CREG avait déjà abandonné l'idée d'un mécanisme « cost-plus » tel que pratiqué par le Comité de Contrôle pendant près de cinquante ans et envisageait des incitants à une gestion efficiente.

Le système dit « cost-plus » consiste pour l'essentiel à fixer les tarifs en fonction des dépenses opérationnelles et en capital (OPEX⁹⁶ et CAPEX⁹⁷) supportés par le gestionnaire du réseau en y incluant une marge bénéficiaire équitable sur les capitaux investis⁹⁸.

⁹⁰ HANSEN J.P. et PERCEBOIS J., op. cit., p. 102, pour le développement de cette notion. Il y a aléa moral lorsqu'on n'est pas complètement en mesure de contrôler l'effort qui est fait par la firme pour réduire ses coûts ; Voy. J-J. LAFFONT et J. TIROLE, « *A theory of incentives in procurement and Regulation* », MIT Presse, pp. 34-35.

⁹¹ Voy. notamment la contribution de SMEERS Yves: « *Regulation of the restructured electricity sector: some comments* », in « *Quel Etat pour quelles performances économiques ? 18^e Congrès des Economistes belges de Langue française. Livre des Actes* », Bruxelles, CIFOP, 2009 ; HANSEN J.P. et PERCEBOIS J., op. cit., pp. 102 et 103.

⁹² Article 12 octies de la loi de 1999, §2 et §3.

⁹³ La loi du 1^{er} juin 2005 portant modification de la loi électricité du 29 avril 1999 (M.B. du 14/06/2005) a affiné ces notions ; a introduit le principe de pluriannualité des tarifs ainsi que ceux relatifs à la marge équitable, à la rémunération des capitaux investis, au taux de rendement, au bonus malus... tout en laissant soit à la CREG soit au Conseil des Ministres (A.R. délibéré en Conseil des Ministres) le soin de définir ces notions. Voy. notamment, R.P.D.B., op. cit., pp. 346 à 350 et pp. 489 à 495.

⁹⁴ Le revenu total est le revenu nécessaire à l'exécution des obligations du gestionnaire de réseau et qui couvre : 1) l'ensemble des coûts liés à l'exercice de ses tâches, en ce compris les charges financières ; 2) des amortissements et une marge équitable pour la rémunération des capitaux investis, afin d'assurer le fonctionnement et le développement du réseau et le cas échéant, 3) l'exécution des obligations de service public et 4) les surcharges appliquées sur les tarifs. Les tarifs, en plus d'être non discriminatoires, transparents, décomposés, uniformes, comparables au niveau international et de nature à permettre l'optimalisation de l'utilisation et le développement du réseau, doivent être suffisants pour engendrer le revenu total.

⁹⁵ Lignes directrices (B)030618-CDC-218 concernant la marge bénéficiaire équitable applicable aux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité actifs sur le territoire belge visé à l'article 12, §2, deuxième alinéa, 3°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

⁹⁶ OPEX : OPerating EXpenditure : coûts d'exploitation.

⁹⁷ CAPEX : CAPital EXpenditure : amortissement de la valeur de l'actif régulé y compris le résultat sur la désaffectation des immobilisés.

⁹⁸ Voy. J-J. LAFFONT et J. TIROLE, op. cit., pp. 6-16 et 53-55.

La question du maintien de cette méthode de régulation tarifaire a été soumise à un examen critique au fur et à mesure de la libéralisation du marché de l'énergie. Bien avant cela, en 1962, Averch et Johnson⁹⁹ démontraient que le mode de régulation « cost-plus » n'incite pas à la performance, les charges du régulé étant couvertes quelle que soit sa performance économique. En effet, le gestionnaire de réseau peut ne pas être incité à réduire ses coûts puisqu'il a la garantie de les récupérer dans les tarifs et peut même être incité à surinvestir pour accroître ses revenus puisque toute augmentation de ses actifs régulés accroît mécaniquement les tarifs. C'est la raison pour laquelle une approche de type « benchmarking » imposant des gains de productivité vient de plus en plus soutenir le modèle pour contrer les effets pervers du système « cost-plus ».

Dans certains pays, le modèle « cost-plus » a été conservé mais affiné tandis que dans d'autres, des modèles hybrides ont été mis en place. Des pays comme l'Angleterre ou l'Italie qui ont pratiqué les premières années le modèle « price-cap », plus radical, s'en sont ensuite écartés¹⁰⁰.

En Belgique, il faut d'emblée souligner la difficulté qui a été rencontrée tant par le régulateur, la CREG, que par les régulés, les GRD, dans ces changements de méthode. La complexité technique des modèles n'est pas négligeable dans la transition entre une régulation « cost-plus » vers une méthode de type « price-cap » qu'on lui oppose généralement. La majorité des experts en la matière reconnaissent avant tout que la complexité technique des modèles, la complexité technique du secteur mais aussi et surtout, comme déjà évoqué, l'asymétrie des informations entre régulateur et régulés sont des obstacles majeurs à la réussite d'un changement de modèle.

Les principaux effets attendus par la mise en place d'un « price-cap » résident dans l'incitation à la performance économique et dans le partage des gains. Il s'agit pour le régulateur de fixer ex ante le plafond en deçà duquel le régulé est libre de fixer ses tarifs. Le plafond initial est calculé sur la base des coûts et des volumes traités par le régulé au cours de la période de contrôle. Une formule d'indexation permet alors au régulateur de calculer le price-cap de chaque année de la période. Ce mécanisme est incitatif puisque tout écart positif entre le plafond de prix et les coûts réels supportés par le régulé constitue un profit pour lui¹⁰¹. Dans la plupart des cas, le price-cap est de type RPI-X¹⁰² : l'évolution du plafond de prix intègre l'évolution des prix de détail¹⁰³ et un facteur d'efficacité (X) qui oblige le gestionnaire de réseau à faire des gains de productivité année après année sur une période pluriannuelle variant de trois à huit ans selon les pays. Il appartient alors au gestionnaire de réseau de faire la preuve que le plafond de prix est trop faible s'il estime qu'il ne pourra pas recouvrer l'intégralité de ses coûts. En passant du système « cost-plus » au système « price-cap », la charge de la preuve est en quelque sorte renversée et passe du régulateur au régulé.

Si le gestionnaire de réseau parvient à réduire ses coûts au-delà de ce qui est prévu dans la formule, il conserve le profit supplémentaire généré, du moins jusqu'à un certain seuil, ce qui est incitatif au

⁹⁹ AVERCH H. and JOHNSON L., « *Behaviour of the Firm under regulatory constraint* », *American Economic Review*, 1962, vol. 52, pp. 1053-69.

¹⁰⁰ Voy. FINON D., pour qui la formule price-cap s'avère in fine très lourde et conflictuelle (« *Le contrôle des industries électriques libéralisées : les leçons des expériences européennes de libéralisation* », *Rev. de l'Énergie*, n° 486, mars-avril 1997, p. 245) ; J.-J. LAFFONT et J. TIROLE, op. cit., pp 16-19 et 83 ; SAS B., « *Regulation and the Privatized Electricity Supply Industry* », *Modern Law Review*, 1990, pp. 485 et s. ; SALAÜN, F., « *Privatisation et réglementation : le cas de British gaz* », *Economies et Sociétés*, 1990/1, pp. 53 et s. et sp. pp. 61-62 ; HELM, D., « *British Utility Regulation : Theory, Practice and Reform* », *Oxford Review of Economic Policy*, 1994/3, p. 23 ; BEESLEY, M.E. et LITTLECHILD, S.C., « *The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom* » ; RAND, *Journal of Economics*, 1989, pp. 454 et s. ; CASSESE S., « *Quattro paradossi sui rapporti tra poteri pubblici et autonomia privata* », *Rivista trimestriale di diritto pubblico*, 2000, pp. 389 et s.

¹⁰¹ Les gestionnaires de réseau conservent une partie des gains réalisés et le reste est partagé entre les actionnaires et les utilisateurs de réseaux.

¹⁰² Voy. notamment J. DUMEZ et A. JEUNEMAITRE, « *Les institutions de la régulation des marchés : étude de quelques marchés de référence* », *Revue internationale de droit économique*, 1999, pp. 11 et s.

¹⁰³ RPI : Retail Price Index.

niveau des gains de productivité. Si le « superprofit » ainsi obtenu dépasse un certain seuil, le régulateur peut imposer qu'il soit partagé entre le régulé et le consommateur final (sous forme d'une baisse supplémentaire du tarif). Il s'agit alors du « revenue cap » visant à introduire un plafond aux recettes annuelles (ou aux profits) du gestionnaire de réseau¹⁰⁴.

Il convient une fois encore de souligner que la détermination concrète et sur le long terme des plafonds (« cap ») mais aussi du (X) dans l'hypothèse du (RPI-X) est une tâche complexe et délicate pour le régulateur, qui ne saurait s'exercer pleinement qu'avec une bonne compréhension du secteur et dans le respect du principe de concertation avec les opérateurs. Pour être mise en place dans de bonnes conditions, une régulation « price-cap » nécessite le respect de conditions préalables : (i) une stabilisation de la structure des charges régulées, (ii) une appropriation par le régulateur du retour d'expérience sur les performances et les coûts des gestionnaires de réseau. Une fois ces conditions acquises, l'évolution des charges sur la période de régulation retenue peut être correctement évaluée.

D'aucuns estiment que lorsque le régulateur aura fixé le price-cap, il endosse indirectement une part de responsabilité dans la performance du réseau, puisqu'il en détermine les charges de fonctionnement et notamment les investissements qui permettent de garantir la sûreté du système. Il lui faudra donc trouver un équilibre permanent entre, d'une part, les intérêts des entreprises régulées dont le financement des activités et une rémunération équitable sur les capitaux investis doivent être garantis et, d'autre part, les intérêts des consommateurs en leur garantissant le meilleur rapport qualité-prix pour les services prestés.

Comme on le lira dans les lignes qui suivent, un système ne l'emporte pas sur l'autre, une formule hybride trouvant davantage sa place en pratique.

Là où le système « cost-plus » privilégie une efficacité de type allocative (bien-être collectif), le système « price-cap » privilégie une efficacité productive (minimisation des coûts) notamment par le biais de mesures incitatives. Le système « price-cap » donne la possibilité au gestionnaire de réseau de se constituer une rente supplémentaire et lui garantit une évolution de ses tarifs pendant la période donnée. Le système « price-cap » ne garantit cependant pas le bénéfice de l'opérateur (celui-ci étant fonction du respect ou non des incitants qui lui ont été fixés) alors que dans le système « cost-plus », le rendement des actionnaires est garanti, sans risque au niveau de leur rémunération.

Dans ses ouvrages de 2006 et 2008, Joskow¹⁰⁵ soulignait déjà combien en Grande-Bretagne le fossé entre la théorie et l'implémentation d'une régulation incitative était grand et concluait que comme au temps de l'application du système cost-plus, les discussions entre le régulateur et l'opérateur sur les investissements et les amortissements ont abouti à des négociations où le régulateur et l'opérateur se sont reposés davantage sur des modèles théoriques de réseaux¹⁰⁶.

Quant aux comparaisons entre opérateurs – benchmarking – ces techniques ont également montré leurs limites. Même s'il faut admettre que les activités de gestion de distribution peuvent mieux se prêter à ce genre d'exercice que le transport, la majeure partie des auteurs, entre autres britanniques, reconnaissent qu'il reste une série de points d'achoppement. Le Belge Yves Smeers

¹⁰⁴ J-P. Hansen et J. Percebois, op. cit., p. 293.

¹⁰⁵ JOSKOW P., « *Incentive regulation in theory and practice. Electricity distribution and transmission networks* », 2006 ; JOSKOW P., « *Lessons learned from electricity market liberalization* », The Energy Journal, Special Issue The Future of Electricity: papers in honour of David Newbery, 2008, pp. 9-42.

¹⁰⁶ « engineering models of the grid ».

estime quant à lui que « *The new theory of regulation is based on benchmarking models that intrinsically cannot accommodate reasonable descriptions of the technology [...]* »¹⁰⁷.

Il confirmera cette difficulté du passage de la théorie économique à la mise en pratique : « *this is the usual dilemma between exactly solving an approximate problem (the cost plus regulation) and approximatively solving the exact problem (the incentive regulation)* »¹⁰⁸. [...] « *It has two implications : first while one can construct a theory of incentive regulation in some stylized cases, it is probably impossible, for mathematical reasons, to formally prove the same results in a model that represents the industry through a standard capacity expansion model. The insight provided by the theory may still be valid but we do not know. The second remark is that one cannot implement the theory computationally with the traditional capacity expansion model. The remedy is to resort to simplified representations of the production set of the industry such as given by so called Data Envelope Analysis (DEA) or Stochastic Frontier (SF) models that we refer to later under the generic name of benchmarking techniques*¹⁰⁹. *But one can be wary that capacity expansion models and benchmarking techniques offer drastically different representations of production sets, the latter being in any case sometimes quite difficult to interpret in physical terms*¹¹⁰. *The conclusion is that the incentive regulation suggests a concept that cannot be implemented in a hard way, that is, with the same degree of precision as cost plus regulation. One may reply that it does not really matter since one can always apply the concept approximately. This conclusion is not warranted: cost plus regulation adopts a good description of the production set of the industry but neglects asymmetry of information; incentive regulation neglects some basic physical and features of the power system in order to account for asymmetry of information. There is a trade-off between the two approximations and it is not clear which simplification is more important* »¹¹¹.

C'est également en ces termes que Mark A. Jamison suggère la voie médiane à adopter par les régulateurs : « *Neither form of regulation is adequate by itself and (adopt) a hybrid system that applies different aspects of different forms of regulation to craft a regulatory scheme that makes sense for the regulator's institutional, political and economic situation* »¹¹².

Cette prise en considération impérative d'un contexte global institutionnel, politique et économique dans lequel s'inscrit un modèle de marché en mouvement est un postulat de base dans l'élaboration d'un cadre réglementaire qui se doit d'être stable tant pour les régulateurs que pour les régulés.

¹⁰⁷ SMEERS Yves, op.cit., CIFOP, p. 388.

¹⁰⁸ SMEERS Yves, op. cit., p. 369.

¹⁰⁹ Voy. AGRELL et al. (2005) for a discussion of both DEA and its integration into models of incentive regulation.

¹¹⁰ Voy. JAMASB et al. (2006) et AGRELL et al. (2009) for extensive studies relying on these models in gas and electricity.

¹¹¹ SMEERS Yves, op. cit., p. 371.

¹¹² JAMISON Mark A., « *Regulation – Price-cap and revenue cap* », Public Utility Research Center, University of Florida, s.d.

3. LES PROJETS D'ARRÊTES TARIFAIRES DE LA CREG

3.1. Procédure et impacts probables

Le 15 septembre 2011, la CREG a rendu public ses projets d'arrêtés détaillant la méthodologie tarifaire dont l'objectif est d'arrêter les principes régissant les rendements autorisés pour les réseaux de distribution d'électricité et de gaz¹¹³. Elle a organisé une consultation publique du 15 septembre au 15 octobre.

Ces projets d'arrêtés n'ont pas été sans susciter de vives polémiques au sein du secteur¹¹⁴, non seulement du fait de leur contenu et de leurs effets mais aussi du fait de leur inscription dans un contexte temporel problématique. En effet, la discussion à la Chambre du projet de loi de transposition contenant les principes de base auxquels devait répondre la méthodologie tarifaire n'était pas encore entamée que la CREG publiait sa méthodologie sous forme de projet d'arrêté et imposait aux gestionnaires de réseau de réagir dans un délai qui se clôturait avant même l'entame de l'examen du projet à la Chambre.

La réalité de la régulation dans les pays voisins et la littérature spécialisée prouvent à suffisance que les méthodologies en matière de tarifs ne sont pas indépendantes des objectifs que le régulateur se fixe par rapport au contexte sectoriel donné mais aussi en ayant égard à la politique générale et aux choix posés par les autorités compétentes du pays. La référence à ces divers éléments constitue ainsi le socle sur lequel repose cette méthodologie¹¹⁵. Par rapport au contexte sectoriel, cette méthodologie sera par conséquent motivée en établissant le lien entre les paramètres suivants : structure du secteur, actionnariat et investissements, sécurité et fiabilité du réseau, qualité du service, missions de service public, obligations futures imposées par les différents niveaux de pouvoirs européen, fédéral et régional.

¹¹³ Projet d'arrêté (Z)110908-CDC-1106 du 8 septembre 2011 fixant les méthodes de calcul et établissant les conditions tarifaires de raccordement et d'accès aux réseaux de distribution d'électricité visées à l'article 37, alinéa 6, a), joint à l'article 37, alinéa 1er, a), joint à l'article 37, alinéa 10 de la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE et Projet d'arrêté (Z)110908-CDC-1106 du 8 septembre 2011 fixant les méthodes de calcul et établissant les conditions tarifaires de raccordement et d'accès aux réseaux de distribution de gaz naturel visées à l'article 41, alinéa 6, a), joint à l'article 41, alinéa 1er, a), joint à l'article 41, alinéa 10 de la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE.

¹¹⁴ Exposé de Luc HUIJOEL, CEO de Sibelga, à la Chambre des Représentants, Doc. 53 1725/008, p. 23 : « *Ce projet de méthodologie tarifaire consacre l'instabilité de la régulation. Il envisage la rétroactivité d'un certain nombre de mesures, il ouvre la porte à un jugement discrétionnaire sur l'opportunité des coûts des GRD, il érige en principe l'asymétrie des droits et des devoirs du régulateur et du régulé, il autorise l'édiction de normes comptables par le régulateur [...] Ce projet de méthodologie tarifaire, s'il était appliqué tel quel, entrainerait les GRD dans de graves difficultés sociales et financières et les empêcherait d'atteindre les objectifs ou de remplir les missions qui leur sont confiés par les régions [...] Le projet de méthodologie remet en cause le business model des GRD en les contraignant à un outsourcing complet de leurs activités d'investissements. Il ouvre la possibilité de demander des réductions de prix allant, selon les dires mêmes du régulateur devant la presse, jusqu'à 40 %, ce qui est manifestement incompatible avec la continuité des activités. Il fragilise l'accès des GRD au marché des capitaux tant pour les fonds propres que pour les capitaux empruntés [...] Sur plusieurs points, il compromettrait l'exercice par les régions de leurs compétences en se réservant la possibilité de prendre des mesures disproportionnées affectant les missions de service public, les investissements, la qualité de la fourniture et la sécurité ainsi que la capacité des entreprises à constituer les pôles de savoir faire indispensables à l'exercice des compétences régionales.* »

¹¹⁵ En cela, la loi du 8 janvier 2012 répond à cette nécessité de prise en compte du contexte global dans lequel interviennent les gestionnaires de réseau. Pour être complet, voy. l'audition à la Chambre des membres du Comité de Direction de la CREG. (Doc 53 1725/008, p. 72 et pp. 73 à 78).

Tels qu'envisagés à ce jour par la CREG, les projets d'arrêtés ont un impact sur les trois leviers de création de valeur d'une entreprise que sont l'exploitation (qui influence la rentabilité), les investissements (qui influencent les capitaux investis) et le financement (qui influence le coût du capital).

Le lecteur ne trouvera pas dans la présente section une analyse en profondeur des principes élaborés par la CREG ni une analyse approfondie des réponses des GRD à la consultation publique organisée par la CREG, les réflexions étant toujours en cours.

A l'heure de mettre cette contribution sous presse, la CREG n'avait toujours pas engagé la concertation aujourd'hui prévue par la loi et par ailleurs reprise comme principe fondamental dans la directive et affirmée avec force dans la note interprétative.

Sans entrer dans le détail, on retiendra qu'il est prévu que les projets d'arrêtés soient d'application immédiate ; que la prochaine période régulatoire envisagée soit d'une durée de 4 ans à partir du 1^{er} janvier 2013 ; que les tarifs soient constants sur cette période et que la structure tarifaire soit simplifiée¹¹⁶.

Les principes portant sur les éléments du revenu total à couvrir (notamment la marge équitable et les amortissements, les coûts du GRD en ce compris les charges financières...) ont été fixés d'une façon assez restrictive.

Une des conséquences immédiates de ces projets d'arrêtés, si appliqués, sera une baisse des revenus des GRD et principalement de la rémunération des capitaux investis¹¹⁷ et ce, du fait de la modification radicale de certains paramètres (besoin en fonds de roulement¹¹⁸, la rémunération des fonds propres et particulièrement la modification du bêta¹¹⁹). Cette baisse importante de la rémunération des capitaux investis placerait celle-ci à un niveau inférieur à ce qui se pratique dans les pays voisins et, à tout le moins, à une rémunération inférieure à des conditions de marché stimulant l'investissement¹²⁰. Actuellement, cette rémunération tourne autour de 7,75% pour les GRD en Belgique. La CREG entend fixer le rendement à 5%. Les GRD risquent dans ces conditions de ne plus attirer les capitaux nécessaires notamment au développement de la production décentralisée et des réseaux intelligents¹²¹ voire même à toute extension de réseaux, notamment des réseaux de gaz naturel¹²².

¹¹⁶ Sur ce point, la CREG poursuit le mouvement entamé par la loi du 1^{er} juin 2005 modifiant la loi électricité de 1999 qui a introduit le principe de tarifs pluriannuels. Pour la distribution, ce principe a été appliqué pour la première fois pour la période 2008-2012. Cette période appelée « période régulatoire » est la période pendant laquelle s'appliquent les tarifs.

¹¹⁷ RemCI (WACC X RAB) : Rémunération des Capitaux Investis (coût moyen pondéré du capital + valeur des actifs régulés).

¹¹⁸ Les projets d'arrêtés n'autorisent plus la prise en compte du fonds de roulement dans l'actif régulé. En n'autorisant plus l'introduction du besoin de fonds de roulement dans l'actif régulé, la CREG n'autorise donc plus la rémunération des capitaux nécessaires pour le financer.

¹¹⁹ Le bêta a été considérablement réduit pour le ramener à 0,17% en électricité et à 0,13% en gaz (contre 0,65 et 0,85% actuellement).

β : mesure du risque de l'activité. C'est la covariance de l'action de référence (Electrabel jusqu'en 2007) par rapport à l'indice Bel20, corrigé pour tenir compte de la structure financière cible attribuée aux GRD.

¹²⁰ Les GRD investissent à horizon de 20 ans.

¹²¹ Au terme de deux ans de consultation intensive sur ses 20 ans d'expérience en terme de régulation tarifaire, le régulateur anglais, Ofgem, l'énonce très clairement : « *One thing is clear. Business as usual is not an option. Networks will need to be smarter, integrating local renewable and intermittent sources of gas and electricity production and encouraging customers to make their demand more flexible aided by the roll-out of smart meters. To play a full role, network companies will need to build closer links with all of their customers from large businesses to domestic. They will need to plan for the long term, anticipating and responding to changes in current and future demand. They will have to remain flexible, keeping their options open to reflect the uncertainty they face. They will need to innovate in the way they design, build, operate and charge for their networks to deliver smarter networks and encourage customers to change their behavior. The scale of*

La CREG a également modifié la donne en ce qui concerne le volet « coûts ». Elle a opté pour un modèle de minimisation des coûts à court terme, en imposant des mesures d'efficacité¹²³ aux GRD selon une méthode proche du price-cap de type RPI-X¹²⁴ ainsi que des efforts de productivité. La CREG imposerait ainsi pour la période tarifaire 2013-2016 un plafond (cap) qui n'est autre que le revenu total de 2010. Les coûts¹²⁵ seraient tous soumis à la mesure d'efficacité et « l'inefficacité » du GRD devrait être résorbée en 2016 (¼ en 2013, ½ en 2014 et ¾ en 2015).

Reste que les GRD auront à réaliser dans ce contexte les objectifs fixés par les autorités politiques compétentes pour la définition de la politique énergétique, en ce compris celle impulsée au niveau européen qui promeut des modèles de régulation davantage pensés en vue de favoriser les investissements en réseaux.

3.2. Méthode de mesure des gains d'efficacité et efforts de productivité : un benchmarking aux contours à définir

La difficulté du régulateur dans l'exercice de sa mission est d'organiser une méthode de régulation tarifaire incitative dans un contexte monopolistique tout en maintenant un service de qualité¹²⁶. Cet objectif de résultat que s'impose le régulateur est d'autant plus délicat que celui-ci fait face à un dilemme : d'une part, il doit veiller à ce que les entreprises régulées puissent financer leurs activités en leur garantissant une rémunération équitable sur les capitaux investis, d'autre part, il doit veiller à protéger les intérêts des consommateurs en leur garantissant le meilleur rapport qualité-prix pour les services prestés. Le régulateur est en outre confronté à un réel problème d'asymétrie d'informations : il n'a pas une connaissance approfondie des coûts des entreprises régulées ni des potentiels d'amélioration d'efficacité de celles-ci.

investment required means higher energy bills are almost certain. Network companies will have to show consumers that they are getting value for money over the longer term, setting out clearly what is being delivered and at what cost. Given the large amount of investment required in the sector going forward, we do not want to make it difficult for companies to raise the necessary finance. Indeed, we are committed to ensuring that efficient companies are financeable and that those that demonstrably deliver for consumers are remunerated appropriately. ». (voy. « RIIO : A new way to regulate energy networks : Final decision », Ofgem, October 2010, page 2:

<http://yourviews.ukpowernetworks.co.uk/docs/OfgemRIIODecisionDoc.pdf>.

¹²² Voy. C. DECLERCQ, « Ça Gaz(e) naturel en Wallonie ? », in Mouvement Communal de l'Union des Villes et Communes de Wallonie, juin-juillet 2003.

¹²³ Benchmarking de type DEA (attribution d'un score d'efficacité aux GRD).

¹²⁴ Comme le note Nicolas THIRION en rapportant la problématique de la régulation à celle des tarifs et la qualité de services prestés : « il appartient à l'autorité de régulation de s'assurer que, par-delà l'application de la formule RPI-X, le caractère abordable du prix des prestations de service universel ne soit pas méconnu. Dans cette mesure, les combinaisons de hausses et de baisses qui aboutiraient à un résultat inverse devraient être rejetées et, si elles ne l'étaient pas, la décision de l'autorité de régulation de les avaliser devrait pouvoir faire l'objet de tous les recours juridictionnels utiles, voire nécessaires, à la garantie des exigences communautaires en matière de prix abordable. [...] en tout état de cause, les régulateurs ne pourraient, dans l'exercice de leur mission, porter atteinte à l'intégrité des activités protégées par le régime juridique spécial du service universel. A ce titre, le droit communautaire, constitue, d'une certaine manière, le réceptacle de normes auxquelles les instances régulatrices sont subordonnées et à l'aune desquelles la légalité de leurs interventions peut être appréciée. », Nicolas THIRION, « La régulation des services publics : les enseignements du droit comparé », C.D.P.K., 2002, pp. 534 et s. ; Voy. aussi sur le sujet : ENCAOUA, D. et FLOCHEL, L., « La tarification : du monopole à la concurrence régulée », Actualité juridique du droit administratif, 1997, pp. 254 et s.. Quant à la nécessité de prendre en considération le paramètre qualité dans l'application de la formule « RPI-X » : « La régulation des services publics en Europe », Michaël WOOD, pp. 128-134 et pp. 435-440 et Loïc GRARD, pp. 75 et s., collection TEPESA, 2000.

¹²⁵ Hors pensions complémentaires mais y compris les coûts activés.

¹²⁶ Deux affaires emblématiques ont donné aux juridictions britanniques l'occasion de statuer sur la manière dont le régulateur s'acquittera de sa mission quant au maintien du service offert et de la qualité de celui-ci. Voy. *Les Affaires Highland Regional Council V. British Rail Board et R.V. Director of Passenger Rail Franchising* ex parte *Save our Railways* où la décision du régulateur a été annulée du fait de la réduction jugée « excessivement drastique » des services. Voy. aussi D. CUSTOS, « La notion américaine de régulation », in « Droit de la régulation, service public et intégration régionale », op. cit., p. 156.

En Belgique, le processus d'élaboration d'un modèle de régulation est complexifié par le fait que, mis à part la régulation des tarifs qui est de compétence fédérale, l'entièreté de la compétence de la distribution d'énergie est de compétence régionale qu'il s'agisse par exemple des aspects techniques, raccordements et plans d'investissements en réseau ; de la qualité de service mais aussi des obligations de service public ou encore des aspects environnementaux. Lorsque l'on reconnaît la relation indissociable entre la qualité de service et le prix et l'importance croissante de la dimension environnementale dans la régulation de la distribution d'énergie, l'on comprend aisément les difficultés que peut engendrer le partage des compétences entre le niveau fédéral et les régions.

D'où la nécessaire concertation, d'une part, entre le régulateur fédéral et les régulateurs régionaux, d'autre part, entre les régulateurs et le régulé pour aboutir à un modèle crédible et viable sur le long terme.

Tout modèle de benchmarking est avant tout un modèle de long terme qui s'intègre nécessairement dans un cadre réglementaire global¹²⁷.

Pour en terminer sur les considérations d'ordre général, il est important de souligner combien le paramètre qualité de service a sa place dans la discussion sur le choix d'une méthode de régulation incitative¹²⁸. Ce paramètre est régulièrement introduit dans les modèles de benchmarking pratiqué dans les différents pays voisins¹²⁹.

La période 2003 - 2008

L'arrêté royal du 11 juillet 2002¹³⁰ pour l'électricité et l'arrêté royal du 29 février 2004 pour le gaz régissaient la régulation tarifaire pour la période 2003-2008. Les tarifs approuvés annuellement, sur base d'un régime de type *cost-plus*, garantissaient aux GRD la couverture des coûts (jugés non déraisonnables par la CREG) ainsi qu'une rémunération équitable des capitaux investis. Ces arrêtés royaux prévoyaient qu'afin d'évaluer le caractère raisonnable des coûts, la CREG pouvait se baser sur des méthodes comparatives entre entreprises comparables. Sur cette base, la CREG a initié en 2003 un exercice de *benchmarking* de type *Data Envelopment Analysis (DEA)*¹³¹ qu'elle a utilisé de manière informative dans ses contrôles tarifaires afin d'identifier les différences de niveau de coûts entre GRD et de cibler les contrôles de coûts chez les GRD les moins efficaces.

A partir de 2005, la CREG a inséré une composante incitative dans la régulation. Le modèle DEA a été redéfini après concertation des GRD et est devenu contraignant. Les coûts de la période 2005-2008

¹²⁷ Il est important de souligner que là où des modèles concertés de benchmarking sont en vigueur, leur application et la fixation des résultats s'étendent sur au minimum quatre ans et au mieux huit ans.

¹²⁸ C'est d'ailleurs ce que prévoit l'article 12 bis, §5, de la loi du 8 janvier 2012.

¹²⁹ C'est dans la compensation de l'inefficacité que celle-ci jouera via une éventuelle adaptation au niveau de revenu ou de prix mais non dans le modèle de comparaison de coûts (voy. notamment les pratiques en Allemagne et aux Pays-Bas).

¹³⁰ Arrêté royal du 11 juillet 2002 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs de raccordement aux réseaux de distribution et d'utilisation de ceux-ci, de services auxiliaires fournis par les gestionnaires de ces réseaux et en matière de comptabilité des gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité et Arrêté royal du 29 février 2004 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs et de comptabilité des gestionnaires des réseaux de distribution de gaz naturel actifs sur le territoire belge.

¹³¹ Pour une explication de la méthode ainsi que de ses nombreuses applications, voir par exemple, <http://www.deazone.com/>. Depuis 2004, la CREG a opté pour un modèle d'efficacité appelé le modèle DEA. Le DEA (data envelopment analysis) est une méthode statistique reposant sur l'extension de l'analyse des ratios. Il permet le calcul de ratios en utilisant de multiples entrées et sorties (input et output). Les sociétés reçoivent un coefficient se situant entre 0 % (totalement inefficace) et 100 % (totalement efficace). Les coefficients des sociétés inefficaces (< 100 %) représentent la « distance » proportionnelle entre leur position actuelle et la frontière efficace à atteindre à court ou long terme. Le DEA est la méthode de benchmarking la plus utilisée comme méthode de benchmarking de gestion des réseaux d'énergie.

ont été plafonnés à leurs niveaux du début de la libéralisation (2003) et ont évolué annuellement en fonction de l'indexation et de la résorption d'un quart de l'inefficacité mesurée sur base du modèle DEA¹³². Le *benchmarking* a été en outre couplé au système de bonus/malus autorisant les GRD à garder 50% des économies de coûts allant au-delà de celles définies par les plafonds des coûts autorisés par la CREG.

La période 2009 - 2012

La période régulatoire 2009-2012 n'a pas connu d'application de comparaison de coûts sur base de la méthode DEA. Les arrêtés royaux de 2008¹³³ prévoyaient que pour la période régulatoire 2009-2012, un coefficient d'amélioration de la productivité de 2,5% serait appliqué aux coûts gérables de l'année 2009, laissant ainsi à la CREG et aux GRD quatre années pour définir une méthode de mesure d'efficacité¹³⁴. La régulation est de type incitative en ce que les GRD peuvent conserver toutes les économies sur les coûts gérables.

La période 2013 - ...

Le 14 septembre 2011, la CREG a publié les projets d'arrêtés tarifaires intégrant l'esquisse d'un modèle de maîtrise des coûts. En raison du grand nombre de réactions sur le modèle DEA proposé, la CREG a décidé d'organiser une consultation séparée sur le sujet : « Consultation des GRD relative au modèle d'évaluation des mesures de maîtrise des coûts pour les tarifs d'électricité et de gaz naturel ». Une consultation publique a eu lieu entre le 15 décembre 2011 et le 15 janvier 2012¹³⁵. A cette occasion, la CREG a demandé aux GRD d'analyser l'étude et de formuler des suggestions sur les améliorations à apporter à celle-ci et au mécanisme incitatif, de vérifier et valider les données utilisées dans l'étude ainsi que de fournir de nouvelles données.

Cette première consultation se veut « une feuille de route méthodologique destinée à l'implémentation d'une analyse comparative régulatoire afin de supporter la méthodologie tarifaire de la CREG, y compris à long terme » et devrait être logiquement suivie d'une série de consultations/concertations avec les GRD afin d'aboutir au modèle final dans le courant de l'année 2012.

Le régulateur a tout à gagner à arrêter avec les régulés dans le cadre d'une concertation préalable, structurée, documentée et transparente, un modèle de maîtrise des coûts dont les postulats sont vérifiables et crédibles et, comme le précisent les nouvelles dispositions de la loi en matière d'« accountability », suffisamment motivées.

3.3. Quelle place pour les obligations de service public ?

Avec la libéralisation du marché de l'énergie, un nouveau paradigme régulatoire s'est développé. Ce nouveau paradigme se décline en trois éléments essentiels¹³⁶ : une ouverture à la concurrence ; une

¹³² Pour une brève présentation du modèle, voy. notamment Haney B.H. & Pollitt M.G. (2009), « *Efficiency Analysis of Energy Networks : An International Survey of Regulators* », Energy Policy, Elsevier, vol. 37(12), pp. 5814-5830. Voy. version Working Paper sur <http://www.econ.cam.ac.uk/dae/repec/cam/pdf/cwpe0926.pdf>.

¹³³ Articles 32 des arrêtés royaux du 2 septembre 2008, op. cit..

¹³⁴ Voy. le rapport au Roi relatif auxdits arrêtés : « Pour la prochaine période régulatoire 2013-2016, la commission affinera la méthode d'analyse DEA de sorte que ce moyen devienne un instrument utile pour mesurer l'efficacité et l'efficacité de l'ensemble des GRD afin de pouvoir procéder à un benchmarking univoque des GRD ».

¹³⁵ La description de la méthode 2011 proposée par la CREG « *Development of benchmarking models for distribution systems operators in Belgium* » est disponible sur le site de la CREG : www.creg.be.

¹³⁶ BALDWIN R. et CAVE M., « *Understanding Regulation: Theory, Strategy, and Practice* », Oxford University Press, 1999 ; KAHN A., « *The Economics of Regulation: Principles and Institutions* », MIT Press, 1988 ; VISCUSI W.K. et al, « *Economics of*

réglementation économique des comportements d'entreprises du secteur dans un but d'efficacité économique ; et une réglementation sociale : régulation sociale du marché et protection du consommateur. Ce troisième volet du paradigme incombe en grande majorité aux gestionnaires de réseau de distribution.

La question de la compatibilité entre missions traditionnelles de service public, concurrence et régulation a suscité de vifs débats au plan européen et national depuis la libéralisation du marché de l'énergie, et ce, notamment eu égard aux équilibres délicats à définir entre le marché et la régulation, l'efficacité et l'équité, la concurrence et la solidarité, termes qui apparaissent a priori peu compatibles. La prise en compte de l'intérêt général n'est plus contestée, même par les Etats membres les plus réfractaires¹³⁷, ce n'est plus le principe mais les modalités de leur financement¹³⁸ qui sont souvent au centre du questionnement.

Il est symptomatique de constater l'évolution des trois directives européennes (électricité et gaz) de 1996 à 2009 quant à la prise en considération de la notion même d'obligation de service public et l'étendue de son champ d'application¹³⁹. Le considérant 46 de la directive de 2009 est à cet égard éloquent présentant les obligations de service public comme un des éléments essentiels du Troisième Paquet : protection des consommateurs, sécurité d'approvisionnement, efficacité énergétique/gestion de la demande, protection de l'environnement ; accès aux données de consommation objectives et transparentes ; qualité de service ; lutte contre la pauvreté énergétique ; régularité ; qualité et prix de la fourniture... La directive de 2009 prolonge le mouvement amorcé en 2003 en complétant l'arsenal des obligations de service public avec l'imposition d'un service universel dans le cadre de la protection des consommateurs¹⁴⁰ : les clients résidentiels et le cas échéant les petites entreprises (max. 50 employés et chiffre d'affaires au bilan max. 10.000.000 €) doivent pouvoir bénéficier du service universel : être approvisionnés sur leur territoire en électricité et gaz d'une quantité définie et à des prix raisonnables, aisément et clairement comparables, transparents et non discriminatoires mais aussi être raccordés aux conditions et tarifs fixés par le régulateur sans discrimination en matière de coût, d'investissement et de temps.

Regulation and Antitrust », 4e Ed., MIT Press, 2005 et C. HUVENEERS et A. DE STREEL, « *Quel Etat pour quelles performances économiques ? 18^e Congrès des Economistes belges de Langue française* », Bruxelles, CIFOP, 2009, p. 340.

¹³⁷ On citera avant tout le Royaume-Uni où la logique de marché trouve son point d'ancrage à comparer à trois autres ordres juridiques que l'idée de service public ne laisse pas indifférent : les droits français, belge et italien.

¹³⁸ D'autres questions sont depuis longtemps posées et ne seront pas abordées ici, comme celles relatives aux conditions nouvelles d'exercice de ces missions de service public, à la qualité des opérateurs à qui incombent des missions, et partant la problématique, pour certains d'entre eux, de combiner rentabilité et missions de service public, mais aussi aux limites du système.

¹³⁹ Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE et Directive 2003/55/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 98/30/CE. Comme le soulignait déjà en 2002 Benjamin MATAGNE, c'est la première fois que dans une « *directive de libéralisation une place si importante et centrale* » est reconnue aux impératifs de service public. B. MATAGNE, « *La transposition de la directive européenne en droit belge* », C.D.P.K., 2002, pp. 344 et s.

Voy. aussi C. DECLERCQ, « *L'ouverture du marché de l'électricité. II. La nouvelle organisation du secteur* », CRISP 2000, n° 1689-1690, pp. 54-70.

¹⁴⁰ Pour mesurer la portée de ces notions, voy. Communication de la Commission, « *Les services d'intérêt général en Europe* », J.O. du 19 janvier 2001, C 17/4 et « *Rapport à l'intention du Conseil européen de Laeken – Les services d'intérêt général* », COM 2011 (059) (01) ainsi que le Livre vert du 21 mai 2003 sur les services d'intérêt général de la Commission européenne, COM 2003 (270 final) et A. de STREEL, R. QUECK et P. VERNET, « *Le nouveau cadre réglementaire européen des réseaux et services de communications électroniques* », cahier de droit européen, 2002, pp. 243-314 ; T. PROSSER, « *Law and the Regulators* », Clarendon Press – Oxford, 1997, pp. 88-116 et pp. 149-180. Ce service universel couvre autant la fourniture que le raccordement, voy. R.P.D.B., op. cit., notamment p. 498.

Le financement des obligations de service public a fait l'objet de choix politiques nationaux. La Belgique, à ce jour, a privilégié, pour une partie importante du financement de celles-ci l'intégration de leur coût dans les tarifs des GRD, privilégiant un modèle de financement par le client du GRD concerné¹⁴¹.

La part que représentent ces obligations de service public dans les tarifs du GRD sera différente selon le GRD envisagé.

Alors qu'en électricité la part du tarif GRD est de l'ordre de 35% de la facture globale du client résidentiel, la part des obligations¹⁴² de service public, très variable d'un GRD à l'autre, peut atteindre près de 15% de la facture chez certains GRD en Flandre.

Parmi les obligations de service public dont le financement est intégré dans les tarifs des GRD, on retrouve : les obligations sociales¹⁴³ (clients protégés, compteurs à budget,...); les OSP environnementales (URE hors redevance de raccordement, développement des énergies renouvelables,...) ; les OSP techniques (indicateurs de performances, mécanisme d'indemnisation, entretien éclairage public (voire fourniture), raccordement gratuit en gaz,...) sans oublier ce qui fait partie intégrante du cœur du métier des GRD : la sécurité, la régularité et la fiabilité du réseau.

Outre ces OSP financées directement par les tarifs des gestionnaires de réseau de distribution, d'autres OSP sont quant à elles intégrées dans les tarifs des GRD non plus sur une base « locale » mais fédérale notamment par le biais d'un système de « cascade », à savoir le transfert par le transporteur de ces coûts dans les tarifs des GRD selon une clé dite « volume ». Ce système de cascade diffère en ce qu'il répartit sur les clients situés sur le territoire fédéral des surcharges à portée plus large. Pour ces surcharges fédérales, il a été fait appel à la technique de « Fonds » de financement¹⁴⁴.

La Cotisation fédérale électricité¹⁴⁵, la surcharge clients protégés gaz et la surcharge destinée à compenser le coût réel net supporté par le gestionnaire de réseau résultant de l'obligation d'achat et de vente des certificats verts¹⁴⁶ sont des surcharges aux tarifs de distribution introduites via le système de cascade précité. La première concerne l'électricité et le gaz tandis que la seconde ne concerne que l'électricité. Elles sont dues par le client final pour chaque kWh prélevé sur le réseau pour son usage propre. L'objectif de la Cotisation fédérale est de permettre le financement de certaines obligations de service public ainsi que celui du coût lié à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité et du gaz. En électricité, cette surcharge permet d'alimenter six fonds : le Fonds « dénucléarisation » ; le Fonds « Creg » (frais de fonctionnement de la Creg et le service de médiation) ; le Fonds « OSP » (financement des missions confiées aux CPAS pour la fourniture aux personnes démunies) ; le Fonds « gaz à effet de serre » (réduction des émissions de ces gaz) ; le Fonds « clients protégés » (financement coût réel net suite application des prix max) et le Fonds

¹⁴¹ Voy. CREG – Etude (F)110922-CDC-1096 du 22 septembre 2011 relative aux composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel, spec. p. 46, pp. 50-51 et pp. 86 et s..

¹⁴² Surcharges régionales et fédérales et tarifs pour la couverture des obligations de service public.

¹⁴³ Voy. CREG – Etude (F)111215-CDC-1131 du 15 décembre 2011 relative à l'imputation par les gestionnaires de réseau de distribution des frais résultant des obligations de service public sociales dans le marché de l'électricité.

¹⁴⁴ Voy. notamment R.P.D.B., op. cit., pp. 502 et s..

¹⁴⁵ Depuis juillet 2009, la Cotisation fédérale électricité est prélevée par le gestionnaire de réseau, selon le principe de la cascade.

¹⁴⁶ L'objectif de la surcharge pour compenser le coût réel net résultant de l'obligation d'achat et de vente des certificats verts est de permettre au gestionnaire de réseau de transport de récupérer la différence entre les coûts liés au prix minimum des certificats verts et les recettes liées à la vente de ces certificats sur le marché. Cette surcharge est également prélevée par le gestionnaire de réseau selon le principe de la cascade. Les gestionnaires de réseau de distribution ont donc en charge leur perception auprès des clients finals raccordés au réseau de distribution.

« prime chauffage »¹⁴⁷ (financement réduction forfaitaire chauffage électricité et gaz). En gaz, la surcharge fédérale alimente trois fonds : le Fonds « Creg » (frais de fonctionnement de la Creg) ; le « Fonds OSP » (financement des missions confiées aux CPAS pour la fourniture aux personnes démunies) ; le Fonds « prime chauffage » (financement réduction forfaitaire chauffage électricité et gaz). Au contraire de l'électricité, la surcharge clients protégés gaz n'est pas intégrée dans la Cotisation fédérale, mais constitue une surcharge à elle seule. Ces prélèvements représentent quant à eux quelques 3-4% de la facture du client résidentiel.

On soulignera que d'autres prélèvements publics ne sont pas intégrés dans les tarifs d'utilisation du réseau de distribution, ils financent soit en partie des OSP ou d'autres prestations. En Wallonie, on citera la redevance de raccordement¹⁴⁸ ou à Bruxelles, la cotisation destinée au financement des obligations de service public.

Dans un autre registre, on citera la redevance de voirie intégrée dans les tarifs des GRD. Au total, ces derniers prélèvements représentent quelques 4% du tarif GRD électricité et plus de 12% du tarif GRD gaz.

¹⁴⁷ La surcharge permettant d'alimenter ce fonds a été supprimée le 21 janvier 2012.

¹⁴⁸ La redevance de raccordement au réseau électricité : versée au Fonds Energie de la Région wallonne, qui sert à financer la CWaPE, des actions en matière de protection de l'environnement ou d'URE, la promotion des énergies renouvelables et la guidance sociale énergétique par les CPAS.

4. LA PERIODE TARIFAIRE 2013-2016

Sans doute la régionalisation annoncée de la compétence tarifaire¹⁴⁹ a-t-elle plaidé en faveur d'un moratoire.

Avant la clôture des débats à la Chambre¹⁵⁰, l'information selon laquelle la CREG prolongerait les tarifs des réseaux de distribution au-delà de l'actuelle période régulatoire¹⁵¹ a été annoncée par le Ministre de l'Energie.

Dans une note au Gouvernement wallon de décembre 2011, les Ministres Demotte et Nollet soulignaient à leur tour que « *les tarifs distribution doivent permettre aux gestionnaires de réseau de répondre à leurs obligations en terme de maintenance et d'adaptation des réseaux, notamment le développement des réseaux intelligents et l'intégration des productions décentralisées tout en étant soucieux de l'impact quant aux tarifs répercutés sur les consommateurs* ».

Dans cette même note, le Gouvernement wallon sollicitait une concertation sur la problématique de la méthodologie tarifaire en matière de gaz et d'électricité.

Dans le cadre de cette concertation, le Gouvernement wallon souhaite que la CREG expose la méthodologie tarifaire qu'elle préconise et explicite ses conséquences pour les différents acteurs (producteurs, gestionnaires de réseau, fournisseurs et clients finals), ainsi que la méthode de benchmarking et le détail des éléments de comparaison des coûts.

La dévolution de la compétence tarifaire aux Régions normalement prévue pour 2014 devrait permettre à celles-ci de fonder leur propre méthodologie au regard de la politique énergétique qu'elles auront fixée instaurant, c'est à espérer, une certaine cohérence entre la régulation tarifaire et les autres aspects de la régulation des GRD, déjà de compétence régionale.

Les GRD seront contraints inévitablement à d'importants investissements dans le cadre des nouveaux objectifs de politique énergétique¹⁵². En toute logique, le régulateur compétent devrait pouvoir autoriser ces augmentations pour autant qu'elles soient justifiées.

Par ailleurs, comme évoqué plus haut, les directives « Troisième Paquet » ouvrent la voie à une augmentation des obligations de service public, voire de missions caractérisées de service universel. Le projet de décret wallon de transposition prévoit déjà de nouvelles obligations de service public qui devront bien être financées soit – ce qui est fort probable – au travers des tarifs GRD, soit à travers la création de nouveaux fonds de financement¹⁵³.

¹⁴⁹ L'accord institutionnel pour la sixième réforme de l'Etat du 11 octobre 2011. Rappelons que l'article 6, §1, I, de la loi spéciale de réformes institutionnelles du 8 août 1980 octroie aux Régions la compétence en matière de distribution d'énergie mais que le même article en son §1, II, maintient dans le giron de l'Etat fédéral la compétence en matière de tarifs.

¹⁵⁰ Doc. Parl. Chambre 15/12/2011, projet de Loi, pp. 40 et 48, Melchior Wathelet, « *Pendant la phase de transition, les tarifs en vigueur pourraient être prolongés par la CREG, sur la base des articles 18 et 75 de la loi actuelle. Si la période s'avère trop longue, la CREG pourra imposer de nouveaux tarifs.* » (ndlr : l'article 18 dont question est l'article 18 de la loi du 8 janvier 2012 insérant un nouvel article 12 quater dans la loi du 29 avril 1999).

¹⁵¹ 2008-2012.

¹⁵² Pour ne prendre qu'un seul exemple: le déploiement des compteurs intelligents engendrerait une hausse des tarifs de 5%.

¹⁵³ Les nouvelles obligations ne sont pas uniquement de nature sociale. Elles recouvrent également toute la dimension environnementale et technique. Au-delà des engagements en matière de compteurs intelligents, la directive prévoit notamment le développement de réseaux intelligents mais aussi le déploiement de mesures donnant priorité aux productions décentralisées. Dans ce cadre, les réflexions menées par le groupe REDI au sein de la CWaPE engageront les

La question est posée de la mise en application de la loi du 8 janvier 2012 par la CREG et, précisément, vu le nombre de questions en surplus, le mode opératoire selon lequel elle engagera la procédure de concertation avec les GRD prévue dans le cadre de l'élaboration de la méthodologie tarifaire¹⁵⁴.

GRD dans de nouveaux investissements voire des mesures soutenant financièrement les nouveaux acteurs que sont les prosumers.

¹⁵⁴ Il semblerait que les tarifs 2012 puissent former la base des tarifs provisoires, l'article 12 quater, §2, précise que la CREG peut prolonger les tarifs existants à la date de publication de la loi. On se référera aussi à l'avis du Conseil d'Etat, Avis 49.570/3, op. cit. : « [...] Le fait que l'abrogation des deux arrêtés royaux précités crée un vide juridique n'empêche pas que depuis l'expiration du délai de transposition de la directive 2009/72/CE, il appartient à la CREG de combler ce vide et de fixer elle-même les mesures provisoires nécessaires si la fixation des tarifs prend du retard, soit en décidant de maintenir (certains aspects de) l'ancienne méthode tarifaire soit en instaurant directement une réglementation provisoire ou transitoire dans l'attente d'une réglementation définitive qu'elle fixera ». L'article 12 quater de la loi électricité précise également que lorsque la CREG fait usage de cette disposition, elle doit tenir compte des lignes directrices et des dispositions en matière de recours.