



---

**COMMISSION WALLONNE POUR L'ÉNERGIE**

**ETUDE**

CD-12j29-CWaPE

à propos de

*'la régulation tarifaire  
des gestionnaires de réseau de distribution wallons  
par la CWaPE'*

*rendu en application du décret du Gouvernement wallon du 17 juillet 2008 modifiant le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et du décret du Gouvernement wallon du 17 juillet 2008 modifiant le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz.*

*Le 29 octobre 2012*

---

---

## Abstract

---

Cette étude s'inscrit dans le contexte du transfert de compétence qui doit avoir lieu entre l'Etat fédéral et les entités fédérées en matière de contrôle des prix de la distribution publique de gaz et d'électricité. Cette compétence, encore exercée par la CREG à ce jour, passera aux mains des régulateurs régionaux, à savoir la CWaPE pour la Région wallonne.

La compétence de la CWaPE ne sera toutefois effective qu'une fois la loi de transfert de compétence votée au niveau fédéral et les Directives européennes 2009/72/CE et 2009/73/CE transposées dans un Décret du Gouvernement wallon.

La CWaPE ne sait donc pas précisément quand cette compétence sera effective. Toutefois, elle peut raisonnablement s'attendre à l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs de distribution en Wallonie au 1<sup>er</sup> janvier 2015. Les enjeux liés à ces nouveaux tarifs sont importants. Ils devraient en effet permettre aux gestionnaires de réseau de commencer l'apurement des soldes régulateurs accumulés depuis 2009, soit environ 184M€ à ce jour. Ce chiffre pourrait encore augmenter fortement d'ici la fin 2014.

Les modalités relatives au transfert de cette compétence, tout comme l'attribution à la CWaPE des moyens nécessaires à l'exercice de cette mission, sont les éléments déterminants qui influenceront la mise en œuvre de la méthode de régulation tarifaire des gestionnaires de réseaux de distribution en Wallonie.

## **TABLE DES MATIERES**

<b>1. INTRODUCTION.....</b>	<b>5</b>
<b>2. LA REGULATION TARIFAIRE .....</b>	<b>6</b>
2.1. LE MONOPOLE RÉGULÉ .....	6
2.2. ASYMÉTRIE DE L'INFORMATION .....	6
2.3. LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION EN WALLONIE.....	7
<b>3. LE TRANSFERT DE COMPETENCE.....</b>	<b>10</b>
<b>4. BASE LEGALE.....</b>	<b>12</b>
4.1. DIRECTIVES 2009/72/CE ET 2009/73/CE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL .....	12
<b>5. LA REPARTITION DES ROLES ET RESPONSABILITES .....</b>	<b>17</b>
5.1. LE CONTEXTE EUROPÉEN .....	17
5.2. CONTEXTE NATIONAL BELGE : L'ARRÊT DE LA COUR CONSTITUTIONNELLE DU 31 MAI 2011.....	21
5.3. CONCLUSION DE L'ANALYSE DES CONTEXTES LÉGAUX EUROPÉEN ET BELGE .....	23
5.4. LES OBJECTIFS POURSUIVIS.....	24
<b>6. LA STRUCTURE TARIFAIRE .....</b>	<b>26</b>
6.1. DESCRIPTION .....	26
6.2. COUVERTURE DES COÛTS PAR LES TARIFS .....	29
6.3. LES CHOIX POLITIQUES .....	31
6.4. LA CASCADE DES COÛTS DE TRANSMISSION .....	31
<b>7. L'APPROCHE DE LA CWAPE.....</b>	<b>33</b>
7.1. L'ENVELOPPE BUDGÉTAIRE DES GRD .....	35
7.2. LA STRUCTURE DES TARIFS .....	39
7.3. LA DIRECTION TARIFICATION ET SOCIO-ÉCONOMIQUE.....	40
7.4. LE CADRE LÉGISLATIF WALLON .....	43
<b>8. CONCLUSION .....</b>	<b>45</b>
<b>ANNEXE 1 : LES MODÈLES DE RÉGULATION TARIFAIRE.....</b>	<b>47</b>
1. LA MÉTHODE « COST-PLUS » .....	47
2. LA MÉTHODE « PRICE CAP » .....	48
3. MODÈLE HYBRIDE.....	50
4. LA MÉTHODE « REVENUE CAP » .....	51
5. LE BENCHMARKING.....	52
6. LA QUALITÉ .....	55
<b>ANNEXE 2 : EXEMPLES.....</b>	<b>57</b>
1. CREG.....	57
2. CRE .....	62
3. OFGEM .....	67
4. NMA.....	69
<b>BIBLIOGRAPHIE.....</b>	<b>71</b>
1. LÉGISLATION.....	71
2. JURISPRUDENCE .....	72
3. DOCTRINE.....	72

## **TABLE DES FIGURES**

FIGURE 1 : TIMING POUR LA MISE EN PLACE D'UNE MÉTHODE TARIFAIRE PAR LA CWaPE .....	34
FIGURE 2 : ENVELOPPE BUDGÉTAIRE, TARIFS ET RECETTES .....	36
FIGURE 3 : DECISION TREE TO ALIGN TASKS, REGULATORY TOOLS AND REGULATOR'S ABILITIES .....	37
FIGURE 4 : ALIGNMENT OF THE REGULATORY TOOLS WITH THE REGULATOR'S ABILITIES .....	38
FIGURE 5 : PROCESS MODEL IN ENERGY DISTRIBUTION BENCHMARKING .....	53
FIGURE 6 : BENCHMARKING METHODS .....	55
FIGURE 7 : LES CONTRÔLES DES COÛTS RÉALISÉS PAR LA CREG .....	58
FIGURE 8 : ENVELOPPE BUDGÉTAIRE DES GRD DÉFINIE PAR LA CRE .....	63
FIGURE 9 : SCHÉMA INCITATIF PROGRESSIF DE LA CRE RELATIF À L'AMÉLIORATION DE LA CONTINUITÉ D'ALIMENTATION .....	65
FIGURE 10 : EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DES GRD PAR LA CRE .....	66
FIGURE 11 : THE "BUILDING BLOCKS" OF THE RIIO MODEL .....	68
FIGURE 12 : BENCHMARKING AU COÛT MOYEN (NMA) .....	70

## 1. INTRODUCTION

Cette étude constitue les prémices de la régulation tarifaire des gestionnaires de réseau de distribution en Wallonie. Suite à la décision de transfert de cette compétence de l'Etat fédéral vers les entités fédérées, la CWaPE peut en effet s'attendre à recevoir cette nouvelle mission et compte s'y préparer au mieux. Toutefois, de nombreuses zones d'ombre persistent encore et demandent à être rapidement éclaircies, faute de quoi, le risque sera grand de voir s'installer une incertitude relative au cadre réglementaire, ce qui serait préjudiciable au bon fonctionnement du marché de la distribution d'énergie.

Cette étude donne tout d'abord, en son chapitre deux, les bases essentielles à la compréhension du sujet. Il est effectivement nécessaire de comprendre pourquoi cette régulation existe et qui sont les entreprises régulées. Le chapitre trois expose ensuite le contexte relatif au transfert de la compétence tarifaire entre l'Etat fédéral et les entités fédérées ainsi que les conséquences de ce transfert sur l'autorité de régulation. Les chapitres quatre et cinq plongent le lecteur dans le vif du sujet. Les Directives européennes jouent en effet un rôle déterminant dans l'attribution de la compétence tarifaire et définissent les limites, parfois floues, de la répartition des rôles et responsabilités entre l'autorité de régulation et le pouvoir exécutif. Le chapitre six illustre cette problématique en exposant les difficultés liées à la définition d'une structure tarifaire, laquelle requiert certains arbitrages.

Finalement, le chapitre sept dévoile l'approche choisie par la CWaPE et traite les éléments suivants : premièrement, le timing relatif à la mise en place d'une méthode tarifaire est détaillé, lequel met en avant la priorité qui doit être accordée à cette matière. Ensuite, le choix du type de méthode tarifaire réalisé par la CWaPE est expliqué et les différentes pistes de réflexion déjà élaborées à ce jour sont évoquées. Finalement, ce chapitre aborde l'élargissement de la Direction socio-économique afin d'y inclure la mission de tarification des GRD. Cela passe par l'engagement de nouvelles ressources humaines et l'attribution d'un budget complémentaire. Enfin, ce chapitre inclut une réflexion sur le texte de loi qui devra formaliser l'exercice de cette compétence par la CWaPE.

Ce document comporte également deux annexes. L'annexe 1 expose en détail les différents types de modèles de régulation tarifaire qui peuvent être mis en place par les autorités de régulation. Les modèles les plus couramment utilisés sont le Cost+, le Price cap et le Revenue cap. A ces modèles théoriques, divers incitants peuvent également venir se greffer, lesquels ont généralement pour objectif d'améliorer la performance des entreprises régulées. L'annexe 2 présente les méthodes mises en place dans quatre pays européens. Tout d'abord, la méthode de régulation tarifaire utilisée par la CREG est analysée. L'étude de cette méthode est d'autant plus pertinente qu'il s'agit de l'héritage avec lequel la CWaPE devra concilier lors de la définition de sa propre méthode. Les modèles de la CRE, OFGEM et NMa sont ensuite détaillés.

## 2. LA REGULATION TARIFAIRE

Pour comprendre les enjeux liés à la régulation tarifaire des gestionnaires de réseau de distribution, c'est-à-dire au contrôle par le régulateur des tarifs appliqués par les GRD<sup>1</sup> aux utilisateurs du réseau, il s'agit d'expliquer en quoi cette régulation est nécessaire dès lors qu'un monopole naturel est octroyé à une entreprise. Le chapitre suivant explique donc pourquoi cette régulation tarifaire existe et en expose les enjeux.

### 2.1. Le monopole régulé

Les gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité disposent d'un monopole sur la zone géographique où ils exercent leurs activités (à l'exception de quelques activités annexes). Ces monopoles résultent d'une situation intrinsèque aux réseaux de distribution de gaz et d'électricité, à savoir des coûts fixes élevés, des coûts marginaux constamment décroissants et des besoins en investissements importants. Au vu de ces caractéristiques, il serait inefficace de multiplier le nombre d'acteurs par zone géographique, ce qui empêche l'apparition de la concurrence. On parle dans ce cas de monopoles naturels.

Les prix de vente des produits et services issus de ces monopoles sont alors placés sous le contrôle de régulateurs afin que l'intérêt général soit préservé et que, dans le cas présent, les GRD ne retirent pas de leurs activités des bénéfices excessifs. Pour assurer ce contrôle, les régulateurs doivent mettre en place un modèle de régulation tarifaire afin de limiter les prix appliqués aux utilisateurs du réseau tout en assurant une rentabilité suffisante des capitaux investis au sein des GRD.

### 2.2. Asymétrie de l'information

Dès lors que le principe de la fixation des tarifs de distribution par le régulateur est justifié, il convient de s'intéresser aux éléments susceptibles d'empêcher le régulateur d'exercer son pouvoir sur le régulé de manière effective. C'est notamment le cas lorsque le régulateur ne dispose pas de toute l'information nécessaire pour s'assurer que l'entreprise agit de manière adéquate, il s'agit du problème d'asymétrie d'information entre le régulateur et les opérateurs régulés. Cette asymétrie de l'information influence de manière non-négligeable la méthode tarifaire qui sera choisie par le régulateur.

En effet, les différentes méthodes tarifaires présentent des besoins différents en matière d'information. Au plus les besoins en information sont grands, au plus les moyens à mettre en œuvre par le régulateur seront importants : les informations communiquées par l'entreprise au régulateur seront nombreuses, précises et la fréquence de rapportage sera élevée. Ceci n'est donc pas sans conséquence pour le gestionnaire de réseau à qui l'on demande de fournir cette information.

Logiquement, on peut également considérer que si le régulateur dispose d'un grand nombre d'information sur l'entreprise régulée, le contrôle qu'il exerce sur cette dernière sera fort. Le régulateur aura d'autant plus d'influence sur les choix stratégiques opérés.

---

<sup>1</sup> GRD : Gestionnaire de Réseau de Distribution

Un équilibre acceptable doit donc être trouvé. D'une part, le régulateur peut mettre en place une méthodologie basée sur un contrôle accru du gestionnaire de réseau. Cette option sera coûteuse en temps et en ressources pour le régulateur, mais également pour le GRD qui doit fournir ces informations. En contrepartie, le régulateur aura un impact sérieux sur les orientations stratégiques du GRD et pourra plus facilement aboutir au comportement adéquat de ce dernier. D'autre part, le régulateur peut opter pour une méthodologie moins contraignante, et donc moins coûteuse en termes d'information et de temps investi, aussi bien pour le régulateur que pour le GRD. Cette approche peut apporter les résultats souhaités d'un point de vue général, mais sera certainement moins efficace pour guider l'entreprise régulée vers l'une ou l'autre orientation stratégique.

*« Regulators seem rather constrained by limits and imperfections, endowed with only limited skilled human resources, limited budgets and limited administrative abilities to investigate the actual behavior or operation processes of regulated companies. Our point is then that the relative strengths and weaknesses of each regulatory agency should be taken into account when considering the more appropriate tools it should use to perform its supervision. »<sup>2</sup>*

### 2.3. Les gestionnaires de réseaux de distribution en Wallonie

Les gestionnaires de réseau de distribution sont responsables pour :

- ❖ La construction, l'entretien et la gestion des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel
- ❖ La distribution d'électricité, reçue du gestionnaire du réseau de transport Elia et/ou du producteur local, vers les clients finals (moyenne et basse tension)
- ❖ La distribution de gaz naturel vers les clients finaux raccordés sur leurs réseaux
- ❖ L'exécution des obligations de service public à caractère social ou environnemental imposées par les autorités.

Il existe deux types de gestionnaires de réseau : les GRD purs et les GRD mixtes.

Cette distinction se base sur la composition de l'actionnariat. Pour les GRD purs, les actions sont détenues à 100% par le pouvoir public (communes et provinces). L'actionnariat des GRD mixtes se compose en partie de pouvoirs publics tandis que l'autre partie est aux mains d'un acteur privé, Electrabel. Les actions détenues par Electrabel dans les GRD mixtes doivent être progressivement rachetées par les communes et/ou les provinces afin que ces dernières en détiennent plus de 75% au 31 décembre 2018.

Les activités de gestion des réseaux de distribution de gaz et d'électricité sont donc assurées par des intercommunales (pures ou mixtes). Il est important de noter que certaines intercommunales (Tecteo-Resa et AIESH) assument, en plus de l'activité de GRD, d'autres tâches telles que, par exemple, la télédistribution, pour lesquelles elles ne sont pas forcément en situation de monopole. Nous n'aborderons dans cette note que les aspects liés à l'activité de gestionnaire de réseau de gaz et d'électricité des intercommunales.

---

<sup>2</sup> JOSKOW PAUL L., *Incentive Regulation and Its Application to Electricity Networks*, Review of Network Economics Vol.7, Issue 4 – December 2008

14 gestionnaires de réseau de distribution sont actuellement actifs sur le territoire wallon :

E	G	Gestionnaire de réseau	Pur/mixte	Wa/Fl
x		AIEG	GRDs purs	Wallons
x		AIESH		
x	x	TECTEO-RESA		
x		WAVRE (Régie de Wavre)		
x	x	Simogel	GRDs mixtes	
x		IEH		
	x	IGH		
x	x	Sedilec		
x	x	IDEG		
x	x	Interlux		
x		Intermosane		
x		Interest	GRD pur	Flamands
x		PBE		
x	x	Gaselwest	GRD mixte	

PBE et Gaselwest sont deux GRDs flamands qui gèrent un petit nombre de communes wallonnes. Le cas d'Intermosane est encore plus complexe puisqu'elle est en effet une association intercommunale mixte (19 communes) et une intercommunale pure associée (copropriétaire de certaines installations au centre-ville de Liège). De plus, cette dernière compte une commune flamande (Fourons).

Les gestionnaires de réseau mixtes wallons (Simogel, IEH, IGH, Sedilec, IDEG, Interlux, Intermosane, Interest) détiennent ensemble 100% des parts représentatives du capital de la société ORES, laquelle est en charge de l'exploitation des réseaux détenus par ses actionnaires.

Le coût de la distribution représente une part importante de la facture globale des consommateurs résidentiels. Le tableau ci-dessous indique pour les années 2007 à mi-2012, la proportion du prix total (TVAC) d'une facture annuelle d'électricité ou de gaz qui est attribuée à la distribution.

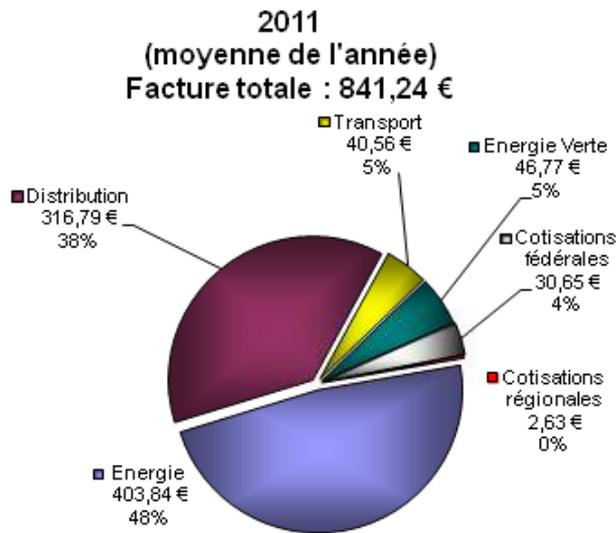
	2007	2008	2009	2010	2011	S1 2012
<b>Electricité</b>	36%	35%	38%	39%	38%	38%
<b>Gaz</b>	26%	22%	26%	27%	26%	27%

Ces pourcentages sont établis sur base du profil de consommation dc1 pour l'électricité (3500 kWh/an avec un compteur simple) et d3 pour le gaz (23.260 kWh/an avec un profil de chauffage). Les prix de l'énergie sont calculés sur base de la moyenne pondérée des prix appliqués par les fournisseurs désignés en Wallonie. Les prix pour la distribution sont calculés sur base de la moyenne pondérée des tarifs de distribution appliqués par les gestionnaires de réseau en Wallonie. Pour l'année 2012, le calcul a été réalisé sur base des données du premier semestre de l'année.

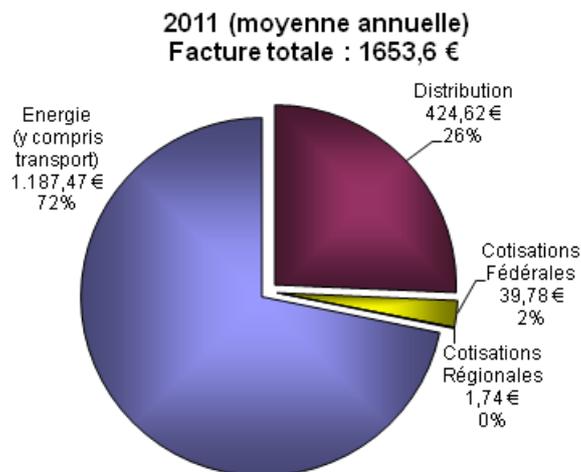
Les tarifs relatifs à la distribution d'énergie représentent donc une partie importante de la facture énergétique des clients résidentiels wallons (ceci est également vrai dans les autres régions). L'impact d'une réduction ou d'une augmentation des tarifs de distribution n'est donc pas négligeable.

Le détail de la répartition de la facture de gaz et d'électricité à charge du consommateur résidentiel moyen pour l'année 2011 est donné ci-dessous :

Pour l'électricité:



Pour le gaz :



### 3. LE TRANSFERT DE COMPETENCE

La sixième réforme de l'état introduit le transfert de compétence relatif au contrôle des prix de la distribution publique de gaz et d'électricité. Ce transfert de compétence entre l'Etat fédéral et les entités fédérées induit également un changement de régulateur. La CREG, régulateur fédéral, passera donc le flambeau à la CWaPE, la VREG et BRUGEL pour exercer le contrôle des tarifs des gestionnaires de réseaux de distribution respectivement en Wallonie, en Flandre et à Bruxelles.

Dans sa déclaration de politique générale, datant du 1<sup>er</sup> décembre 2011, le Premier ministre Elio Di Rupo cite spécifiquement les points suivants :

#### *2.6.2. Garantir une énergie sûre, durable et accessible à tous*

*L'objectif du Gouvernement est que les prix de l'énergie tant pour les particuliers que pour les entreprises ne dépassent pas la moyenne des prix des pays voisins, de manière à sauvegarder la compétitivité des entreprises et le pouvoir d'achat des citoyens. A cette fin, l'État fédéral prendra une initiative coordonnée avec les Régions ainsi que les quatre régulateurs pour analyser l'ensemble des composantes des coûts de l'énergie (prix de la commodité, tarifs de transport, tarifs de distribution, taxes et prélèvements divers) et il prendra des mesures permettant de les contenir. Par ailleurs, le Gouvernement fédéral mettra tout en œuvre, dans le cadre de ses compétences, pour limiter la facture énergétique globale.*

*En premier lieu, le Gouvernement demandera à la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG) d'examiner si la différence des prix entre la Belgique et les pays voisins est justifiée par des facteurs objectifs. Si l'étude de la CREG conclut que cette différence n'est pas justifiée, elle proposera au Gouvernement un prix maximum temporaire, qui ramènera les prix pratiqués en Belgique dans la moyenne des prix des pays voisins, tout en veillant au maintien de la concurrence.*

#### *3.5.2. Autres domaines*

***Il y a un transfert de compétences dans les domaines suivants:***

- *Politique économique et industrielle*
- *Énergie*
- *...*

#### ***POLITIQUE ÉCONOMIQUE ET INDUSTRIELLE***

***Contrôle des prix :***

***Les entités fédérées seront compétentes pour contrôler les prix dans les matières qui relèvent de leurs compétences (... , la distribution publique de gaz et la distribution et le transport local d'électricité au moyen de réseaux dont la tension nominale est égale ou inférieure à 70.000 volts et qui ne remplissent pas une fonction de transport, ...).***

***Les mesures transversales comme le blocage des prix resteront fédérales.***

***...***



## *ÉNERGIE ET ENVIRONNEMENT*

### *Tarifs de distribution :*

*Aux Régions (gaz et électricité).*

*Pour l'électricité, cela ne concerne pas les tarifs des réseaux qui remplissent une fonction de transport, même s'ils ont une tension nominale égale ou inférieure à 70.000 volts.*

*Toutes les autres compétences actuellement gérées par le fédéral restent de compétence fédérale. Cela vise les études ... ; la politique des prix finals de l'énergie pour le consommateur, en ce compris la politique sociale des prix ; ... .*

Il n'y a pas encore de date connue pour le transfert effectif de cette compétence. Toutefois, la date du 1<sup>er</sup> janvier 2015 pour l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs de distribution est évoquée et semble réaliste (voir chapitre 7). La CWaPE n'a donc pas encore l'assurance que l'approbation de ces nouveaux tarifs sera de sa responsabilité, mais doit tout de même anticiper cette possibilité et initier dès aujourd'hui la réflexion sur la méthode de régulation tarifaire qu'elle souhaite mettre en place. C'est bien dans cette optique qu'a été rédigé le présent document.

## 4. BASE LEGALE

A l'heure actuelle, les Directives européennes sont les seules bases légales qui encadrent la régulation tarifaire des gestionnaires de réseaux de distribution en Wallonie. En effet, les textes légaux établis au niveau fédéral ne seront pas applicables au niveau régional dès lors que la compétence sera transférée.

### 4.1. Directives 2009/72/CE et 2009/73/CE du Parlement Européen et du Conseil

Ce chapitre reprend quelques extraits des directives européennes 2009/72/CE (pour l'électricité) et 2009/73/CE (pour le gaz) relatifs aux autorités de régulations nationales (et régionales lorsque la compétence est régionalisée) ainsi qu'aux gestionnaires de réseaux et à leurs tarifs.

Electricité	Gaz
<p><u>Considérations :</u>            (36) Les autorités de régulation nationales devraient pouvoir fixer ou approuver les tarifs, ou les méthodes de calcul des tarifs, sur la base d'une proposition du gestionnaire de réseau de transport ou du ou des gestionnaires de réseau de distribution, ou sur la base d'une proposition agréée par ces gestionnaires et les utilisateurs du réseau. Dans l'exécution de ces tâches, les autorités de régulation nationales devraient veiller à ce que <b>les tarifs de transport et de distribution soient non discriminatoires et reflètent les coûts, et devraient tenir compte des coûts de réseau marginaux évités à long terme grâce à la production distribuée et aux mesures de gestion de la demande.</b></p>	<p><u>Considérations :</u>            (32) Les autorités de régulation nationales devraient pouvoir fixer ou approuver les tarifs, ou les méthodes de calcul des tarifs, sur la base d'une proposition du gestionnaire de réseau de transport ou du ou des gestionnaires de réseau de distribution ou du gestionnaire d'installation de gaz naturel liquéfié (GNL), ou sur la base d'une proposition agréée par ces gestionnaires et les utilisateurs du réseau. Dans l'exécution de ces tâches, les autorités de régulation nationales devraient veiller à ce que <b>les tarifs de transport et de distribution soient non discriminatoires et reflètent les coûts, et devraient tenir compte des coûts de réseau marginaux évités à long terme grâce aux mesures de gestion de la demande.</b></p>
<p><u>Article 32 : Accès des tiers</u></p> <p>1.            Les États membres veillent à ce que soit mis en place, pour tous les clients éligibles, un système d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution. Ce système, fondé sur des <b>tarifs publiés</b>, doit être <b>appliqué objectivement et sans discrimination entre les utilisateurs du réseau</b>. Les États membres veillent à ce que ces tarifs, ou les méthodes de calcul de ceux-ci, soient approuvés avant leur entrée en vigueur conformément à l'article 37, et à ce que ces tarifs et les méthodes de calcul, lorsque seules</p>	<p><u>Article 32 : Accès des tiers</u></p> <p>1.            Les États membres veillent à ce que soit mis en place, pour tous les clients éligibles, y compris les entreprises de fourniture, un système d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution ainsi qu'aux installations de GNL. Ce système, fondé sur des <b>tarifs publiés</b>, doit être <b>appliqué objectivement et sans discrimination entre les utilisateurs du réseau</b>. Les États membres veillent à ce que ces tarifs, ou les méthodes de calcul de ceux-ci, soient approuvés avant leur entrée en vigueur conformément à</p>

les méthodes de calcul sont approuvées, soient **publiés avant leur entrée en vigueur.**

l'article 41 par une autorité de régulation visée à l'article 39, paragraphe 1, et à ce que ces tarifs et les méthodes de calcul, lorsque seules les méthodes de calcul sont approuvées, **soient publiés avant leur entrée en vigueur.**

Article 35 : Désignation et indépendance des autorités de régulation

4.  
**Les États membres garantissent l'indépendance de l'autorité de régulation et veillent à ce qu'elle exerce ses compétences de manière impartiale et transparente.** À cet effet, les États membres veillent à ce que, dans l'exécution des tâches de régulation qui lui sont conférées par la présente directive et la législation connexe:

- l'autorité de régulation soit juridiquement distincte et fonctionnellement indépendante de toute autre entité publique ou privée;
- l'autorité de régulation veille à ce que son personnel et les personnes chargées de sa gestion:
  - agissent indépendamment de tout intérêt commercial;
  - et ne sollicitent ni **n'acceptent d'instructions directes** d'aucun gouvernement ou autre entité publique ou privée dans l'exécution des tâches de régulation. Cette exigence est sans préjudice d'une étroite concertation, le cas échéant, avec les autres autorités nationales concernées ou d'orientations générales édictées par le gouvernement qui ne concernent pas les missions et compétences de régulation visées à l'article 37.

Article 39 : Désignation et indépendance des autorités de régulation

4.  
**Les États membres garantissent l'indépendance de l'autorité de régulation et veillent à ce qu'elle exerce ses compétences de manière impartiale et transparente.** À cet effet, les États membres veillent à ce que, dans l'exécution des tâches de régulation qui lui sont conférées par la présente directive et la législation connexe:

- l'autorité de régulation soit juridiquement distincte et fonctionnellement indépendante de toute autre entité publique ou privée;
- l'autorité de régulation veille à ce que son personnel et les personnes chargées de sa gestion:
  - agissent indépendamment de tout intérêt commercial;
  - et ne sollicitent ni **n'acceptent d'instructions directes** d'aucun gouvernement ou autre entité publique ou privée dans l'exécution des tâches de régulation. Cette exigence est sans préjudice d'une étroite concertation, le cas échéant, avec les autres autorités nationales concernées ou d'orientations générales édictées par le gouvernement qui ne concernent pas les missions et compétences de régulation visées à l'article 41.

Article 36 : Objectifs généraux de l'autorité de régulation

(d)  
 contribuer à assurer, **de la manière la plus avantageuse par rapport au coût**, la mise en place de réseaux non discriminatoires qui soient

Article 40 : Objectifs généraux de l'autorité de régulation

(d)  
 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 consommateurs, et promouvoir l'adéquation des réseaux et, conformément 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 et de la production distribuée, tant dans les réseaux de transport que dans ceux de distribution;

Article 37: Missions et compétences de l'autorité de régulation

1.  
L'autorité de régulation est investie des missions suivantes:

**(a) fixer ou approuver, selon des critères transparents, les tarifs de transport ou de distribution ou leurs méthodes de calcul;**

3.  
Outre les missions qui lui sont confiées en vertu du paragraphe 1 du présent article, lorsqu'un gestionnaire de réseau indépendant a été désigné en vertu de l'article 13, l'autorité de régulation:

...

**(d) fait en sorte que les tarifs d'accès au réseau perçus par le gestionnaire de réseau indépendant incluent une rémunération du ou des propriétaires de réseau, qui rétribue de manière appropriée l'utilisation des actifs du réseau et les éventuels nouveaux investissements effectués dans celui-ci, pour autant qu'ils soient engagés d'une manière économiquement rationnelle;**

6.  
Les autorités de régulation se chargent de fixer ou d'approuver, suffisamment à l'avance avant leur entrée en vigueur, au moins les méthodes utilisées pour calculer ou établir:

(a) les conditions de raccordement et d'accès aux réseaux nationaux, y compris les tarifs de transport et de distribution ou leurs méthodes. Ces tarifs ou méthodes permettent de réaliser les investissements nécessaires à la viabilité des réseaux;

sûrs, fiables, performants et axés sur les consommateurs, et promouvoir l'adéquation des réseaux et, conformément aux objectifs généraux de politique énergétique, l'efficacité énergétique ainsi que l'intégration de la production de gaz, à grande ou à petite échelle, à partir de sources d'énergie renouvelables et de la production distribuée, tant dans les réseaux de transport que dans ceux de distribution;

Article 41: Missions et compétences de l'autorité de régulation

1.  
L'autorité de régulation est investie des missions suivantes:

**(a) fixer ou approuver, selon des critères transparents, les tarifs de transport et de distribution ou leurs méthodes de calcul;**

3.  
Outre les missions qui lui sont confiées en vertu du paragraphe 1 du présent article, lorsqu'un gestionnaire de réseau indépendant a été désigné en vertu de l'article 14, l'autorité de régulation:

...

**(d) fait en sorte que les tarifs d'accès au réseau perçus par le gestionnaire de réseau indépendant incluent une rémunération du ou des propriétaires de réseau, qui rétribue de manière appropriée l'utilisation des actifs du réseau et les éventuels nouveaux investissements effectués dans celui-ci, pour autant qu'ils soient engagés d'une manière économiquement rationnelle;**

6.  
Les autorités de régulation se chargent de fixer ou d'approuver, suffisamment à l'avance avant leur entrée en vigueur, au moins les méthodes utilisées pour calculer ou établir:

(a) les conditions de raccordement et d'accès aux réseaux nationaux, y compris les tarifs de transport et de distribution et les conditions et tarifs d'accès aux installations de GNL. Ces tarifs ou méthodes permettent de réaliser les investissements nécessaires à la viabilité des

8.

Lors de la fixation ou de l'approbation des tarifs ou des méthodes et des services d'ajustement, les autorités de régulation prévoient des **mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseau de transport et de distribution à améliorer les performances, à favoriser l'intégration du marché et la sécurité de l'approvisionnement et à soutenir les activités de recherche connexes.**

10.

Les autorités de régulation sont habilitées à demander que les gestionnaires de réseau de transport et de distribution **modifient au besoin** les conditions, y compris les tarifs ou les méthodes visés au présent article, pour faire en sorte que ceux-ci soient **proportionnés et appliqués de manière non discriminatoire**. En cas de retard dans l'établissement des tarifs de transport et de distribution, les autorités de régulation sont habilitées à **fixer ou approuver provisoirement des tarifs de transport et de distribution** ou des méthodes de calcul et à arrêter des mesures compensatoires appropriées si les tarifs ou méthodes finaux de transport et de distribution s'écartent de ces tarifs ou méthodes provisoires.

12.

Toute partie lésée et qui a le droit de présenter une plainte concernant une décision sur les méthodes prise en vertu du présent article, ou, lorsque l'autorité de régulation a une obligation de consultation, concernant les tarifs ou méthodes proposés, peut, au plus tard dans un délai de deux mois, ou dans un délai plus court si les États membres le prévoient ainsi, suivant la publication de la décision ou de la proposition de décision, déposer une plainte en réexamen. Cette plainte n'a pas d'effet suspensif.

16.

Les autorités de régulation **motivent et justifient pleinement leurs décisions** afin de permettre un

réseaux et des installations de GNL;

8.

Lors de la fixation ou de l'approbation des tarifs ou des méthodes et des services d'équilibrage, les autorités de régulation prévoient des **mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseau de transport et de distribution à améliorer les performances, à favoriser l'intégration du marché et la sécurité de l'approvisionnement et à soutenir les activités de recherche connexes.**

10.

Les autorités de régulation sont habilitées à demander que les gestionnaires de réseau de transport, de stockage, de GNL et de distribution **modifient au besoin** les conditions, y compris les tarifs et les méthodes visés au présent article, pour faire en sorte que ceux-ci soient **proportionnés et appliqués de manière non discriminatoire**. Si le régime d'accès aux installations de stockage est défini conformément à l'article 33, paragraphe 3, cette tâche exclut la modification des tarifs. En cas de retard dans l'établissement des tarifs de transport et de distribution, les autorités de régulation sont habilitées à **fixer ou approuver provisoirement des tarifs de transport et de distribution** ou des méthodes de calcul et à arrêter des mesures compensatoires appropriées si les tarifs ou méthodes finaux s'écartent de ces tarifs ou méthodes provisoires.

12.

Toute partie lésée et qui a le droit de présenter une plainte concernant une décision sur les méthodes prise en vertu du présent article, ou, lorsque l'autorité de régulation a une obligation de consultation, concernant les tarifs ou méthodes proposés, peut, au plus tard dans un délai de deux mois, ou dans un délai plus court si les États membres le prévoient ainsi, suivant la publication de la décision ou de la proposition de décision, déposer une plainte en réexamen. Cette plainte n'a pas d'effet suspensif.

16.

Les autorités de régulation **motivent et justifient pleinement leurs décisions** afin de permettre un



contrôle juridictionnel. Les décisions sont rendues **publiques** tout en préservant la **confidentialité** des informations commercialement sensibles.

contrôle juridictionnel. Les décisions sont rendues **publiques** tout en préservant la **confidentialité** des informations commercialement sensibles.

Certains articles cités ci-dessus requièrent une analyse détaillée et ne peuvent être interprétés de manière littérale. Cette analyse fait l'objet du chapitre suivant portant sur la répartition des rôles et responsabilités.

## 5. LA REPARTITION DES ROLES ET RESPONSABILITES

Ce chapitre aborde la question de la répartition des rôles et responsabilités entre le régulateur indépendant, la CWaPE, et le pouvoir exécutif, le Gouvernement wallon.

### 5.1. Le contexte européen

#### 5.1.1. Les directives 2003/54/CE et 2009/72/CE

Bien que la directive 2003/54/CE<sup>3</sup> (ci-après « deuxième directive ») ait été abrogée à partir du 3 mars 2011 par la directive 2009/72/CE<sup>4</sup>, il n'est pas inintéressant de la référencer car les règles qu'elle énonce en matière tarifaire sont, en partie du moins, comparables à celles de la directive 2009/72/CE (ci-après « troisième directive »).

La deuxième directive prévoyait que :

*« 2. Les autorités de régulation se chargent de fixer ou d'approuver, avant leur entrée en vigueur, au moins les méthodologies utilisées pour calculer ou établir:*

- a) les conditions de connexion et d'accès aux réseaux nationaux, y compris les tarifs de transport et de distribution. Ces tarifs, ou méthodologies, doivent permettre de réaliser les investissements nécessaires à la viabilité des réseaux;*
- b) les conditions de la prestation de services d'équilibrage.*

*3. Nonobstant le paragraphe 2, les États membres peuvent prévoir que les autorités de régulation soumettent à l'organe compétent de l'État membre, en vue d'une décision formelle, les tarifs ou au moins les méthodologies visées dans ce paragraphe, ainsi que les modifications visées au paragraphe 4. L'organe compétent a, dans un tel cas, le pouvoir d'approuver ou de rejeter le projet de décision qui lui est soumis par l'autorité de régulation. Les tarifs, les méthodologies ou les modifications qui y sont apportées sont publiés avec la décision lors de l'adoption formelle. Tout rejet formel d'un projet de décision est aussi rendu public, avec sa justification ».*

La troisième directive énonce une règle semblable en son article 37, 1, a) et 6, a) (cet article est repris au chapitre 4). Bien que la formulation de la règle soit relativement semblable en ce qui concerne la mission du régulateur - on remarque en effet que le §2, a) de l'article 23 de la deuxième directive est semblable au §6, a) de l'article 37 de la troisième directive-, un changement notable apparaît en 2009 dans la suppression de la possibilité de soumettre les tarifs ou la méthodologie à l'organe étatique en vue d'une décision officielle.

En fait, il serait plus juste de faire état de quatre possibilités laissées au législateur national plutôt que d'une seule règle. Le texte de la directive permet d'octroyer un pouvoir plus ou moins grand à l'autorité de régulation. Passons-les en revue de manière dégressive.

<sup>3</sup> Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE, Journal officiel n° L 176 du 15/07/2003 p. 0037 – 0056.

<sup>4</sup> 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, Journal officiel n° L 211 du 14/08/2009 p. 0055 – 0093.

Premièrement le régulateur pourrait *fixer les tarifs*.

Deuxièmement, il pourrait *approuver les tarifs*.

Il pourrait aussi *fixer les méthodes utilisées pour calculer ou établir les tarifs*.

Enfin, il lui serait loisible de n'avoir qu'à *approuver les méthodes utilisées pour calculer ou établir les tarifs*.

En ce qui concerne la question de savoir si la troisième directive impose un choix entre d'une part la fixation ou l'approbation<sup>5</sup> des tarifs et d'autre part la fixation ou l'approbation des méthodes de calcul, il semble qu'il y ait lieu de choisir entre les options mentionnées ci-dessus. En effet, soit on fixe/approuve les **tarifs**, soit on fixe/approuve les **méthodes** de calcul (cfr la note interprétative de la Commission européenne qui va également dans ce sens: voir point 5.1.2.). La doctrine partage ce point de vue tout en atténuant le caractère exclusif des options. C'est ainsi que tous les choix déboucheraient en réalité sur un travail dont les caractéristiques seraient en grande partie similaires de la part du régulateur, celui-là variant dans le temps en fonction de l'alternative : « *the real difference in the level of overview of tariffication by the regulator between ex-ante approval of tariffs and the approval of a tariff methodology should be limited to the period in which verification and control take place. Where only a methodology is approved by the regulator prior to its entry into force, the control takes place before and after publication of tariffs. Where tariffs are regulated ex-ante, almost all the scrutiny takes place prior to publication. The level of work and verification, however, should not significantly differ overall* »<sup>6</sup>.

En bref, la grande distinction entre les quatre alternatives se situe donc au niveau du moment auquel s'exerce la compétence et de l'intensité avec laquelle celle-ci s'exerce.

Il apparaît ainsi que le travail du régulateur sera, quelque que soit l'option choisie, double : il aura lieu *ex ante* mais également *ex post*. Que son rôle soit cristallisé autour de la méthodologie (fixation ou approbation) ou bien autour des tarifs (fixation ou approbation) la doctrine déduit que l'autorité de régulation aura le droit de vérifier, *ex post*, la manière dont ses décisions auront été implémentées *in concreto* dans la pratique et dans les chiffres.

Une lecture littérale de la seule troisième directive semblait permettre de laisser subsister un rôle décisionnel dans le chef de l'exécutif, même si, comme nous le verrons plus tard, sa marge de manœuvre aurait dû, le cas échéant, être très encadrée. En effet, le texte européen fait état, pour l'autorité de régulation, de la prérogative de « *fixer ou d'approuver* ». L'on aurait ainsi pu comprendre que, dès lors que le droit étatique avait conféré une de ces deux compétences au régulateur, la directive s'en serait trouvée respectée. Cette lecture littérale semble toutefois difficilement compatible avec l'évolution du texte de la directive depuis 2003 et la suppression de la possibilité de soumettre les tarifs ou la méthodologie à l'organe étatique en vue d'une décision officielle. Il convient par ailleurs de tenir compte du fait qu'un des objectifs de la troisième directive est de renforcer l'indépendance des régulateurs. Dans les travaux qui ont précédé l'adoption des Directives de 2009, la Commission constatait à cet égard, notamment en matière tarifaire, que l'influence directe ou indirecte des gouvernements nationaux pouvait contraindre les régulateurs à

<sup>5</sup> Sur la base d'une proposition du gestionnaire du réseau de transport ou du ou des gestionnaires du réseau de distribution, ou sur la base d'une proposition agréée par ces gestionnaires et les utilisateurs du réseau : cfr position commune arrêtée par le Conseil en vue de l'adoption de la directive du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE, 14538/08, 15 décembre 2008, p.14

<sup>6</sup> EU Energy Law, Volume I, *The Internal Energy Market, The Third Liberalisation Package*, Claeys & Casteels, 2010, p.54

adopter des décisions allant à l'encontre d'un marché intégré de l'énergie au niveau européen, ou mener à des prises de décisions non suffisamment cohérentes<sup>7</sup>.

Enfin, il convient de souligner que cette lecture littérale de la troisième directive qui laissait une place pour une intervention normative de l'exécutif semble être écartée par une majorité de la doctrine<sup>8</sup>. Une action moins invasive du politique semble privilégiée sous la forme de directives de politique générale (à ce sujet, voir point 5.1.2.).

En bref, le choix entre les quatre options énumérées ci-dessus devra d'abord être effectué par le législateur national<sup>9</sup>. Une fois celui-là opéré, il restera à déterminer quel est la compétence qui revient au pouvoir exécutif dans ce contexte.

### 5.1.2. La Note interprétative de la Commission européenne relative aux directives 2009/72/CE et 2009/73/CE

Plusieurs points méritent d'être relevés dans la note.

Tout d'abord, la Commission exprime le fait que les décisions de l'autorité de régulation doivent pouvoir être contraignantes : « [...] *This is contrary to the provisions of the new Electricity and Gas Directives, which unequivocally establish that the NRA must be able to take decisions autonomously and that its decisions are directly binding* »<sup>10</sup>.

Ensuite, après avoir également listé les quatre options reprises ci-dessus, la Commission atténue l'exclusion radicale du rôle de l'exécutif en précisant que ce dernier pourra toujours dresser des lignes de conduites de politique générale dont le régulateur devra tenir compte dans l'exercice de sa compétence propre. Le passage suivant est sans ambivalence à ce sujet : « *The core duties of the 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. However, these guidelines should not encroach on the NRA's competences or infringe any of the requirements of the Electricity and Gas Directives and Regulations. Although a Member State could e.g. issue a general policy guideline with regard to attracting investments in renewables, the Commission's services would consider a rule setting the profit margin in the cost-plus tariff as a prohibited direct instruction to the NRA* »<sup>11</sup>.

<sup>7</sup> Communication de la Commission au Conseil et au Parlement européen, COM(2006) 841, 10 janvier 2007. Voir notamment pages 8 et 12 de la Communication: "*Regulators have, on occasion, been put in a position where their decisions clearly go against the objective of creating a single internal market for electricity and gas, usually due to direct or indirect influence from national government. The clearest, although not the only example of this is inappropriate regulated supply tariffs. (...) in many cases, experience suggests that the effectiveness of regulators is frequently constrained through a lack of independence from government and sufficient powers and discretion.*"

(...). *In other cases regulatory duties are split between the specific regulatory authority and the Ministry, or the competition authority. The country reviews confirm that where insufficient powers are given to national regulators, this leads to inconsistent decision making and inadequate compliance*"

<sup>8</sup> T. MAES, *De bevoegdheden van de energieregulator op het vlak van de tarieven voor toegang tot netwerken*, note sous C.J.U.E., 29 octobre 2009, *R.D.C.*, 2010, pp. 402 et s.

<sup>9</sup> Celui-ci devant s'entendre comme le législateur compétent au sens du droit interne de l'Etat (législateur fédéral ou régional en fonction des répartitions de compétences opérées)

<sup>10</sup> *Interpretative note 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*, pp 13-14

<sup>11</sup> *Interpretative note 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*, p. 14

En bref, l'exécutif peut édicter des lignes de conduite de politique générale mais ces dernières ne pourront jamais avoir pour effet de priver le régulateur de l'exercice effectif et autonome de sa compétence propre en matière de fixation/d'approbation des tarifs/des méthodes de calcul<sup>12</sup>. A titre comparatif, il est intéressant de noter que la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité prévoit, en ses article 12, §5 et 12bis, §5, des lignes directrices dont la CREG doit tenir compte pour établir la méthodologie tarifaire.

Par ailleurs, la Commission exprime également le caractère exclusif du choix entre les quatre options énumérées au point 5.1.1.

Enfin, il convient de relever que le passage suivant ferme la porte à une approbation par l'exécutif de ce que le régulateur a établi : « *Under the second Electricity and Gas Directives, it was possible for the NRA to submit the tariff or the methodology for formal approval to the relevant body of the Member State and for the relevant body to approve or reject the draft NRA decision. This is contrary to the provisions of the new Electricity and Gas Directives, which unequivocally establish that the NRA must be able to take decisions autonomously and that its decisions are directly binding* »<sup>13</sup>. La Commission exprime clairement le fait que les décisions de l'autorité de régulation doivent pouvoir être directement contraignantes.

### 5.1.3. La jurisprudence de la Cour de Justice de l'Union européenne

Dans son arrêt du 29 octobre 2009, la Cour se prononce sur la compatibilité de l'article 12novies de la loi du 29 avril 1999 au regard de l'article 23, §2 de la directive 2003/54/CE. La *ratio decidendi* de l'arrêt est ancrée dans les paragraphes 29 à 31<sup>14</sup>.

Cet arrêt est intéressant car il statue sur la partie du texte qui n'a pas évolué drastiquement de la deuxième à la troisième directive. Il semble donc que les enseignements issus de cette affaire pourraient s'appliquer à l'interprétation de la troisième directive.

A ce sujet, la Cour affirme clairement que le Roi ne peut définir des « éléments déterminants »<sup>15</sup> pour le calcul des tarifs. Cette compétence doit revenir uniquement à l'autorité de régulation. La

<sup>12</sup> En ce sens: X. TATON et O. VAN DER HAEGEN « Les procédures spécifiques en droit de l'énergie », *Droit de l'énergie, droit de l'environnement et droit de l'urbanisme*, Bruxelles, Bruylant, 2012, pp. 55 et 56.

<sup>13</sup> *Interpretative note 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*, pp 13-14

<sup>14</sup> Arrêt de la Cour (sixième chambre) du 29 octobre 2009 : « 29. Il convient de constater que, dans un tel contexte, l'intervention du Roi dans la détermination d'éléments importants pour la fixation des tarifs, tels que la marge bénéficiaire, soustrait à la CREG les compétences de réglementation qui, en vertu de l'article 23, paragraphe 2, sous a), de la directive, devraient lui revenir.

30. La circonstance, soulignée par le Royaume de Belgique, qu'il incombe toujours à la CREG, même à l'égard de ces installations de transport, d'approuver les tarifs proposés par les gestionnaires de réseau est sans pertinence en l'espèce. En effet, l'attribution desdits pouvoirs au Roi réduit l'étendue des compétences conférées à l'autorité de régulation par la directive, dès lors que, dans l'approbation des tarifs, la CREG est liée par les règles particulières sur la détermination des amortissements et de la marge bénéficiaire établies par le Roi.

31. Il convient en conséquence de constater que, en attribuant à une autorité autre que l'autorité de régulation la compétence pour définir des éléments déterminants pour le calcul des tarifs en ce qui concerne certaines installations de transport de l'électricité, le Royaume de Belgique a manqué aux obligations qui lui incombent en vertu de l'article 23, paragraphe 2, sous a), de la directive. »

<sup>15</sup> La version anglaise fait état de « *the power to define criteria which are decisive for the calculation of tariffs* ».

Cour n'offre dans son arrêt malheureusement aucun critère pour encadrer cette notion « d'éléments déterminants ». Elle ne cite que le seul exemple de la *marge bénéficiaire* (cfr le paragraphe 29).

Cet arrêt indique que la frontière entre le pouvoir du régulateur et le pouvoir exécutif se trouve au niveau desdits éléments déterminants pour le calcul des tarifs ou la détermination de la méthodologie. Cependant, il ne précise ni latitude ni longitude pour retrouver cette frontière aux contours particulièrement flous. Comme toute notion ouverte, celle-ci doit s'apprécier au cas par cas et est susceptible d'évoluer dans le temps.

Ensuite, l'arrêt affirme que l'intervention du Roi ne peut soustraire à la CREG « ses compétences de réglementation » (cfr §29). Selon l'autonomie des notions, cette phrase pourrait être comprise non pas au sens strict comme le pouvoir d'arrêter un règlement mais plutôt comme la possibilité d'élaborer ou d'approuver préalablement les éléments déterminants du calcul des tarifs. Il ne fait nul doute que le cadre législatif wallon devra, le cas échéant en fonction de la solution adoptée, venir préciser l'arsenal des moyens dont disposera la CWaPE en matière tarifaire.

Enfin, dans le paragraphe 30 de son arrêt, la Cour écrit que « *le Roi réduit l'étendue des compétences conférées à l'autorité de régulation [...] dès lors que, dans l'approbation des tarifs, la CREG est liée par les règles particulières sur la détermination des amortissements et de la marge bénéficiaire établies par le Roi* ». En faisant une analogie avec le droit administratif belge, cela paraît vouloir signifier que l'autorité de régulation ne peut avoir une *compétence liée* mais doit pouvoir disposer d'un *pouvoir discrétionnaire*.

En bref, les enseignements à tirer de cet arrêt sont que l'autorité de régulation, dans sa compétence tarifaire, jouit d'un *pouvoir décisionnel discrétionnaire*. Le pouvoir politique ne pouvait, sous l'emprise de la seconde directive, adopter une décision contraignante pour le régulateur qu'au niveau des *éléments non déterminants*.

## 5.2. Contexte national belge : l'arrêt de la Cour constitutionnelle du 31 mai 2011

La Cour constitutionnelle a été saisie d'un recours en annulation de l'article 41 de la loi du 15 décembre 2009<sup>16</sup>. Au terme de la procédure, la Cour annulera la disposition attaquée en ce qu'elle confirme les articles 9 à 14 de l'arrêté royal du 2 septembre 2008<sup>17</sup>.

Cet arrêt est particulièrement éclairant dans la mesure où il se prononce aussi bien au regard de la seconde que de la troisième directive.

La Cour constitutionnelle, dans un premier temps, fait siens les motifs de l'arrêt de la Cour de Justice des Communautés européennes susvisé (cfr. B.9.2).

Elle analyse ensuite la disposition attaquée au regard de la deuxième directive et juge qu' « *En vertu de l'article 23, paragraphe 3, de la deuxième directive sur l'électricité, une telle procédure n'est conforme au droit de l'Union européenne que si le Roi n'a d'autre compétence que celle d'approuver*

<sup>16</sup> 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. 2009. *Moniteur belge*, 23 décembre.

<sup>17</sup> Arrêté royal du 2 septembre 2008 relatif 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. 2008. *Moniteur belge*, 12 septembre, p.47502.

*ou de rejeter intégralement la proposition, mais cette procédure viole le droit de l'Union européenne si le Roi dispose de la possibilité de modifier la proposition.*

*B.9.4. Les propositions de la CREG ayant conduit à l'arrêté royal confirmé ont été modifiées par le ministre compétent avant d'être soumises à la signature du Roi, ainsi qu'il ressort du compte rendu intégral de la séance du 27 janvier 2009 de la commission de l'Economie (Doc. parl., Chambre, 2008-2009, CRIV 52 COM 429, p. 29).*

*Par conséquent, le Roi s'est substitué à la CREG, en violation de l'article 23, paragraphes 2 et 3, de la deuxième directive sur l'électricité ».*

L'arrêt dévoile tout son intérêt lorsqu'il analyse la disposition querellée à la lumière de la troisième directive.

Il dispose à cet égard que « *le Roi ne peut plus fixer les tarifs de distribution sur la proposition de la CREG, dès lors que cette compétence appartient désormais exclusivement à la CREG. Pour les raisons exposées en B.9.4, l'arrêté royal confirmé viole a fortiori l'article 37, paragraphe 6, point a), de la troisième directive sur l'électricité* ».

D'intéressantes conclusions juridiques peuvent se dégager de cet arrêt.

Tout d'abord, il énonce que la fixation des tarifs est une compétence exclusive de la CREG. Rappelons que, selon l'arrêt du 29 octobre 2009 auquel se réfère la Cour, cela ne concernerait que les *éléments déterminants* des tarifs.

Ensuite, dans cette analyse par rapport à la seconde directive, il semble également faire état d'une compétence liée de l'exécutif (B.9.4).

La Cour analyse ensuite la situation sous l'angle de la troisième directive et estime que l'article 37, §6, point a) est violé *a fortiori* car le Roi ne peut plus fixer les tarifs sur proposition de la CREG, cette dernière compétence appartenant exclusivement à la l'autorité de régulation (cfr B.9.5). Le Rôle de l'exécutif apparaît donc totalement écarté en ce qui concerne la fixation des tarifs. Ce dernier paragraphe semble toutefois devoir être traité avec prudence.

A tout le moins, il conviendrait de l'interpréter dans le sens où, si l'autorité de régulation est investie du pouvoir de fixer/déterminer la méthodologie de calcul, l'exécutif ne pourra, dans ce domaine de compétence dévolu exclusivement au régulateur suite à un choix politique ne disposer d'aucune compétence, pas même liée depuis la troisième directive mais, conformément à la Note interprétative de la Commission européenne précitée, il pourrait édicter des lignes de conduite de politique générale.

En conclusion cet arrêt semble également exclure toute interprétation d'un rôle invasif et normatif de la part de l'exécutif dans une compétence tarifaire qui paraît dévolue exclusivement à l'autorité de régulation.

Afin d'apporter quelques éléments de comparaison, voici une analyse des approches qui ont été adoptées par la France et le Luxembourg :

- France :
  - En 2010, les tarifs étaient *fixés* par le Gouvernement sur base d'une proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

- En 2011, suite à la transcription des principes de la troisième directive, la CRE s'est vue octroyer la compétence *d'élaborer* les tarifs en tenant compte des orientations de politique énergétique indiquées par le Gouvernement. Une fois ces tarifs fixés, ils sont transmis aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie en vue de publication au Journal officiel de la République française.
- Le Gouvernement dispose néanmoins de la possibilité de solliciter une nouvelle délibération de la CRE s'il estime que ses orientations de politique énergétique n'ont pas été correctement prises en compte.
- Luxembourg :
  - Déjà en 2010, l'Institut Luxembourgeois de régulation (ILR) était compétent pour la *détermination des méthodes de calcul* des tarifs d'utilisation du réseau ainsi que des services accessoires à l'utilisation des réseaux tout comme *l'acceptation* même de ces *tarifs* régulés. La méthode était fixée par un règlement de l'Institut qui était ensuite soumis à l'approbation du ministre ayant l'énergie dans ses attributions.
  - En 2011, c'est le régulateur qui *fixe les méthodes de détermination des tarifs* ainsi que des services accessoires à l'utilisation des réseaux. Cette décision est toutefois soumise au ministre qui, en cas de refus doit rendre sa décision et sa motivation publiques. Sur base de ces méthodes et aux échéances qu'elles fixent, les gestionnaires de réseau concernés procèdent au calcul des tarifs d'utilisation du réseau. Enfin, le régulateur *accepte les tarifs*, après approbation du ministre.

### 5.3. Conclusion de l'analyse des contextes légaux européen et belge

Les deux interprétations qui se sont tissées dans les pages qui précèdent sont différentes de celle de la Cour constitutionnelle et de toute autre lecture aussi radicale de la directive qui exclurait absolument toute intervention du politique dans la fixation des tarifs.

En ce qui concerne l'hypothèse selon laquelle l'exécutif ne jouirait plus d'aucun pouvoir décisionnel (la seule admissible), le système mis en place et les écarts envers l'arrêt de la Cour constitutionnelle peuvent être résumés de la sorte.

Il convient aussi de rappeler que, quel que soit l'option choisie (approbation/fixation de la méthodologie ou approbation/fixation des tarifs), la tâche du régulateur ne variera pas de manière drastique. Sommairement, on peut écrire que seuls le moment et l'intensité du travail fluctuera.

Les acteurs pourront soumettre une proposition au régulateur qui jouira d'une marge de manœuvre élevée par rapport à cette dernière. La Note de la Commission européenne dispose à ce sujet que « *Recital 36 of the Electricity Directive and recital 32 of the Gas Directive mention that the NRA will fix or approve the tariff or the methodology on the basis of a proposal by the TSO or distribution system operator(s) or liquefied natural gas (LNG) system operator(s), or on the basis of a proposal agreed between those operator(s) and the users of the network. This means that the NRA also has the power to reject and amend such proposal. If the NRA is given the power over the methodology (fixing or approving), it is up to the TSOs to calculate the tariffs (which have to be in line with the methodology approved by the NRA)*»<sup>18</sup>.

Enfin rappelons que le pouvoir politique pourra disposer de la possibilité d'édicter des lignes de politique générale dont le régulateur aura l'obligation de tenir compte sans que cela ne puisse

---

<sup>18</sup> *Interpretative note 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*, pp 13

toutefois le priver de l'exercice effectif de sa compétence exclusive en matière de fixation/de détermination de la méthode de calcul des tarifs.

Quant à la lecture littérale de la directive, elle semble condamnée par une majorité de la doctrine ainsi que par la Cour Constitutionnelle dans son arrêt du 31 mai 2011.

## 5.4. Les objectifs poursuivis

Le régulateur doit tenir compte des lignes de conduite de politique générale émises par le pouvoir exécutif. Ces lignes de conduite peuvent être assimilées à des objectifs que la méthode de régulation tarifaire devra permettre d'atteindre au moindre coût. Mais le pouvoir exécutif n'est pas seul à émettre des objectifs. Le régulateur doit également tenir compte des spécificités et contraintes des opérateurs régulés, ainsi que des utilisateurs du réseau. Trois types d'objectifs sont explicités ci-après, de nature financière, relatifs à la qualité des prestations ou ayant trait au développement durable.

### 5.4.1. Les objectifs financiers

Du point de vue de l'utilisateur du réseau, tant résidentiel que professionnel, l'objectif principal, en termes financiers, est bien entendu le niveau de prix. Ce dernier, doit rester acceptable et de préférence, relativement stable dans le temps.

Pour les utilisateurs industriels, cet objectif se traduit par la nécessité de conserver une compétitivité par rapports aux industries des pays voisins. En effet, pour les entreprises industrielles, il est important que les coûts de distribution de l'électricité et du gaz soient à un niveau identique entre pays voisins, voire même au niveau européen, cela afin de ne pas créer d'avantage ou de désavantage concurrentiel entre les entreprises présentes sur un même marché commercial.

Concernant les gestionnaires de réseaux de distribution, nous relevons les objectifs suivants :

- Un gestionnaire de réseau dont l'efficience est supérieure à celle des autres peut avoir des bénéfices supérieurs. De même, un gestionnaire de réseau dont l'efficacité est inférieure à celle des autres devrait recevoir des bénéfices inférieurs. On peut imaginer un principe de récompense pour les objectifs atteints, et de pénalité pour les objectifs non-atteints.
- Un gestionnaire de réseau doit utiliser efficacement ses ressources, aussi bien en ce qui concerne les coûts que les investissements.
- Les capitaux investis doivent être correctement rémunérés.
- Le climat d'investissement doit être stable et prévisible. En effet le « risque régulateur » doit être contenu autant que possible, aussi bien pour les investisseurs (actionnaires) que pour les banques auprès desquelles les gestionnaires de réseau de distribution contractent des emprunts. Pour ce faire, il est primordial que le cadre régulateur soit stable et transparent afin d'offrir la meilleur prévisibilité en termes de résultats aux gestionnaires de réseau.

### 5.4.2. Les objectifs de qualité

Un autre objectif poursuivi par la régulation tarifaire est la bonne qualité des produits et services délivrés par les gestionnaires de réseau de distribution. La qualité peut être mesurée sur divers aspects :

- La sécurité du réseau
- La qualité d'approvisionnement
- La qualité des services offerts à la clientèle
- ...

La poursuite d'objectifs de qualité partagés par les régulés et le régulateur nécessite la définition détaillée et le rapportage des mesures sous-jacentes, élaborées sur base des meilleures pratiques internationales. Le niveau de qualité peut alors être mis en rapport avec les coûts qui ont été engendrés pour l'atteindre et permet de réconcilier les objectifs de qualité et de nature financière.

Actuellement, les gestionnaires de réseaux de distribution rapportent annuellement des informations relatives à la qualité de leurs services à destination de la CWaPE. Ces données portent sur les interruptions de fourniture, les délais de raccordement, etc. Ces informations ne sont, à l'heure actuelle, pas intégrées dans la méthode tarifaire de la CREG et le niveau de qualité des services n'est donc lié à aucun incitant financier.

#### 5.4.3. Les objectifs de développement durable

La Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables introduit toute une série de mesures visant notamment à favoriser l'URE<sup>19</sup> et à augmenter la part du renouvelable dans le mix énergétique. Au niveau de la région wallonne, des mesures relatives à la protection de l'environnement et à l'utilisation rationnelle de l'énergie ont également été introduites dans l'avant-projet de décret relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité. Ces mesures sont intégrées aux OSP par le Gouvernement selon le cas aux gestionnaires de réseaux de distribution et/ou au gestionnaire de réseau de transport local.

Tous ces objectifs doivent à leur tour être pris en compte dans la méthode tarifaire du régulateur. Comme expliqué précédemment, des objectifs peuvent être formulés par les autorités politiques, mais le choix de la méthode permettant d'atteindre ces objectifs appartient à la CWaPE.

Le groupe de réflexion REDI est un parfait exemple de ce mode de fonctionnement. Dans ce dossier, le Gouvernement wallon a en effet chargé la CWaPE de trouver les moyens efficaces de contribuer à l'intégration des productions décentralisées d'énergie verte en Wallonie. La CWaPE a alors mis sur pied un groupe de réflexion, lequel a permis d'aboutir à des pistes de réalisation très concrètes telles que l'introduction de taux de rémunération différenciés (WACC+) pour les investissements « SMART », des indicateurs de performance (KPI) sur la gestion des flux d'énergie renouvelable, des techniques de flexibilité rémunérées, etc.

---

<sup>19</sup> URE = Utilisation Rationnelle de l'Energie

## 6. LA STRUCTURE TARIFAIRE

Les tarifs dont il est question dans ce document représentent les différents tarifs (raccordement, utilisation du réseau, ...) que les utilisateurs doivent payer aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz.

### 6.1. Description

La structure tarifaire définit la manière dont le revenu total du GRD est réparti entre les utilisateurs du réseau.

Ce principe peut être illustré de la manière suivante :

$$\text{Revenu annuel autorisé du GRD} = \sum_{\text{Client}=1}^n \sum_{\text{Service}=1}^m P_{c,d} \times Q_{c,d}$$

Où  $P_{c,d}$  = le tarif pour le client c du produit ou service d

$Q_{c,d}$  = le volume annuel estimé du produit ou service d consommé par le client c

#### 6.1.1. Les grands principes :

La fixation des tarifs des GRD doit respecter quelques **grands principes fondamentaux**, tels que :

- La réfectivité des coûts : les tarifs doivent refléter les coûts engendrés par l'activité.
- Les tarifs doivent être non-discriminatoires, c'est-à-dire ne peuvent impliquer une différence de traitement fondée sur l'un des critères fixés par la loi et qui ne puisse être justifiée de manière objective et raisonnable.
- Les tarifs doivent être transparents et publics

#### 6.1.2. Les types de tarifs

La manière dont les tarifs sont établis varie fortement d'un pays à l'autre. Les tarifs doivent en effet tenir compte des spécificités locales, telles que, par exemple, une forte concentration de productions décentralisées, la présence de nombreuses industries, une densité de population très faible, le revenu moyen de la population, etc.

En Belgique, il existe actuellement deux types de tarifs :

1. Les tarifs périodiques
2. Les tarifs non-périodiques

La composition des ces tarifs est définie dans 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/de gaz naturel.

Electricité	Gaz
<p>1. Les <u>tarifs non-périodiques</u> sont relatifs aux <u>raccordements</u> au réseau de distribution et sont facturés de manière ponctuelle à l'utilisateur. Parmi ces tarifs, on identifie :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Le tarif lié à l'étude d'orientation. Cette étude peut être réalisée pour un nouveau raccordement, ou lors de l'adaptation du raccordement existant.</li> <li>• Le tarif lié à l'étude de détail. Cette étude peut être réalisée pour l'installation de nouveaux équipements de raccordement, ou lors de l'adaptation d'équipements de raccordement existants.</li> <li>• Le tarif lié à la réalisation d'un nouveau raccordement, pour l'adaptation/renforcement d'un raccordement existant ou pour le remplacement d'un compteur.</li> </ul>	
<p>Les tarifs cités ci-dessus peuvent varier en fonction de plusieurs critères, notamment la tension d'exploitation, la puissance, l'affectation (injection ou prélèvement) du raccordement, des paramètres technologiques ou encore la longueur du raccordement.</p>	<p>Les tarifs liés à l'étude d'orientation et de détail sont fonction de la puissance du raccordement, le troisième tarif dépend de la pression, et, le cas échéant, des paramètres technologiques définis dans le règlement technique.</p>
<p>2. Les <u>tarifs périodiques</u> reprennent les éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Les tarifs d'utilisation du réseau. Ces tarifs sont composés des trois éléments suivants : <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Le tarif de base d'utilisation du réseau.</li> </ol> </li> </ul>	
<p>Ce tarif dépend du niveau de la puissance souscrite et de la puissance complémentaire. Pour les clients résidentiels et les petits professionnels, le tarif appliqué au niveau de puissance considéré est proportionnel à l'énergie prélevée.</p>	<p>Ce tarif comporte un terme fixe et un terme en fonction de l'énergie prélevée. Pour les clients avec un compteur AMR, ce tarif consiste en un terme en fonction de la capacité horaire prélevée.</p>
<p>2. Le tarif pour la gestion du système.</p>	
<p>Ce tarif est fonction de l'énergie prélevée ou injectée par l'URD<sup>20</sup>.</p>	<p>Ce tarif est fonction de l'énergie active prélevée par l'URD.</p>
<p>3. Le tarif rémunérant la mise à disposition des équipements de comptage ainsi que l'activité de mesure, relève et comptage. Ce tarif se compose d'un terme fixe et est fonction du type de compteur.</p>	
<p>4. Les Obligations de Service Public. Ce tarif représente le coût lié aux OSP<sup>21</sup> imposées au GRD et est fonction de l'énergie injectée ou prélevée par l'URD.</p>	

<sup>20</sup> URD : Utilisateur du Réseau de Distribution

<sup>21</sup> OSP : Obligation de Service Public

<p>5. Le tarif lié à l'utilisation du réseau de transport. Ce tarif est une conséquence de la cascade des coûts liés au transport de l'énergie. Ce point sera détaillé plus loin.</p>	/
<p>6. Les tarifs des services auxiliaires. Ces tarifs sont composés des éléments suivants :</p>	
<p>a. Le tarif du réglage de la tension et de la puissance réactive b. Le tarif de la compensation des pertes du réseau Ces tarifs sont fonction de l'énergie injectée ou prélevée par l'URD.</p>	<p>a. Le tarif des services complémentaires comprend le service de détente chez les clients. b. Les tarifs pour les services supplémentaires sont établis au cas par cas par le prestataire de service.</p>
<p>3. A ces tarifs périodiques, des surcharges peuvent encore s'appliquer. Ces surcharges ne sont pas définies par le gestionnaire de réseau de distribution, et ne sont pas comptabilisés dans les recettes de ce-dernier. En effet, les surcharges sont imposées par les autorités publiques et sont facturées aux URD au travers des tarifs de distribution. Les recettes perçues doivent ensuite être rétribuées à qui de droit.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Surcharges ou prélèvements pour le financement des OSP</li> <li>• Surcharges pour la couverture des frais de fonctionnement de l'instance de régulation</li> <li>• Cotisations pour la couverture des coûts échoués</li> <li>• Charges et pensions non capitalisées</li> <li>• Impôts sur les sociétés et les personnes morales</li> <li>• Autres impôts, prélèvements, surcharges, cotisations et rétributions locaux, provinciaux, régionaux et fédéraux</li> </ul>	

### 6.1.3. Les groupes de clients

Les tarifs sont définis par groupes de clients.

Pour l'électricité, ces groupes sont établis par l'Arrêté Royal du 2 septembre 2008.

Extrait de l'AR du 2 septembre 2008 :

#### *Chapitre 1er : Définitions*

##### *Article 1.*

*16° " partie d'infrastructure " : la partie de chaque réseau de distribution qui, conformément à la décision des autorités régionales compétentes, correspond à l'un des niveaux de tension suivants : Par réseau ayant une fonction de transport, on doit comprendre : le réseau de transport et l'ensemble des infrastructures de réseau maillé d'électricité servant principalement à l'acheminement d'électricité à destination des consommateurs industriels et d'autres réseaux établis en Belgique ainsi que l'interaction entre centrales électriques et entre réseaux électriques.*

- a) le réseau ayant une tension nominale de **30 à 70 kV inclus**, à l'exception des lignes, câbles et raccordements dont le niveau de tension nominal est inférieur ou égal à 70 kV et qui ont une fonction de transport;*
- b) les **transformateurs** vers le réseau moyenne tension :*
- c) le réseau ayant une tension nominale comprise entre **26 et 1 kV**;*

- d) les **transformateurs** vers le réseau basse tension;  
 e) le réseau basse tension (le réseau ayant une tension nominale **inférieure à 1 kV**);

17° " groupe de clients " : chaque **groupe d'utilisateurs** du réseau échangeant (injectant et/ou prélevant) de l'énergie sur une des **parties d'infrastructure visées au point 16°**, pour autant qu'ils utilisent un ou plusieurs services du gestionnaire du réseau de distribution dans le cadre de l'exécution de ses obligations légales et réglementaires, étant entendu qu'un utilisateur du réseau échangeant de l'énergie sur plus d'une partie d'infrastructure appartient à chacun des différents groupes de clients concernés;

Ainsi, les tarifs des GRD sont découpés selon le tableau suivant :

Groupes de clients	TRANS HT
	26 – 1 kV
	TRANS BT
	BT

Les GRD ajoutent généralement d'autres critères qui leur permettent d'affiner leurs tarifs. Ces critères sont par exemple : alimentation principale/alimentation de secours, avec mesure de pointe/sans mesure de pointe, tarif spécifique pour les échanges entre GRD, type de compteur, ...

Les différentes parties d'infrastructure ne sont pas mentionnées dans l'Arrêté Royal relatif au gaz. Par extrapolation, des groupes de clients ont été définis en fonction de l'énergie consommée.

Groupes de clients	$x \leq 5.000 \text{ kWh}$
	$5.000 \text{ kWh} < x \leq 150.000 \text{ kWh}$
	$150.000 \text{ kWh} < x \leq 1.000.000 \text{ kWh}$
	$1.000.000 \text{ kWh} < x \leq 10.000.000 \text{ kWh}$
	$x > 10.000.000 \text{ kWh}$

Où  $x$  = consommation annuelle

A nouveau, d'autres critères peuvent s'ajouter, tels que le type de compteur ou encore l'échange entre GRD.

## 6.2. Couverture des Coûts par les Tarifs

Le gestionnaire de réseau de distribution va donc créer différents tarifs de manière à ce que les recettes issues de ces tarifs permettent d'atteindre le niveau de l'enveloppe budgétaire. Cet exercice n'est pas simple car il faut prendre en compte les intérêts des gestionnaires de réseau de distribution ainsi que les intérêts des utilisateurs. Finalement, les pouvoirs publics peuvent eux-aussi avoir une influence sur la manière dont sont établis les tarifs, via la formulation de lignes de conduite de politique générale.

De prime abord, on pourrait supposer qu'une activité ponctuelle devrait être rémunérée par un tarif non-périodique, et qu'une activité récurrente devrait être rémunérée par un tarif périodique. Pour chaque type de tarif, il existe encore des unités de prix différentes. Ces unités de prix sont très

importantes car elles déterminent les paramètres en fonction desquels les recettes du GRD vont varier.

- Pour les tarifs non-périodiques, les unités de prix suivantes sont possibles :
  - Prix fixe en fonction de la puissance de raccordement
  - Prix au mètre (tranchées, câbles, ...)
  - Prix à la pièce (compteur, transformateur, ...)
  - Prix forfaitaire (intervention technique, ...)
  
- Pour les tarifs périodiques, les unités de prix suivantes sont possibles :
  - Prix en kWh (€/kWh). Le tarif est proportionnel à l'énergie consommée/injectée.
  - Prix en kW (€/kW). Pour l'électricité on parle de terme de puissance alors que pour le gaz, on parle de terme capacitaire.
  - Prix en €/an, €/mois ou €/jour. On parle alors de terme fixe.

Il faut également définir à quels groupes de clients seront affectés les coûts. Voici deux exemples concrets afin d'illustrer cette problématique :

#### Cas simple :

Prenons le cas d'une étude d'orientation réalisée pour un nouveau raccordement. Cette étude aura lieu une seule fois et n'est pas liée à l'énergie consommée par le client. Cette étude ne concerne qu'un seul client, celui qui souhaite le raccordement. Les autres utilisateurs du réseau ne sont pas concernés. Il semble donc logique que le client paye seul le coût de cette étude, via un tarif non-périodique. Dans la plupart des cas, il s'agit en effet d'un tarif forfaitaire, exprimé en €, facturé une seule fois, et qui diffère selon le type de raccordement et le niveau de tension.

#### Cas complexe :

Prenons à présent le cas d'un nouveau lotissement résidentiel. Cinquante nouvelles habitations sont construites dans un quartier, et chacune de ces maisons doit être raccordée à l'électricité. Le GRD doit donc faire une extension de réseau afin de fournir à ce quartier l'infrastructure électrique nécessaire. Le coût de cette extension de réseau (nous ne parlons pas ici des raccordements individuels entre le réseau et les habitations) doit être facturé, mais à qui ? Aux habitants de ce nouveau quartier ? A l'ensemble des clients basse-tension ? Certains pourraient penser que ce coût est engendré par ces nouvelles habitations et que donc, ce sont les habitants de ce quartier qui doivent le payer. Cette pratique engendrerait des coûts considérables pour les nouveaux habitants et empêcherait toute extension du réseau si celle-ci est à la seule charge des personnes qui s'y raccordent. Le GRD procède donc à une mutualisation des coûts et répercute le coût de l'extension du réseau sur l'ensemble de ses utilisateurs basse-tension, alors que le raccordement proprement dit est facturé individuellement, en une fois.

Une seconde question peut encore être posée. Maintenant que l'on sait à qui le coût va être facturé, on peut se demander comment ? Le réseau représente principalement un coût fixe<sup>22</sup> pour le GRD (amortissement). Ce dernier pourrait alors être tenté de facturer ce coût aux utilisateurs par un terme fixe, exprimé en €/an (pour le cas du réseau basse-tension). On constate pourtant dans la réalité que ce coût est réparti entre un terme fixe et un terme proportionnel, ce dernier étant fonction de la consommation du client. Cette pratique a pour effet d'inciter les URD à réduire leur consommation d'électricité, puisque au plus la consommation est élevée, au plus ils contribueront

---

<sup>22</sup> Nous allons ignorer dans ce cas les coûts variables, tels que l'entretien du réseau.

au financement du réseau. Ceci peut correspondre à un objectif politique favorisant l'URE. Cela soumet cependant les GRD à un risque puisque ceux-ci ont un coût fixe qui est couvert par des revenus variables.

Les deux cas présentés ci-dessus montrent bien à quel point il peut être complexe d'établir une structure tarifaire alliant les intérêts des différentes parties, assurant des revenus suffisants aux gestionnaires de réseau, tout en conservant des niveaux de prix raisonnables pour les utilisateurs.

### 6.3. Les choix politiques

Certains choix politiques peuvent également influencer la manière dont les coûts des GRD sont répercutés sur les URD. Le Gouvernement peut en effet mettre en place une politique énergétique visant à influencer le comportement de la population (résidentielle, professionnelle et industrielle) vis-à-vis de l'énergie. Ces politiques peuvent influencer tant le comportement de consommation (consommer moins, à d'autres moments, ...) que de production (centralisée, PV, éolien, ...). Ces choix politiques, dictés dans les lignes de politique générale du Gouvernement, peuvent couvrir les aspects suivants :

- Faut-il des tarifs d'injection ou pas ?
- Qui participe au financement de l'éclairage public ? Uniquement les clients BT ? Tous les groupes de clients ?
- Qui participe au financement des OSP ? Tous les clients BT ? Uniquement les clients résidentiels ?
- Faut-il des tarifs de prélèvement progressifs ou pas ?
- ...

Les politiques énergétiques ne peuvent être ignorées par les gestionnaires de réseau, et par conséquent, par le régulateur qui les contrôle. A cet égard, un extrait de la Déclaration de Politique Régionale wallonne est repris ci-dessous :

Déclaration de Politique Régionale wallonne du 16 juillet 2009 (page 77) :

#### **« 3. Améliorer le fonctionnement du marché et garantir un droit à l'énergie pour tous**

*Le Gouvernement propose :*

(...)

*– de faciliter l'accès à l'énergie :*

(...)

*- rechercher, dans le cadre des compétences régionales, un **mécanisme de tarification progressive** de l'énergie à usage résidentiel, soutenant les ménages qui consomment peu et incitant à une réduction des consommations les plus élevées, en tenant compte notamment des personnes à bas et moyens revenus qui n'ont pas toujours les ressources suffisantes pour investir dans des équipements moins énergivores et dans l'isolation de leur logement, du mode de chauffage du logement, de la composition des ménages. »*

### 6.4. La cascade des coûts de transmission

La cascade des coûts de transmission n'est applicable que pour l'électricité. Ce concept signifie en réalité que le gestionnaire de réseau de distribution répercute sur ses clients, en fonction de leur tension de raccordement, les coûts liés au transport de leur énergie sur le réseau haute tension d'ELIA<sup>23</sup>.

---

<sup>23</sup> ELIA : Elia est le gestionnaire du réseau de transport d'électricité à haute tension de 30 000 à 380 000 volts

La cascade des coûts se base sur le sens de circulation des électrons, qui s'effectue toujours de la haute tension vers la moyenne tension et ensuite vers la basse tension. L'utilisateur du réseau va donc contribuer aux coûts du(des) réseau(x) qu'il utilise effectivement, c'est-à-dire l'infrastructure qui se situe en aval. Pour une même quantité d'énergie consommée, un utilisateur du réseau moyenne tension va donc contribuer dans une moindre mesure que l'utilisateur du réseau basse tension.

Les coûts de transmission qui sont facturés aux gestionnaires de réseau de distribution se basent sur les tarifs d'ELIA, lesquels sont approuvés par la CREG pour une période de quatre ans. Ces coûts, facturés dans un premier temps par ELIA aux GRD, sont ensuite répercutés dans les tarifs des GRD. Bien que les tarifs d'ELIA s'appliquent de manière uniforme à l'ensemble des GRD belges, ils n'engendrent pas les mêmes coûts auprès de chaque GRD (volume de consommation, profil de consommation, pertes, ...).

En cas d'adaptation des tarifs d'ELIA, les GRD peuvent également, après approbation de la CREG, adapter leurs tarifs relatifs aux coûts de transmission. De plus, si la manière dont ces coûts doivent être répercutés sur les clients venait à changer (modification de la structure des tarifs ELIA), les GRD devraient également tenir compte de ces modifications et adapter leurs tarifs de transport en conséquence. On constate donc que cette partie du tarif du GRD peut varier au cours d'une période tarifaire, alors que les autres éléments sont supposés stables<sup>24</sup>.

Pour le gaz, le coût de transport n'est pas facturé par les gestionnaires de réseau de distribution mais par le fournisseur.

---

<sup>24</sup> À l'exception des surcharges qui peuvent également varier au cours d'une période tarifaire

## 7. L'APPROCHE DE LA CWaPE

L'approche tarifaire de la CWaPE n'est bien entendu pas encore finalisée. Pour l'instant, la direction socio-économique travaille à l'acquisition aussi rapide que possible des connaissances et compétences nécessaires à la mise en place d'une méthode tarifaire, cette note en atteste.

L'incertitude relative au moment auquel sera effectué le transfert de compétence a déjà été abordée plus tôt dans ce document, et la date du 1<sup>er</sup> janvier 2015 a été citée pour l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs de distribution en Wallonie. Cela se justifie par la réflexion suivante : la période tarifaire en cours s'achève le 31 décembre 2012. Ensuite, pour les années 2013 et 2014, la CREG a pris la décision de prolonger les tarifs en vigueur pour l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution. Cette décision a été justifiée par la Loi du 8 janvier 2012 par laquelle la CREG doit élaborer une nouvelle méthodologie tarifaire.

De plus, dans une étude récemment publiée par la CREG, cette dernière expose le timing qu'elle estime raisonnable pour la mise en place de sa nouvelle méthode tarifaire et justifie par la même occasion la prolongation des tarifs de distribution. Un extrait de cette étude est repris ci-dessous :

*« 106. La CREG est partie du principe qu'une période de 12 mois au minimum est nécessaire pour organiser et mener à bien une concertation structurée, documentée et transparente et pour obtenir une méthodologie tarifaire approuvée. Cela signifierait qu'une méthodologie tarifaire approuvée serait disponible au plus tôt mi-2013.*

*107. Les gestionnaires de réseau de distribution disposent, à partir de la date de communication de la méthodologie tarifaire (conformément à l'article 12bis, §4, de la Loi sur l'électricité et l'article 15/5ter, §4, de la Loi sur le gaz), de 6 mois, soit jusque la fin 2013, le temps d'introduire une proposition tarifaire. Ceci met pour ainsi dire la CREG dans l'impossibilité d'analyser avant le 1er janvier 2014 ces propositions tarifaires et de fournir les garanties légalement obligatoires. Ceci signifie que les tarifs peuvent entrer en vigueur au plus tôt le 1er janvier 2015 sur base d'une nouvelle méthodologie tarifaire.*

*108. L'article 12quater, §2 de la loi sur l'électricité et l'article 15/5quinquies, §2 de la loi sur le gaz prévoient la possibilité de prendre toute mesure transitoire que la CREG jugerait appropriée en raison de l'entrée en vigueur de la loi du 8 janvier 2012.*

*109. Fin avril 2012, la CREG a également décidé de prolonger les tarifs, tels qu'ils étaient valides à ce moment, jusqu'au 31 décembre 2014. »<sup>25</sup>*

La CREG estime donc qu'une période de 12 mois lui est nécessaire pour mettre en place une nouvelle méthode tarifaire. La CREG dispose déjà d'une équipe de tarification compétente, pour laquelle la mise en place d'une méthodologie tarifaire n'est pas une première. La CREG jouit également de l'expérience des contrôles annuels relatifs aux coûts des GRDs. La CWaPE n'ayant pas l'expérience de cette compétence, estime toutefois pouvoir mettre en place une méthode pour fin 2013, à condition que la mission lui en soit donnée très rapidement. L'acquisition de toutes les compétences nécessaires pour mener à bien cette mission passe notamment par la constitution d'une équipe spécialement dédiée à la tarification des GRD. Des échanges seront également

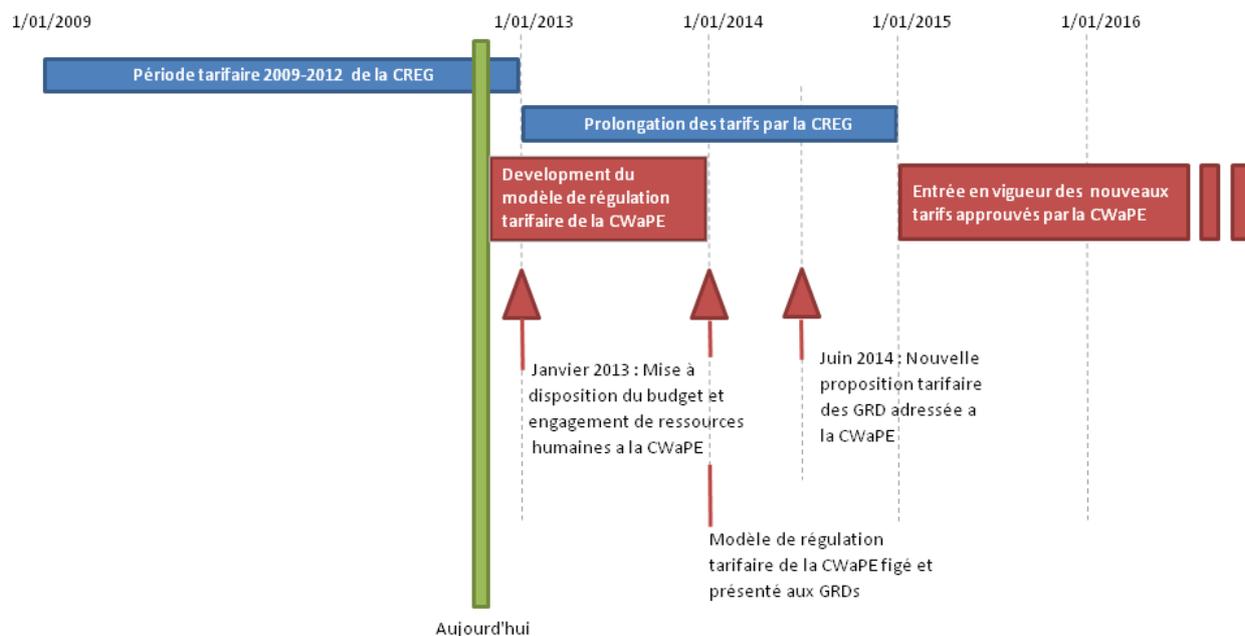
---

<sup>25</sup> CREG, *Étude sur les tarifs appliqués durant la période régulatoire 2009-2012 pour les réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel en Belgique*, Bruxelles, 28/06/2012, 87 p.

menés avec la CREG, mais aussi avec les autres régulateurs régionaux, la VREG et BRUGEL. Ces échanges ont d'ailleurs déjà débuté<sup>26</sup>.

L'échéance de fin 2013 pour la mise en place d'une méthode tarifaire par la CWaPE laisserait alors une période de six mois aux gestionnaires de réseau de distribution wallons pour remettre leur proposition tarifaire. L'échéance pour les GRD serait donc le 30 juin 2014. La CWaPE disposerait ensuite d'une période de six mois également pour analyser les propositions, éventuellement demander des compléments d'information, et approuver (ou rejeter) les tarifs. Cela nous conduit au 31 décembre 2014, pour une entrée en vigueur des nouveaux tarifs de distribution le 1<sup>er</sup> janvier 2015.

Figure 1 : Timing pour la mise en place d'une méthode tarifaire par la CWaPE



Ces deux dernières périodes de six mois semblent incompressibles. Il est dès lors primordial que la méthode tarifaire de la CWaPE soit mise en place, de manière concertée avec les GRD, pour le 1<sup>er</sup> janvier 2014 au plus tard. Le non-respect de cette première échéance par la CWaPE rendrait très difficile la mise en œuvre de nouveaux tarifs de distribution au 1<sup>er</sup> janvier 2015. Dans ce cas, la CWaPE se verrait contrainte de prolonger les tarifs actuels des gestionnaires de réseau de distribution. Ces tarifs sont, rappelons le, entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2009 et sont basés sur des budgets élaborés courant de l'année 2008.

Une seconde condition vient s'ajouter à celle citée ci-dessus. En effet, s'il est indispensable que la méthode tarifaire de la CWaPE soit connue au 1<sup>er</sup> janvier 2014, il est également indispensable que les lignes de politique générale du Gouvernement wallon soient connues au même moment. Ces dernières auront une influence sur la manière dont les GRD vont construire leurs tarifs. Ces lignes de politique générales devront être transcrites dans un Arrêté du Gouvernement wallon. De manière idéale, la CWaPE devra toutefois en avoir connaissance bien avant cette date, afin de pouvoir en tenir compte dans la définition de sa méthode de régulation tarifaire. Cette réflexion devrait donc être initiée rapidement au sein du Gouvernement wallon, en veillant à ne pas négliger les

<sup>26</sup> Rencontre avec la VREG et BRUGEL le 14 juin et avec la CREG le 21 juin

concertations avec la CWaPE. Le respect de cette échéance par la CWaPE et le Gouvernement wallon conditionne l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs au 1<sup>er</sup> janvier 2015.

L'augmentation future des tarifs de distribution fait régulièrement l'actualité de la presse. Et pour cause, les soldes régulateurs accumulés par les GRD depuis le début de la période tarifaire sont importants et leur apurement futur profile une augmentation non-négligeable des tarifs. Ces soldes sont en effet des actifs régulateurs, donc un trop peu perçu par les GRD. La prolongation des tarifs au delà de 2014 ne ferait qu'alourdir encore un peu ces soldes, ou du moins, retarderait leur apurement.

Pour l'ensemble des GRD mixtes, ORES a communiqué le chiffre cumulé de 87 millions d'euro en 2011 (60M€ pour l'électricité et 27M€ pour le gaz sur les années 2008 à 2011) à récupérer sur les tarifs de la prochaine période régulatoire. Pour TECTEO, en ce qui concerne l'activité GRD gaz et électricité, les montants cumulés des soldes régulateurs de 2009, 2010 et 2011 s'élèvent à environ 85 millions d'euros<sup>27</sup>. Pour les autres GRDs purs, les montants sont estimés à +/- 12 millions d'euros. De manière approximative donc, on peut parler d'un actif régulatoire total aux alentours des 184M€<sup>28</sup> pour l'ensemble des GRDs wallons.

Les tarifs de la prochaine période régulatoire seront irrémédiablement poussés à la hausse afin de résorber ce solde. Les montants cités ci-dessus ne sont toutefois pas définitifs. La CREG n'a en effet approuvé les soldes régulateurs que pour l'année 2009. Les soldes de 2010, 2011 et 2012 ne sont pas encore figés par le régulateur fédéral, et il semble que le transfert de compétence vers les Régions conduise à une approbation de ces soldes par les régulateurs régionaux. La procédure d'approbation par la CWaPE des soldes des GRDs wallons pour les trois dernières années de la période régulatoire en cours représente une charge de travail considérable. Ces soldes devront d'ailleurs être figés bien avant le mois de juillet 2014, échéance supposée pour la rentrée des nouvelles propositions tarifaires des GRD à la CWaPE. Ces approbations viennent s'ajouter au travail de définition d'une nouvelle méthode tarifaire.

## 7.1. L'enveloppe budgétaire des GRD

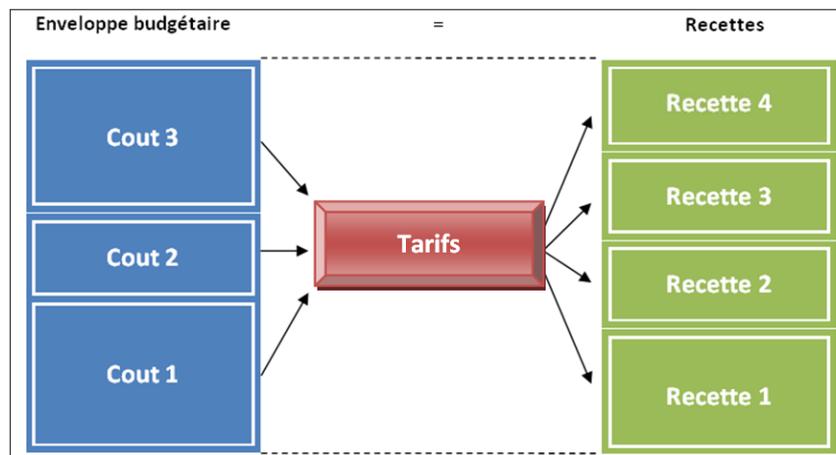
De manière simplifiée, la régulation tarifaire se compose de trois « blocs » fondamentaux, à savoir **l'enveloppe budgétaire**, les **tarifs** et les **recettes**.

L'enveloppe budgétaire représente l'ensemble des dépenses du gestionnaire de réseau, ventilé par poste de coûts. Les recettes sont les revenus du GRD, perçues via les tarifs appliqués aux utilisateurs du réseau. De manière idéale, les tarifs doivent être établis de manière à ce que l'ensemble des recettes égale l'enveloppe budgétaire du GRD, cette dernière étant établie sur base de prévisions.

<sup>27</sup> Source : Parlement Wallon, Session 2011-2012, Commission de l'énergie, du logement, de la fonction publique et de la recherche scientifique, vendredi 2 mars 2012.

<sup>28</sup> Il semble que certains GRD considèrent que l'ensemble de leurs soldes (coûts gérables et non-gérables) puissent être reportés dans les tarifs de la prochaine période tarifaire. La CWaPE estime actuellement que 50M€ pourraient être retirés de ce montant total afin de ne prendre en compte que les soldes relatifs aux coûts non-gérables.

Figure 2 : Enveloppe budgétaire, tarifs et recettes



Les différentes méthodes de régulation tarifaire peuvent donc se concentrer sur les dépenses ou les recettes du GRD, ou encore sur les tarifs.

- La méthode dite « Cost+ » se base sur l'analyse des coûts des gestionnaires de réseau. Le régulateur définit l'ensemble des postes qui entrent en ligne de compte ainsi que le montant autorisé pour chacun d'entre eux. Ainsi, il fixe le montant de l'enveloppe budgétaire qu'il accorde à chaque GRD.
- La méthode dite « Price cap » se base sur le niveau des tarifs. Le régulateur définit le niveau initial autorisé pour les tarifs des GRD et fixe ensuite la manière dont ces tarifs peuvent évoluer dans le temps. Le paramètre d'évolution peut tenir compte de différents critères, généralement l'indice des prix à la consommation en fait partie.
- La méthode dite « Revenue cap » se base sur le niveau des recettes des GRD. Tout comme pour la méthode « Price cap », le régulateur définit le niveau initial autorisé, et fixe ensuite la manière dont ce niveau peut évoluer dans le temps. Cette méthode tient toutefois compte de l'effet volume (augmentation ou diminution du volume d'énergie que passe par le réseau) puisque c'est bien la recette globale qui est observée, et non uniquement le niveau de prix.

L'annexe 1 de ce document aborde en détail les différentes méthodes tarifaires citées ci-dessus et en présente les avantages et inconvénients.

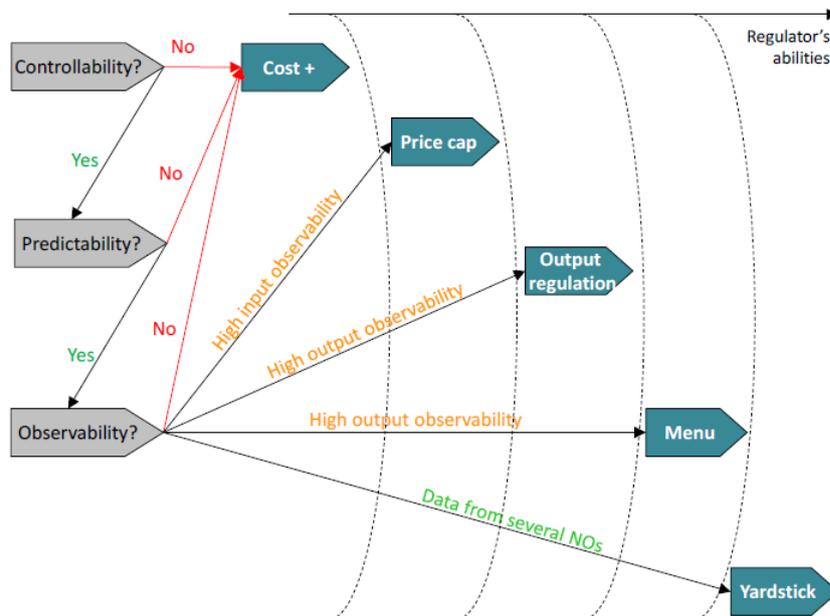
Le choix de la méthodologie qui sera mise en place par la CWaPE repose sur divers éléments. Premièrement, la CWaPE souhaite conserver une certaine continuité avec la méthode utilisée par la CREG. Cela s'explique notamment au regard du timing restreint disponible pour la mise en place de cette méthode. Il semble effectivement difficile de révolutionner la méthode et d'introduire un modèle totalement différent endéans un délai aussi court. L'exercice serait périlleux aussi bien pour la CWaPE que pour les GRD qui devraient adapter leurs systèmes de gestion et de reporting.

La méthode mise en place par la CREG pour la période tarifaire 2009-2012 repose sur l'approche Cost+ et comprend d'une part le contrôle des coûts, lesquels sont répartis en coûts gérables ou non-gérables, et d'autre part, le calcul de la marge équitable. Cette méthode est largement détaillée dans l'annexe 2 du présent document<sup>29</sup>.

<sup>29</sup> Cette annexe aborde également la méthode de calcul et d'affectation des soldes entre budgets et coûts réels. Les évolutions que la CREG souhaiterait apporter à son modèle y sont également présentées. De plus, cette annexe reprend une analyse des modèles de régulation tarifaire mis en place en France, au Royaume-Uni et au Pays-Bas.

La méthode tarifaire de la CREG se base donc sur l'approche Cost+. Mais ceci n'est pas l'unique argument qui fait plaider la CWaPE pour cette méthode. La *Florence School of Regulation* a en effet publié dans un document de travail<sup>30</sup>, un arbre de décision permettant aux régulateurs de définir la méthodologie à mettre en place pour exercer la régulation tarifaire.

Figure 3 : Decision tree to align tasks, regulatory tools and regulator's abilities<sup>31</sup>



L'arbre de décision propose un choix entre cinq méthodes de régulation : Cost+, Price cap, Output regulation, Menu et Yardstick. Les méthodes Cost+ et Price cap sont détaillées dans l'annexe 1. Voici quelques brèves explications concernant les trois autres modèles :

- **Output regulation** : cette méthode évalue la performance de l'entreprise régulée en termes de quantité et de qualité de ses délivrables et donne des incitants afin d'augmenter ces niveaux.
- **Menu** : avec cette méthode, le régulateur met en place un « menu de contrats » par lesquels il propose différents types et niveaux d'incitants. Les entreprises régulées peuvent dès lors sélectionner elles-mêmes le schéma réglementaire qu'elles souhaitent.
- **Yardstick** : cette méthode permet au régulateur de comparer les coûts et l'efficacité de chaque entreprise à la performance des autres et de fixer le revenu autorisé de l'entreprise sur base d'une moyenne ou des meilleures performances observées dans le secteur. Chaque entreprise régulée peut être récompensée si elle est plus performante que la moyenne.

L'arbre de décision s'articule autour de deux axes. L'axe horizontal représente les capacités du régulateur. Par capacité, les auteurs entendent parler des ressources dont dispose le régulateur, aussi bien en termes d'autorité, de budget et de compétences (ressources humaines).

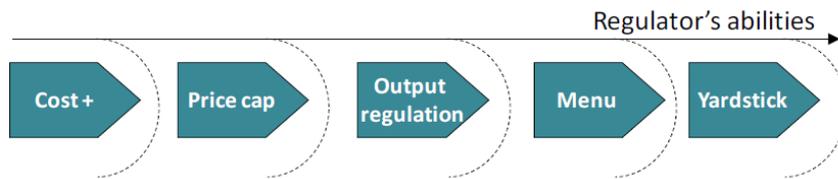
« *The regulator's abilities in terms of resources (powers, budget and skills) will limit its choice of regulatory tools because different tools stand for different kinds of regulator's implementation difficulties.* »<sup>32</sup>

<sup>30</sup> GLACHANT J. et al., *Implementing Incentive Regulation and Regulatory Alignment with Resource Bounded Regulators*, Italie, EUI Working Paper RSCAS 2012/31.

<sup>31</sup> GLACHANT J. et al., *Implementing Incentive Regulation and Regulatory Alignment with Resource Bounded Regulators*, Italie, EUI Working Paper RSCAS 2012/31.

Le lien entre les cinq méthodes régulatrices et les capacités du régulateur est présenté ci-dessous :

Figure 4 : Alignment of the regulatory tools with the regulator's abilities<sup>33</sup>



Cette figure montre donc que le régulateur a des besoins croissants en ressources qualifiées, en budget et en autorité lorsqu'il évolue vers une méthode Cost+, Price cap, Output regulation, Menu et Yardstick.

L'axe vertical représente trois critères qui eux aussi déterminent la méthode qui va être choisie par le régulateur. Les trois critères sont :

- Controllability : la contrôlabilité est la mesure dans laquelle le régulateur sait que l'opérateur peut contrôler la manière de réaliser la tâche.
- Predictability : le régulateur et l'opérateur peuvent raisonnablement prévoir ex-ante le résultat future d'une tâche.
- Observability : le régulateur peut vérifier ex-post the résultat réel.

L'arbre de décision est organisé de manière binaire (oui/non). On remarque que si une tâche ne satisfait pas les critères de contrôlabilité, de prédictibilité et d'observabilité, la méthode Cost+ est la plus appropriée afin de pouvoir récupérer les coûts engagés. Si la tâche est suffisamment contrôlable et prédictible, le degré d'observabilité va définir la méthode à utiliser.

La CWaPE possède déjà une bonne connaissance des GRD wallons, mais en matière tarifaire, il faut toutefois reconnaître son manque d'expérience. C'est pourquoi le choix de la CWaPE relatif à la méthode de régulation tarifaire devrait s'orienter, au départ, vers une approche Cost+. Cette méthode est recommandée lors de la mise en place d'une première méthode tarifaire par un régulateur. C'est également l'option choisie par la CREG pour la période 2009-2012, la continuité avec la méthode précédente est donc assurée. De plus, cette approche permet d'éviter certains risques, notamment le risque financier encouru par les GRD, et amène le régulateur à peu à peu réduire l'asymétrie de l'information dont il peut souffrir au début<sup>34</sup>.

L'approche Cost+ devrait donc être le socle sur lequel reposera la méthode tarifaire initiale. D'autres éléments viendront s'y ajouter, notamment afin de contrer certains inconvénients bien connus de cette approche, à savoir le surinvestissement des GRD et le manque d'incitant à la maîtrise des coûts.

*«When the regulation frame is still in its infancy, it can then happen that observability is still out of reach for the regulator for certain tasks. Consequently the regulator may prefer the "safeguard" of a cost plus scheme. However, the regulator can also reduce its information gap vis-à-vis the network*

<sup>32</sup> Ibid

<sup>33</sup> GLACHANT J. et al., *Implementing Incentive Regulation and Regulatory Alignment with Resource Bounded Regulators*, Italie, EUI Working Paper RSCAS 2012/31.

<sup>34</sup> Ces deux éléments, réduction du risque financier et réduction de l'asymétrie de l'information, sont expliqués dans les détails de l'approche Cost+ dans l'annexe 1.

*operator from one regulatory period to the other by conceiving some new indicators paving the way for future incentive schemes.»<sup>35</sup>*

La CWaPE souhaite agrémente la méthode Cost+ de quelques incitants qui permettront de stimuler les gestionnaires de réseau dans leur démarche de réduction des coûts, tout en garantissant un service de qualité aux utilisateurs du réseau. Les GRD ont un rôle de facilitateurs de marché et la CWaPE souhaite que ce rôle soit tenu de manière performante. Il faut également suivre les évolutions en cours et anticiper celles à venir. C'est pourquoi la CWaPE souhaite mettre l'accent sur la réalisation de certains investissements, mais également stimuler l'innovation et la recherche.

Ces différents éléments devront être orchestrés dans une méthode tarifaire claire et efficace, adaptée à l'ensemble des GRD wallons. Les pistes mises en avant par la CWaPE sont les suivantes :

- Un taux de rémunération variable en fonction du type d'investissement
- Suppression de la catégorie de coûts non-gérables
- Des indicateurs de performance permettant de mesurer la qualité des services fournis aux URD
- Un incitant à la réduction des coûts
- ...

L'annexe 1 (point 5) explique comment certains modèles de benchmarking peuvent être intégrés à la méthode tarifaire. Dans un marché où les entreprises sont en situation de monopole naturel, le benchmarking a pour objectif de créer un environnement concurrentiel fictif incitant les entreprises à augmenter leur performance. Lorsque cette bonne performance repose essentiellement sur une réduction des coûts, le risque existe alors que cela se fasse au détriment de la qualité des produits et services délivrés. Le point 6 de l'annexe 1 aborde alors les différentes méthodes permettant au régulateur de s'assurer du niveau de qualité produit par les entreprises régulées.

Il ne s'agit ici que de pistes de réflexion, lesquelles devront être analysées, détaillées, affinées et modalisées avant d'être concrètement intégrées à la méthode tarifaire. Cette intégration pourrait d'ailleurs être progressive, en fonction des budgets mis à disposition du régulateur, des délais de mise en place de ces outils et de l'évolution de la CWaPE dans la compétence tarifaire.

Conformément aux Directives européennes 2009/72/CE et 2009/73/CE, la CWaPE entend bien réaliser sa mission de régulation tarifaire des gestionnaires de réseau de distribution en toute indépendance. Cette dernière sera particulièrement forte en ce qui concerne la définition et le contrôle des enveloppes budgétaires des GRD. Le pouvoir exécutif aura quant à lui la possibilité d'influencer la structure des tarifs en édictant des lignes de politiques générale.

## 7.2. La structure des tarifs

Les tarifs des gestionnaires de réseau de distribution doivent être transparents, non-discriminatoires et doivent refléter les coûts des gestionnaires de réseau.

Ce dernier aspect relatif à la réflectivité des coûts peut être interprété de différentes manières et surtout, à différents niveaux. La réflectivité doit-elle se faire au niveau global, en comparant l'enveloppe budgétaire du GRD à ses recettes globales? Ou bien cela doit-il être fait individuellement entre chaque poste de coût et le tarif y relatif? Il est également souvent demandé aux GRD d'éviter tout subsidie croisé entre les groupes de clients. Ainsi un client ne devrait payer que pour les coûts engendrés par le groupe de clients auquel il appartient. Il peut s'avérer difficile d'affecter certains

<sup>35</sup> GLACHANT J. *et al.*, *Implementing Incentive Regulation and Regulatory Alignment with Resource Bounded Regulators*, Italie, EUJ Working Paper RSCAS 2012/31.

coûts généraux à des catégories de coût ou à des groupes de clients spécifiques. On peut dès lors voir apparaître des « clefs de répartition » permettant la ventilation dans les tarifs de certains coûts.

La CWaPE considère comme sa responsabilité de mettre en œuvre une méthode tarifaire susceptible de rencontrer divers objectifs (qualité, développement durable, ...) au moindre coût pour l'ensemble des utilisateurs de réseau. Son statut juridique (organisme indépendant) comme ses compétences techniques plaident en ce sens. Mais il ne lui appartient pas de poser des choix et de faire des arbitrages en vue de privilégier certaines catégories d'utilisateurs par rapport à d'autres, ce qui, à l'évidence, constitue une matière politique pour laquelle elle ne dispose d'aucune légitimité démocratique. La CWaPE portera donc l'essentiel de son attention sur le niveau global des tarifs (enveloppe budgétaire), et veillera à ce que les propositions tarifaires des gestionnaires de réseau de distribution permettent d'atteindre, ni plus, ni moins, le montant de l'enveloppe budgétaire qui aura été fixé. Cette enveloppe budgétaire sera strictement contrôlée pour s'assurer que les moyens mis en œuvre par les GRD permettent d'atteindre les objectifs au moindre coût. La CWaPE veillera également à ce que la définition des clefs de répartition, ainsi que le type de tarifs permettant de couvrir les différentes catégories de coût, respectent les choix exprimés par le Gouvernement wallon.

Ces choix politiques, exprimés dans les lignes de politique générale, devront veiller, dans un premier temps, à ne pas trop bouleverser la structure actuelle des tarifs. En effet, le délai d'implémentation laissé aux gestionnaires de réseau ne devrait pas leur permettre de réaliser de grandes modifications dans la structure de leurs tarifs.

### 7.3. La direction tarification et socio-économique

Le transfert de la compétence tarifaire du régulateur fédéral vers les régulateurs régionaux, implique que ces derniers constituent des équipes spécifiquement dédiées à cette matière. A cette fin, la CWaPE requiert l'attribution d'un budget supplémentaire par le Gouvernement wallon.

La direction socio-économique de la CWaPE va donc s'élargir et devenir la direction socio-économique et tarifaire, afin d'intégrer cette nouvelle compétence. Cette intégration, plutôt que la création d'une nouvelle Direction, est réalisée dans un souci d'économie et de rationalisation :

- Premièrement, l'intégration de la compétence tarifaire à la direction socio-économique permet de faire l'économie d'un directeur, lequel prendra en charge les aspects socio-économiques et tarifaires. A ce jour, il faut toutefois constater l'absence de directeur pour la direction socio-économique. La rémunération de ce dernier a été affectée à d'autres dépenses. Le budget supplémentaire demandé pour la tarification devra donc inclure la rémunération d'un directeur.
- Deuxièmement, les similitudes entre les profils de compétence recherchés pour la tarification et ceux présents dans la direction socio-économique actuelle justifient également le regroupement de ces disciplines. Le partage des ressources entre ces deux domaines d'activité permettra de mieux résister aux pics de travail (par exemple lors de l'approbation des tarifs).

La charge de travail relative à la tarification des GRD ne doit pas être sous-estimée. Un travail préliminaire est indispensable et consiste à comprendre parfaitement la méthode mise en place par la CREG, en ce compris les propositions tarifaires faites par les GRD, les mécanismes de contrôle mis en place par la CREG pour approuver ou refuser ces propositions, et également les dossiers « Bonus-Malus » sur base desquels la CREG définit le montant des soldes pour chaque année de la période régulatoire. Comme déjà signifié plus tôt, les soldes pour les années 2010, 2011 et 2012 doivent

encore être établis, mais le manque de clarté quant au moment du transfert de compétence ne permet pas d'identifier le régulateur qui sera responsable de cette tâche.

Une fois ce travail préliminaire accompli, la définition d'une nouvelle méthode tarifaire à proprement-dit pourra commencer. Celle-ci comprend tout d'abord une phase de lancement de la méthode tarifaire. Cette phase de lancement inclut dans un premier temps toutes les recherches et réflexions nécessaires à la définition de la méthode tarifaire. Une fois la méthode définie, il faut la mettre en œuvre et créer des modèles de rapport qui devront être complétés par les GRD. Deux modèles de rapport seront nécessaires : un premier relatif aux budgets (contrôle ex-ante) et un second relatif aux coûts réels (contrôle ex-post). Ceci constitue la phase de lancement.

Vient ensuite le travail en régime qui comprend l'approbation des tarifs et l'exécution des différents contrôles des GRD. Dans l'annexe2 (Figure 7), la charge de travail relative aux contrôles exécutés par la CREG est illustrée. Ces contrôles interviennent tout au long de la période tarifaire et s'intensifient à la fin de cette dernière. L'approbation des soldes (écarts entre budgets et coûts réels) doit également être réalisée par le régulateur. La fin d'une période tarifaire correspond au début de la période tarifaire suivante. Cela semble logique de prime abord, mais les implications sont réelles en termes de charge de travail pour le régulateur qui doit, la même année, réaliser des contrôles chez les GRDs (ex-post) et approuver les tarifs de la prochaine période régulatoire (ex-ante).

A tout cela il faut encore ajouter l'évolution de la méthode tarifaire. Celle-ci ne sera peut-être pas parfaite du premier coup, certains éléments seront à revoir. Il faudra également tenir compte des évolutions de marché, des développements technologiques, de nouvelles contraintes, ... Le modèle de Glachant et *al.* (2012) prévoit également une progression de la compétence du régulateur et donc l'évolution vers des modèles tarifaires plus sophistiqués, par exemple, en renforçant les incitants poussant les GRD à atteindre des niveaux de performance supérieurs. La mise en place de ces incitants nécessite de nouvelles ressources, que ce soit en personnel, en frais d'étude, etc.

*« The more resources and powers the regulator has, the more adapted, innovative and sophisticated regulatory regimes it might put in place and the lower the risk of consequential error ceteris paribus ».*<sup>36</sup>

Il est essentiel de comprendre le rôle que l'asymétrie d'information peut avoir dans le cadre de l'approbation des tarifs des régulés. Dès lors qu'un régulateur ne dispose pas de toute l'information nécessaire à l'exercice de sa mission d'approbation des tarifs, il est confronté à un risque important d'erreur.

Ce risque d'erreur peut se manifester de deux manières :

- Soit les tarifs fixés déterminés par le régulateur sont sous-évalués, ce qui engendrera à tout le moins des recours juridiques de la part des régulés et éventuellement, une capacité de financement structurellement insuffisante. Le régulé devra alors recourir à des sources de financements alternatives en vue d'accomplir les missions qui lui sont confiées. Vu sa situation financière délicate (sous financement durant une période prolongée), ces sources de financement présenteront probablement un coût élevé (taux d'emprunt jugé à risque par les organismes financiers).
- Soit les coûts à la base des tarifs sont surévalués et dans ce cas, le régulé bénéficiera d'un trop-perçu. Rappelons que dans ce cas, si les coûts sont surévalués, ce trop-perçu pourrait être considéré comme un « bonus » au profit des GRD, en rémunération abusive d'une saine

<sup>36</sup> GLACHANT J. *et al.*, *Implementing Incentive Regulation and Regulatory Alignment with Resource Bounded Regulators*, Italie, EUI Working Paper RSCAS 2012/31.

gestion. Dans ce cas, le trop-perçu ne pourrait pas être récupéré par les utilisateurs du réseau lors de la période tarifaire suivante.

Dans les deux cas, le risque d'erreur se matérialise par un surcoût sociétal qui aurait pu être évité, dès lors que les moyens suffisants auraient été octroyés au régulateur en vue de réduire l'asymétrie d'information.

La CWaPE estime donc avoir besoin de cinq personnes supplémentaires pour assumer la compétence relative au contrôle des tarifs des gestionnaires de réseau de distribution wallons, non-compris le directeur, pour la direction socio-économique et tarifaire. Les cinq personnes seront réparties selon les profils suivants :

- Un/une secrétaire afin d'assumer la charge de travail administratif
- Un/une conseiller/ère senior ayant une qualification de comptable
- Un/une conseiller/ère senior ayant une qualification d'auditeur
- Un/une conseiller/ère ayant une qualification d'auditeur
- Un/une conseiller/ère ayant une qualification de juriste

Ces personnes devront être issues du marché de l'énergie et disposer d'une bonne connaissance des gestionnaires de réseau de distribution afin de pouvoir contribuer très rapidement à la mise en place de la méthode de régulation tarifaire.

L'engagement de ces personnes doit être initié rapidement. Comme expliqué à plusieurs reprises, le timing de la mise en place d'une méthode tarifaire par la CWaPE nécessite que la définition de cette méthode commence dès aujourd'hui. La CWaPE a pour cela déjà libéré une ressource de la direction socio-économique pour travailler à la tarification, mais cette situation n'est pas tenable. Les missions socio-économiques nécessitent une équipe au complet. Une partie du budget devra donc être attribuée en 2013 afin de pouvoir procéder au recrutement de collaborateurs qui mettront sur pied la méthode tarifaire. L'équipe devra être totalement constituée en 2014, année de l'approbation des nouveaux tarifs.

Il est probable que l'ensemble des personnes ne puissent pas être recrutées directement. Ces procédures prennent du temps, ce qui est d'autant plus vrai lorsque l'on cherche des personnes ayant déjà une bonne maîtrise du sujet. Il serait alors envisagé, dans un premier temps, de demander l'appui d'un cabinet d'audit spécialisé dans le contrôle d'entreprises publiques. Une partie des charges salariales pourraient alors être dédiées à ce soutien externe. Cette expertise serait peu à peu internalisée au sein de la direction socio-économique et tarifaire. Il est toutefois urgent de recevoir une confirmation des moyens qui seront accordés à la CWaPE en 2014 pour que les opportunités d'engagement puissent être saisies en 2013.

Le budget nécessaire à la bonne exécution de la compétence tarifaire par la CWaPE est de l'ordre de 0,1% de l'enveloppe budgétaire totale des GRD wallons et de 0,5% du solde régulateur estimé jusque 2011. Ce budget ne comprend pas les frais relatifs au traitement des plaintes liées à la tarification. Ces plaintes, aujourd'hui à charge du Service fédéral de Médiation de l'Energie, devront à l'avenir être traitées par le Service Régional de Médiation de la CWaPE. Un lien n'est pas à exclure entre le nombre de plaintes reçues et le niveau des tarifs, et par conséquent, l'augmentation vraisemblable des tarifs pourrait alourdir la charge de travail liée au traitement de ces plaintes. De manière similaire, les recours en justice contre les décisions de la CWaPE en matière de tarification des GRD ne sont pas pris en compte.

#### 7.4. Le cadre législatif wallon

L'évolution du droit européen, que nous avons décrite au chapitre 5, concernant les compétences des régulateurs d'énergie en matière de contrôle des tarifs montre que les exigences de l'Union européenne visant à confier à ceux-ci –dans ce domaine- un pouvoir règlementaire sont progressivement devenues plus explicites.

La Note interprétative de la Commission européenne du 22 janvier 2010 relative aux autorités de régulation, énonce que les nouvelles Directives établissent sans équivoque que les régulateurs doivent, en matière tarifaire, être à même de prendre, de manière autonome, des décisions directement contraignantes<sup>37</sup>. Ces décisions sont toutefois susceptibles de recours. Suite à cela, la doctrine se fait l'écho du nécessaire pouvoir règlementaire dans le chef de l'autorité de régulation<sup>38</sup>, tout en recadrant la portée de cette autonomie normative. C'est bien entendu dans le cadre légal et règlementaire strictement défini et imposé par le politique que les autorités de régulation sont tenues d'agir<sup>39</sup>. Une fois ce cadre posé, le pouvoir décisionnel du régulateur relatif à la fixation ou l'approbation des tarifs ou de leurs méthodologies doit toutefois être exercé sans qu'une autre intervention formelle du législateur soit nécessaire.

Outre l'obligation de se conformer au droit européen à cet égard, l'expérience belge démontre que cette latitude dans l'action du régulateur est indispensable pour que la mission de contrôle des tarifs soit menée efficacement et dans l'intérêt de tous. L'étude de la CREG du 28 juin 2012 sur « *les tarifs appliqués durant la période régulatoire 2009-2012 pour les réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel en Belgique* » met en exergue les difficultés liées au retard d'implémentation dans la législation fédérale des directives européennes. Ce retard a notamment conduit à de nombreux recours contre les décisions de la CREG, mettant à mal la méthode tarifaire (non-respect des timings pour l'entrée en vigueur des tarifs) et engendrant un coût considérable. A ce propos, les rapports annuels de la CREG de 2010 et 2011 citent le montant des frais d'avocats relatifs aux recours en justice<sup>40</sup> contre les décisions de la CREG. Ces montants s'élèvent à 646.952€ pour l'année 2010 et 403.212€ pour l'année 2011.

Finalement, le législateur fédéral a transposé la troisième Directive via la loi du 8 janvier 2012. « *La CREG a formulé une réserve quant à la légitimité des dispositions tarifaires dans la législation belge et a déposé fin juin 2012 un recours en annulation auprès de la Cour constitutionnelle en ce qui concerne les dispositions de la loi du 8 janvier 2012 relative à l'organisation du marché de l'électricité et du gaz.* »<sup>41</sup>. La CREG estime en effet que les Directives européennes ont été transposées de manière imparfaite, notamment en ne se limitant pas à la formulation de lignes directrices mais en adressant des instructions à la CREG quant à la manière d'exercer sa compétence.

<sup>37</sup> "Under the second Electricity and Gas Directive, it was possible for the NRA to submit the tariff or the methodology for formal approval to the relevant body of the Member State and for the relevant body to approve or reject the draft NRA decision. This is contrary to the provisions of the new Electricity and Gas Directives, which unequivocally establish that the NRA must be able to take decision autonomously and that its decisions are directly binding."

<sup>38</sup> RENSON A.-S., *L'indépendance des autorités de régulation : la fin d'une controverse*, JT 17/2011, pp.349 et s. ; MAES T., *De devoegheden van de energieregulatoren op het vlak van de tarieven voor toegang tot netwerken*, note sous C.J.U.E., 29 octobre 2009, R.D.C., 2010, pp.402 et s.

<sup>39</sup> BOUCQUEY P., « *Le développement de la régulation* » in *Les pouvoirs publics dans un monde en mutation*, Bruxelles, Kluwer, 2010, pp.131-132.

<sup>40</sup> Ces chiffres concernent l'ensemble des recours en justice contre les décisions de la CREG, ils ne concernent pas spécifiquement les recours menés par les GRD wallons contre les décisions de la CREG relatives à la matière tarifaire (coûts, soldes, tarifs, ...).

<sup>41</sup> CREG, *Étude sur les tarifs appliqués durant la période régulatoire 2009-2012 pour les réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel en Belgique*, Bruxelles, 28/06/2012, 87 p.



La compétence de la CWaPE devra être transcrite dans un Décret du Gouvernement wallon, tout comme le budget complémentaire qui permettra de pérenniser l'engagement des ressources humaines pour la Direction socio-économique et tarifaire. Ce Décret devra également introduire les lignes de politique générale qui seront par la suite détaillées dans un Arrêté du Gouvernement wallon. Force est de constater que sans l'approbation de ce Décret par le Gouvernement wallon, il sera difficile pour la CWaPE de mettre en œuvre les moyens nécessaires pour l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs de distribution au 1<sup>er</sup> janvier 2015.

## 8. CONCLUSION

La sixième réforme de l'état introduit le transfert de compétence, de l'Etat fédéral vers les entités fédérées, en matière de contrôle des prix de la distribution publique de gaz et d'électricité. Pour la Région wallonne, c'est donc à la CWaPE que reviendra cette compétence. Les modalités de ce transfert ne sont pas encore connues à ce jour.

Les Directives européennes, communément appelées le « 3<sup>ème</sup> paquet énergie », définissent les objectifs de la régulation tarifaire et confèrent aux régulateurs le pouvoir de prendre des décisions directement contraignantes en la matière. Les Etats membres définissent quant à eux le cadre légal et règlementaire de cette régulation et peuvent formuler des lignes de conduites de politique générale qui devront être respectées par le régulateur, sans que la compétence de ce dernier ne s'en trouve altérée.

En ce qui concerne les tarifs de distribution en Belgique, nous sommes actuellement dans la période tarifaire 2009-2012. La CREG, alors toujours compétente en la matière, a décidé de prolonger les tarifs de distribution pour les années 2013 et 2014. Ainsi, à défaut de nouvelle décision de prolongation des tarifs actuels, la prochaine période pour laquelle des tarifs devraient être approuvés par l'autorité compétente débutera le 1<sup>er</sup> janvier 2015. A cette date, pour autant que le transfert de compétences soit entretemps devenu effectif, la CWaPE assurera le rôle d'autorité de régulation en charge de l'approbation des tarifs. Cette approbation ne peut se faire sans avoir défini au préalable une méthode tarifaire, c'est-à-dire les règles selon lesquelles les tarifs vont être calculés.

La CWaPE estime que cette nouvelle méthode tarifaire devrait être validée pour le 1<sup>er</sup> janvier 2014 sans quoi l'approbation de nouveaux tarifs pour 2015 serait fortement compromise. Au-delà du 1<sup>er</sup> janvier 2014, il resterait donc deux périodes de six mois jugées incompressibles. La première période permettrait aux gestionnaires de réseaux d'établir leurs nouvelles grilles tarifaires. Pendant la seconde période, la CWaPE procéderait au contrôle des propositions tarifaires des GRD et pourrait ensuite les approuver ou les rejeter. Le non-respect de ce timing entraînerait une impossibilité de mettre en œuvre de nouveaux tarifs de distribution au 1<sup>er</sup> janvier 2015. La prolongation des tarifs au delà de 2014 ne ferait qu'alourdir encore un peu les soldes régulateurs accumulés par les GRD depuis 2009 (voire 2008), ou du moins, retarderait leur apurement, mettant les gestionnaires de réseau dans une situation financière plus que délicate.

Afin de se donner les moyens de respecter les délais repris ci-avant, la CWaPE se doit d'entamer un travail de définition et de mise en œuvre de la méthode de régulation retenue. Toutefois il existe de nombreuses méthodes, chacune ayant ses avantages et inconvénients, et pouvant être assorties de divers incitants conduisant les entreprises à être plus performantes. Les tarifs de distribution issus de la méthode choisie devront répondre aux intérêts des différentes parties, à savoir les gestionnaires de réseau de distribution, les utilisateurs du réseau, et devront aussi soutenir les politiques énergétiques menées par le Gouvernement wallon. Ce travail de définition, de mise en œuvre et plus tard, de contrôle, requiert la création d'une équipe en charge de la tarification au sein de la CWaPE. Cette équipe devrait être constituée au plus vite afin de respecter les délais de mise en œuvre de la méthode tarifaire et de permettre aux gestionnaires de réseau de distribution d'appliquer de nouveaux tarifs à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2015. Un budget spécifique au développement de cette nouvelle compétence est donc demandé au Gouvernement wallon.



La finalisation du transfert de cette compétence entre l'Etat fédéral et les entités fédérées donnera le point de départ de la régulation tarifaire des GRD en Wallonie. Un Décret du Gouvernement wallon viendra définir les contours juridiques de cette compétence et investira la CWaPE de sa mission de régulation des tarifs de distribution. Le respect des principes dictés par la troisième Directive européenne devra être au centre des attentions.

## Annexe 1 : Les modèles de régulation tarifaire

Le choix de la méthodologie de régulation tarifaire est influencé par plusieurs critères, certains inhérents aux entreprises régulées, en l'occurrence les gestionnaires de réseaux de distribution, et d'autres, inhérents au régulateur. Les chapitres suivants présentent trois modèles fréquemment utilisés dans la régulation tarifaire des gestionnaires de réseau.

### 1. La méthode « Cost-Plus »

« *With cost plus regulation, the regulator allows the network operator to recover its expenses plus a rate of return. The network operator is then incentivized to declare its costs but not to optimize its processes* » (Joskow, 2008, cité dans Glachant et al., 2012)<sup>42</sup>.

Cette méthode se base sur la maîtrise des dépenses des GRD par le régulateur. L'ensemble de ces dépenses constitue l'enveloppe budgétaire du GRD. La sélection des postes qui entrent en considération pour le calcul de l'enveloppe budgétaire, ainsi que leur méthode d'évaluation, sont déterminés par le régulateur. Les deux éléments qui composent le plus souvent cette enveloppe sont les OPEX<sup>43</sup> et les CAPEX<sup>44</sup>, dont la composition précise est établie par le régulateur. D'autres postes peuvent venir s'ajouter en fonction de la méthodologie mise en place.

Les OPEX représentent les coûts opérationnels engendrés par l'activité du GRD. Le régulé doit soumettre le montant des coûts pour approbation au régulateur. Certains coûts pourraient en effet être rejetés par le régulateur si celui-ci considère qu'ils relèvent d'une gestion inefficace ou qu'ils ne peuvent être attribués à l'activité régulée du gestionnaire de réseau.

Les CAPEX représentent les investissements indispensables au maintien et au développement de l'activité du GRD. Le coût d'un investissement peut être réparti sur la durée de vie de l'actif sous-jacent grâce aux amortissements. De plus, la réalisation d'investissements ou la mise à disposition de capital par les actionnaires doit leur procurer des dividendes.

Le régulateur a besoin d'un grand nombre d'informations de la part du GRD afin de pouvoir définir cette enveloppe budgétaire. La charge de travail pèse sur le régulateur, mais également sur les GRD qui doivent se soumettre à l'exercice de rapportage. Par ailleurs, l'asymétrie de l'information entre le régulateur et le GRD impliquera nécessairement la réalisation de contrôles. La répétition dans le temps de ces mesures permet au régulateur de peu à peu réduire cette asymétrie. L'approbation des coûts et du rendement autorisé peuvent être un exercice fastidieux.

Le montant de l'enveloppe budgétaire doit être fixé avant le début de la période tarifaire. Sur base de l'enveloppe budgétaire, le GRD peut proposer des tarifs qui lui permettront de générer les recettes correspondant à cette enveloppe. Les tarifs sont fixés au début de la période tarifaire et restent ensuite inchangés jusqu'à la prochaine période. La difficulté réside dans le fait que les coûts réels des GRD, tout comme le montant réel des investissements, ne sont connus de manière définitive qu'une fois la période écoulée. Les GRD doivent donc établir des budgets en prévision des coûts et investissements de la période tarifaire à venir.

<sup>42</sup> GLACHANT J., KHALFALLAH H., PEREZ Y., RIOUS V., et SAGUAN M., *Implementing Incentive Regulation and Regulatory Alignment with Resource Bounded Regulators*, Italie, EUI Working Paper RSCAS 2012/31.

<sup>43</sup> OPEX : Operational Expenditure (dépenses opérationnelles)

<sup>44</sup> CAPEX : Capital Expenditure (dépenses en capital)

Le premier contrôle du régulateur sert à évaluer la vraisemblance de ces budgets et à fixer le montant de l'enveloppe budgétaire. A la fin de la période, les GRDs communiquent leurs coûts réels au régulateur. Ce second contrôle est alors réalisé ex-post et des écarts peuvent apparaître entre les coûts réels et les budgets établis ex-ante. Le régulateur doit encore décider de l'affectation de ces écarts.

Mais cette méthode n'incite pas vraiment les entreprises régulées à maîtriser leurs coûts. Au plus les coûts sont élevés, au plus l'enveloppe budgétaire est importante et aucun mécanisme n'incite le management à faire mieux que par le passé. Seul le rejet de certains coûts par le régulateur pourrait contrer cet effet, mais pour cela le régulateur doit avoir non-seulement la compétence, mais également l'autorité juridique nécessaire, sans quoi, il lui serait bien compliqué de défendre sa position.

De plus, le risque de surinvestissement de la part des monopoles régulés est bien réel, et ceci est démontré par *L'effet Averch-Johnson (1962)*<sup>45</sup>. « *Les opérateurs avaient spontanément intérêt à mobiliser le facteur « capital » (les investissements) au-delà de sa productivité marginale, introduisant ainsi une inefficience économique potentielle.* » (Hansen & Percebois, 2010). Le régulateur doit dès lors être vigilant et limiter les investissements des gestionnaires de réseau lorsque cela est nécessaire.

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Réduction de l'asymétrie de l'information au fur et à mesure des contrôles</li> <li>• La rémunération des capitaux garantit des investissements suffisants</li> <li>• Le risque lié à la variation des coûts est maîtrisé</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Des écarts peuvent apparaître entre les budgets établis ex-ante et les coûts contrôlés ex-post.</li> <li>• Focalisation des ressources sur le contrôle des coûts et le rapportage.</li> <li>• De nombreux contrôles par le régulateur sont nécessaires pour approuver/rejeter les montants.</li> <li>• Pas d'incitants pour la maîtrise des coûts des GRD.</li> <li>• Risque de surinvestissement de la part des GRD.</li> </ul>

## 2. La méthode « Price Cap »

« *In price cap regulation, the regulator sets ex ante a fixed price for the service provided by the monopoly which then has an incentive to optimize its process because it will then keep the associated informational rent. The regulator however gains no information about the network operator's cost function* » (Joskow, 2008, cité dans Glachant et al., 2012)<sup>46</sup>.

Cette méthode se concentre donc sur les tarifs, et non sur les dépenses, comme c'est le cas avec la méthode Cost+. L'objectif est de fixer un plafond aux prix appliqués par l'entreprise et de laisser ensuite cette dernière libre d'utiliser à sa guise le profit généré par son activité. Les GRD ont donc tout intérêt à minimiser leurs coûts, afin de maximiser leur profit.

<sup>45</sup> HANSEN J.-P. et PERCEBOIS J., *Energie. Economie et politiques*, Belgique, De Boeck Université, 2010, 1<sup>ère</sup> édition.

<sup>46</sup> GLACHANT J., KHALFALLAH H., PEREZ Y., RIOUS V., et SAGUAN M., *Implementing Incentive Regulation and Regulatory Alignment with Resource Bounded Regulators*, Italie, EUI Working Paper RSCAS 2012/31.

La méthode Price cap est généralement présentée comme suit :

$$\sum_{i=1}^n P_{i,t} \times Q_{i,t-1} \leq \sum_{i=1}^n P_{i,t-1} \times Q_{i,t-1} [1 + RPI_t - X_t]$$

Où

- $P_{i,t}$  et  $Q_{i,t}$  sont respectivement le prix et la quantité des produits et services  $i$  de l'entreprise à la période  $t$
- $RPI$  est le taux d'inflation (Retail Price Index)
- $X$  est le taux d'augmentation de la productivité, défini ex-ante

Dans la pratique, cette méthode est également appelée rpi-x ou cpi-x, faisant référence dans ce cas aux paramètres d'indexation (Consumer Price Index ou au Retail Price Index).

La méthode consiste donc à autoriser, sur base des quantités de produits et biens vendus la période précédente, une recette qui n'excède pas le montant de la recette relative à la période précédente, en tenant compte du taux d'inflation et en fixant un taux d'augmentation de la productivité. Ces paramètres sont définis ex-ante et sont figés pour la durée de la période. Ils peuvent être revus lors de la période tarifaire suivante.

A priori, les besoins en information pour le régulateur sont bien moins importants. Cela réduit les coûts administratifs pour le régulateur et pour les entreprises régulées, mais contribue à une forte asymétrie de l'information.

Une erreur dans la fixation initiale du cap, à la hausse ou à la baisse, peut soit apporter des profits trop élevés à l'entreprise régulée, soit la mettre en grande difficulté financière. La responsabilité du régulateur est grande. Déterminer le cap initial n'est donc pas chose aisée et demande tout de même une bonne connaissance des coûts supportés par l'entreprise. En outre, l'année prise comme référence pour l'évaluation des coûts peut influencer le résultat. Il faut donc que cette année soit représentative de l'activité générale de l'entreprise (éviter les années pour lesquelles les coûts sont trop bas ou trop élevés). La fixation du Price cap initial pourrait donc s'avérer aussi fastidieuse qu'un contrôle des coûts.

L'atout majeur de cette méthode est qu'elle incite certainement les entreprises à réduire leurs coûts (paramètre  $X$ ). Mais une forte réduction des coûts pourrait se faire au détriment de la qualité, ce qui serait regrettable. De plus, cette approche incite peu les entreprises à réaliser de gros investissements, les facteurs d'évolution des recettes pouvant être insuffisants pour couvrir les charges d'amortissements. Certains investissements peuvent pourtant conduire à des réductions de coûts. L'entreprise devrait dès lors se mettre en difficulté aujourd'hui pour retirer un bénéfice demain. Mais la réduction de coût devra obligatoirement être supérieure au facteur  $X$  qui sera déterminé par le régulateur. Ces incertitudes sont malheureusement de nature à freiner les investissements.

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les entreprises sont incitées à réduire leurs coûts</li> <li>• Les prix sont prévisibles et stables</li> <li>• La révision du Price cap demande peu de travail au régulateur.</li> <li>• Les coûts administratifs sont faibles pour le régulateur et pour les entreprises.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La fixation du cap initial requiert un travail conséquent du régulateur</li> <li>• Un paramètre X trop faible autorise des gains excessifs</li> <li>• Un paramètre X trop élevé provoque des difficultés financières</li> <li>• Peu d'incitants pour réaliser des investissements importants</li> <li>• La réduction des coûts peu impacter négativement la qualité des services</li> <li>• Le risque lié à la fluctuation des prix des facteurs de production est à la seule charge de l'entreprise.</li> </ul>

### 3. Modèle hybride

Pour résumer, la méthode Cost+ est peu risquée mais inefficace tandis que la méthode Price cap est plus risquée mais assure une certaine efficacité. En combinant ces deux méthodes théoriques, les régulateurs peuvent alors définir un nouveau modèle dont les avantages seraient tout aussi forts, mais dont les inconvénients seraient considérablement réduits.

*« In practice, to avoid the worst cases, the regulator might want to mix **price cap regulation with cost plus regulation, and share losses and gains between the network operator and the consumers.** It could then include an adjustment mechanism to incentive regulation, protecting consumers' surplus as well as providing the firm incentives for cost reduction. Learning effects on the regulator's side may have a likely positive influence on the regulator who might be able to better adjust the revenue formula when moving from one regulatory period to the next. »<sup>47</sup>*

D'une part, les actionnaires des entreprises régulées veulent assurer une rémunération juste des capitaux qu'ils ont investis. D'autre part, le régulateur veut inciter l'entreprise à augmenter son efficacité, notamment en réduisant ses coûts. Tout cela doit bien entendu se refléter dans les tarifs payés par les clients.

Les deux sections ci-dessous présentent la manière avec laquelle le régulateur peut combiner ces deux méthodes, suivant qu'il se base sur une méthodologie initiale de Cost+ ou de Price cap.

- Cost+ => Price cap

En partant de la méthode Cost+, le régulateur peut tenter d'intégrer des incitants afin de stimuler les entreprises à augmenter leur efficacité. Cela lui demande un effort supplémentaire en termes de contrôle et il risque de rapidement se confronter au management en ce qui concerne la gestion de l'entreprise. En effet, le régulateur peut tenter de remettre en cause certains coûts, il peut tenter d'influencer la politique d'investissement, etc. Ceci n'est généralement pas de nature à plaire aux dirigeants. Qui plus est, le régulateur doit veiller à ce que les mesures qu'il a mises en place aboutissent bien aux résultats escomptés.

<sup>47</sup> GLACHANT J., KHALFALLAH H., PEREZ Y., RIOUS V., et SAGUAN M., *Implementing Incentive Regulation and Regulatory Alignment with Resource Bounded Regulators*, Italie, EUI Working Paper RSCAS 2012/31.

- Price cap => Cost+

En partant de la méthode Price cap, le régulateur peut tenter de réduire le risque lié à la détermination du cap initial et du paramètre X en renforçant sa mesure des coûts. Mais tout n'est pas gagné, puisqu'en réduisant le risque, le régulateur augmente considérablement sa charge de travail et donc les coûts administratifs liés à cette méthode. De plus, comme dit précédemment, le choix de l'année de référence en termes de coûts doit être judicieux afin de ne pas sur- ou sous-évaluer les revenus de l'entreprise.

Une autre possibilité aboutissant à la réduction du risque serait de réduire la durée de la période régulatoire. Cela permettrait au régulateur de rectifier le tir plus rapidement en cas de mauvaise évaluation. Cette pratique peut cependant être un mauvais signal puisqu'elle réduit le temps pendant lequel les entreprises peuvent bénéficier de leurs gains en efficacité avant que ceux-ci ne soient intégrés dans les tarifs.

Finalement, le partage des gains (profit sharing) peut s'avérer une solution efficace. Le régulateur peut imposer un partage équitable des bénéfices entre l'entreprise et ses clients. L'entreprise est alors incitée à augmenter son efficacité, puisque jusqu'à un certain plafond, elle profite de ses efforts. Les gains supplémentaires seront répercutés dans une baisse des tarifs pour les clients.

#### 4. La méthode « Revenue Cap »

A l'instar de la méthode Price cap, le Revenue cap fixe une limite dans les revenus de l'entreprise. Cette fois, au lieu de fixer le prix des produits et services vendus par l'entreprise, la méthode se concentre sur la recette totale.

Cette méthode peut être représentée comme suit :

$$R_t = (R_{t-1} + CGA \times \Delta Cust) \times (1 + CPI - X_t) \pm Z_t$$

Où

- $R_t$  = la recette totale autorisée pour l'année t
- $CGA$  = facteur de correction lié à la variation de la demande
- $\Delta Cust$  = variation de la demande
- $CPI$  = taux d'inflation
- $X_t$  = taux d'augmentation de la productivité
- $Z_t$  = influence de facteurs exogènes

Dans cette optique, le régulateur regarde uniquement la recette totale et ne devrait pas se soucier des prix appliqués à la clientèle, tant que ceux-ci n'engendrent pas de recettes supérieures au cap fixé. Cette pratique semble peu réaliste car elle pourrait amener des comportements déviants, tels que la discrimination de certains groupes de clients.

La méthode du Revenue cap permet de tenir compte de l'évolution de la demande, ce qui n'est pas le cas avec le Price cap. Cet élément joue une grande importance lorsque l'on considère les gestionnaires de réseaux de distribution, puisque ceux-ci n'ont pas d'influence sur la quantité d'énergie consommée par les utilisateurs du réseau. Or cette variable peut avoir un impact non-négligeable sur leurs recettes.

L'atout majeur de cette méthode est, tout comme le Price cap, qu'elle incite les entreprises régulées à augmenter leur efficacité. Leur recette totale étant fixée ex-ante, les entreprises peuvent

bénéficier des gains en efficacité jusqu'à la fin de la période réglementaire. Ici aussi, il serait regrettable que cette réduction des coûts se fasse au détriment de la qualité des produits et services fournis aux clients.

Le risque lié à la fixation initiale de la recette totale autorisée est à nouveau bien présent. Cette recette ne peut être ni trop élevée, autorisant alors l'entreprise à jouir de profits trop importants, ni trop faible, mettant l'entreprise en difficulté financière. La réalisation de lourds investissements n'est guère encouragée, à moins que ce paramètre ne soit pris en compte lors de la révision du revenu autorisé. Le régulateur devrait pour cela analyser les plans d'investissement et attribuer la recette supplémentaire permettant leur réalisation.

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les entreprises sont incitées à réduire leurs coûts</li> <li>• La révision du Revenu cap demande peu de travail au régulateur.</li> <li>• Les coûts administratifs sont faibles pour le régulateur et pour les entreprises.</li> <li>• La variation de la demande pour les produits et services est prise en compte</li> <li>• Des facteurs exogènes peuvent entrer en considération</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Les prix sont établis par l'entreprise, normalement sans contrôle du régulateur</li> <li>• La fixation du cap initial requiert un travail conséquent du régulateur</li> <li>• Un paramètre X trop faible autorise des gains excessifs</li> <li>• Un paramètre X trop élevé provoque des difficultés financières</li> <li>• Risque de freiner la réalisation d'investissements importants</li> <li>• La réduction des coûts peu impacter négativement la qualité des services</li> </ul>

## 5. Le Benchmarking

Le « benchmarking », qui peut être traduit par « analyse comparative » en français, est un des moyens utilisés par les régulateurs pour inciter les entreprises à être plus performantes. Cette technique a pour but de comparer les entreprises régulées entre elles, selon divers critères et méthodes, et de créer ainsi une concurrence virtuelle entre ces monopoles. Le régulateur décide de la manière dont il va récompenser les entreprises qui performant mieux que les autres. Il peut également infliger des pénalités à celles qui n'atteignent pas un niveau de performance minimal.

Le benchmarking peut donc faire partie intégrante de la méthode tarifaire mise en place par le régulateur, en complétant l'une des approches décrites ci-dessus. En combinaison avec l'approche Cost+, le benchmarking permet d'inciter les entreprises à la bonne performance. Avec les approches Price cap et Revenu cap, le benchmarking permet au régulateur de réduire le risque lié à la détermination du paramètre X, ce dernier émanant alors des entreprises elles-mêmes.

Les domaines d'activité des entreprises sur lesquels le régulateur va mettre en place un benchmarking, avec à la clef un bonus ou une pénalité, doivent répondre à certains critères. Il semble en effet évident que le régulateur ne peut exercer une pression financière que sur des activités qu'il peut effectivement mesurer.

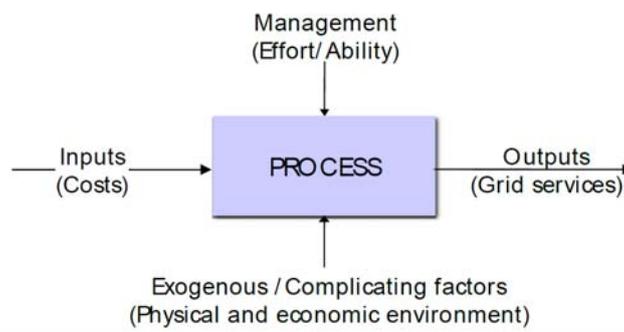
*« It works with a task that can be monitored. That is to say that the outcome of an effort by the network operator can be observed ex post: firstly by the network operator and secondly by the regulator. »<sup>48</sup>*

<sup>48</sup> GLACHANT J., KHALFALLAH H., PEREZ Y., RIOUS V., et SAGUAN M., *Implementing Incentive Regulation and Regulatory Alignment with Resource Bounded Regulators*, Italie, EUI Working Paper RSCAS 2012/31.

Il faut également que les activités auxquelles s'applique un benchmarking soient sous le contrôle de l'entreprise. Attribuer un incitant financier à une activité qui dépend uniquement de facteurs extérieurs et hors de contrôle de l'entreprise serait dépourvu de sens. Il ne faut toutefois pas pousser ce raisonnement à l'extrême puisqu'aucune entreprise n'a de contrôle total sur l'ensemble des éléments qui influencent le résultat de ses activités.

Le benchmarking peut avoir pour objectif de réduire les coûts d'exploitation de l'entreprise et/ou d'augmenter la qualité des produits et services délivrés. « *In reality, regulators care (or at least should care) as well (or more) about the production efficiency and service quality implications of the regulatory mechanisms they choose* »<sup>49</sup>. Il est donc primordial d'établir un lien entre les moyens engagés (inputs) et les dérivables (outputs) engendrés. La manière dont les objectifs seront établis joue également un rôle important. Les objectifs doivent-ils être fixés individuellement pour chaque entreprise ou de manière globale pour l'ensemble des acteurs ?

Figure 5 : Process model in energy distribution benchmarking<sup>50</sup>



« *The transformation of inputs into outputs is controlled by management actions, potentially constrained by a set of exogenous complicating factors related to the operation. Benchmarking is philosophically an inductive, data-driven exercise that draws inferences about managerial ability and effort only from the observation of evidence of excellence, called best-practice* »<sup>51</sup>. Le management d'une entreprise définit le processus qui va transformer les inputs en outputs. Des influences externes peuvent venir perturber ce processus, et les actions du régulateur en font partie.

Il existe différentes méthodes statistiques pour réaliser un benchmarking. Les chapitres suivants passent en détail certaines d'entre elles.

### 5.1. Les modèles statistiques de « benchmarking »

Les quatre modèles statistiques qui seront détaillés dans cette section sont les suivants :

- DEA : Data Envelopment Analysis
- COLS : Corrected Ordinary Least Squares
- SFA : Stochastic Frontier Analysis
- SDEA : Stochastic DEA

<sup>49</sup> JOSKOW PAUL L., *Incentive Regulation and Its Application to Electricity Networks*, Review of Network Economics Vol.7, Issue 4 – December 2008

<sup>50</sup> CREG & SUMICSID, PROJECT NEREUS - *Development of benchmarking models for distribution system operators in Belgium - FINAL REPORT*, 2011.

<sup>51</sup> CREG & SUMICSID, PROJECT NEREUS - *Development of benchmarking models for distribution system operators in Belgium - FINAL REPORT*, 2011.

Ces modèles statistiques permettent d'établir une régression<sup>52</sup> entre les différents points de mesure. Chaque point de mesure représente la position d'une entreprise en fonction des inputs consommés et des outputs produits par cette dernière. La régression établie entre tous les points de mesure représente alors la frontière efficiente. On peut considérer que les entreprises qui se situent au dessus de cette frontière efficiente sur-performent et que les entreprises qui se situent en dessous sous-performent.

La méthode des moindres carrés ordinaires (OLS – Ordinary Least Squares) détermine une fonction en minimisant la somme quadratique des déviations (qui peuvent également être appelées du « bruit ») des mesures observées par rapport aux prédictions de ces mesures.

Cette méthode peut être illustrée comme ceci :

$$\sum_{i=1}^n (y_i - f(x_i; \beta))^2$$

Où  $y_i$  représente l'output  
 $x_i$  représente l'input  
 $\beta$  représente des paramètres inconnus

La méthode des moindres carrés ordinaires corrigée (COLS – Corrected OLS) consiste tout d'abord à estimer la régression selon la méthode OLS et ensuite à la déplacer parallèlement de manière à ce que tous les points de mesures soient situés au dessus de la courbe. Cette méthode peut s'avérer très utile pour l'identification des facteurs de coûts ainsi que pour évaluer des inefficiences structurelles, mais ne permet pas d'identifier des inefficiences individuelles. Elle pourrait dès lors s'avérer moins utile dans le cadre d'une régulation tarifaire incitative.

La méthode SFA (Stochastic Frontier Analysis) est proche de la méthode COLS mais elle intègre la notion d'inefficience.

$$x_i = f(y_i) + u_i + v_i$$

Où  $y_i$  représente l'output  
 $x_i$  représente l'input  
 $u_i$  représente le bruit  
 $v_i$  représente l'inefficience

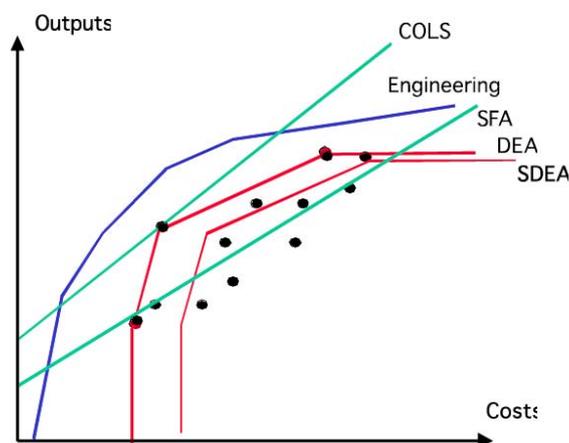
Cette méthode requiert une hypothèse forte quant à la distribution de l'inefficience de manière à pouvoir distinguer le bruit et l'incertitude. Le plus souvent, on suppose une distribution semi-normale de l'inefficience ( $N_+(\mu, \sigma_u^2)$ ). Le déplacement de la régression ne sera que partiellement identique à celui effectué avec la méthode COLS, afin de prendre en compte le bruit (idem COLS) et l'inefficience.

<sup>52</sup> Régression : méthode statistique utilisée pour analyser la relation d'une variable par rapport à une ou plusieurs autres variables.

La méthode DEA (Data Envelopment Analysis) est non-paramétrique, ce qui signifie qu'aucune hypothèse initiale n'est prise quand à la forme de la fonction de régression. La fonction est en fait déterminée par l'entreprise la plus performante. Les autres entreprises sont alors comparées à l'entreprise qualifiée de « best-in-class »<sup>53</sup>. Cette méthode fait dès lors l'hypothèse que toutes les entreprises devraient être capables, pour un même niveau d'input, d'atteindre cette performance. Il est également possible de créer une entreprise virtuelle, composée d'un mix entre les entreprises les plus performantes, et de définir une performance à atteindre (niveau d'output à réaliser) pour chaque niveau d'input.

Finalement, la méthode SDEA (Stochastic DEA) se base sur la méthode DEA et suppose également que l'existence de bruit est possible et que donc, seule la majorité des points (et non l'entièreté) doivent être enveloppés par la courbe. Ces quatre modèles sont représentés sur le graphique ci-dessous :

Figure 6 : Benchmarking methods<sup>54</sup>



## 6. La qualité

Généralement, l'intention première du régulateur est de réduire les coûts des GRD. Mais, comme expliqué ci-dessus, cela peut avoir l'effet pervers de réduire également le niveau de qualité des produits et services délivrés.

Les régulateurs peuvent alors tenter d'intégrer dans leur méthode tarifaire des moyens incitant les entreprises à maintenir un niveau de qualité élevé, voire à l'améliorer. Ceci peut être fait via différents moyens, comme expliqué ci-dessous :

- La publication d'indicateurs de la qualité des GRD. Ces indicateurs doivent bien entendu porter sur des aspects mesurables et contrôlables de l'activité.
- Le régulateur peut également définir des amendes que le GRD doit verser lorsqu'il n'a pas atteint le niveau de qualité requis. Le régulateur doit alors définir le niveau de qualité à atteindre ainsi que les modalités d'application des amendes.
- Un système de compensation des utilisateurs peut également être mis en place. Un utilisateur pourrait alors réclamer une indemnisation dès lors qu'il subit une coupure trop longue, ou que

<sup>53</sup> Best-in-class : entreprise la plus performante et qui devient la référence

<sup>54</sup> CREG & SUMICSID, PROJECT NEREUS - *Development of benchmarking models for distribution system operators in Belgium - FINAL REPORT*, 2011.

le délai d'attente n'est pas respecté. Ici encore, le régulateur doit définir clairement les niveaux de qualité minimum et les modalités d'application des compensations.

- La méthode Price cap peut également intégrer une composante liée à la qualité :  
$$R_t = (1 + CPI - X + Q) \times R_{t-1}$$

Le prix appliqué par le GRD peut évoluer à la hausse ou à la baisse en fonction de la qualité de ses prestations. Il faut toutefois veiller à trouver un bon équilibre entre le niveau de qualité et le niveau de prix. Le prix ne peut pas constamment augmenter et la qualité ne peut pas descendre en dessous d'un seuil minimal.

## Annexe 2 : Exemples

Ce chapitre présente les méthodes de régulation tarifaire des GRD qui sont appliquées dans les quatre pays suivants : Belgique, France, Royaume-Uni et Pays-Bas.

### 1. CREG

L'analyse du cas de la Belgique, au niveau fédéral, relève d'une grande importance puisqu'il constitue le point de départ de la méthodologie qui sera appliquée en Région wallonne.

Le premier chapitre présente la méthode actuelle, tandis que le second chapitre adresse les évolutions envisagées par la CREG avant la décision du transfert de compétence.

#### 1.1. La méthode actuelle

La méthode tarifaire appliquée par la CREG pour la période allant de janvier 2009 à décembre 2012 (4 ans) est définie dans les deux 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/de gaz naturel.

Cette méthode repose essentiellement sur l'approche Cost+. La CREG détermine donc les coûts qui peuvent être récupérés par chaque gestionnaire de réseau, ainsi que le rendement auquel ils ont droit.

Pour chaque GRD, le montant de l'enveloppe budgétaire est estimé une première fois avant le début de la période tarifaire. Les gestionnaires de réseau doivent rapporter à la CREG de nombreuses informations relatives à leurs coûts, mais également relatives à leur structure de financement. Pour ce faire, la CREG a d'ailleurs mis en place des modèles de rapports que les GRD doivent compléter méthodiquement et lui faire parvenir pour approbation. Les budgets établis portent sur les quatre années de la période tarifaire. Lors de son contrôle, le CREG juge le caractère « raisonnable » de ces coûts.

Sur base des budgets, chaque GRD fait une proposition tarifaire à la CREG, en d'autres mots, il définit quels devraient être ses tarifs afin que les recettes engendrées sur les quatre prochaines années permettent de couvrir ses coûts.

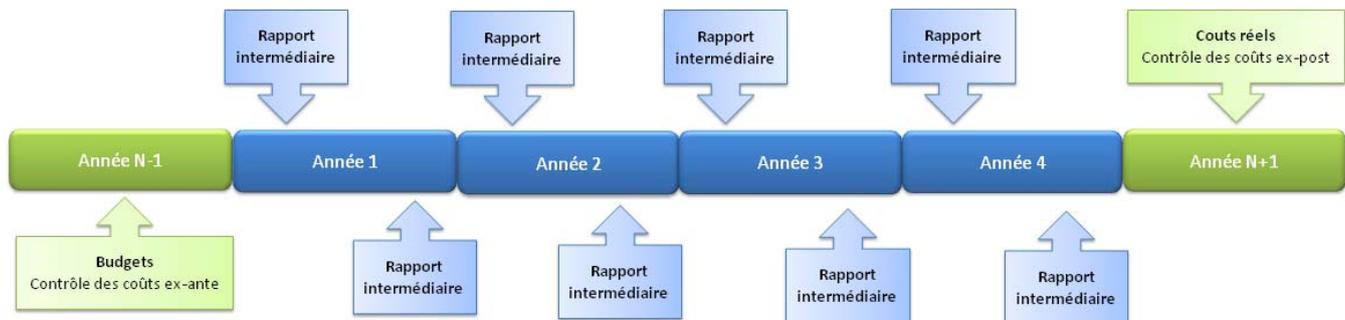
A la fin de chaque année, les gestionnaires de réseau rapportent à la CREG le montant de leurs coûts réels. La CREG vérifie l'exactitude de ces chiffres, calcule ensuite le montant des écarts entre les budgets et les coûts réels et enfin, décide de l'affectation de ces écarts<sup>55</sup>.

---

<sup>55</sup> Les AR du 2 septembre 2008 stipulent que le Conseil des Ministres décide de l'affectation des soldes sur base d'une proposition de la CREG. Ce principe a été suivi pour l'affectation des soldes de 2009. Suite à la transposition de la troisième Directive européenne dans la loi du 8 janvier 2012, il appartient désormais à la CREG de décider de l'affectation des soldes. A ce jour, la CREG n'a encore pris aucune décision relative aux soldes de 2010 et 2011.

En ce qui concerne le contrôle des coûts, la CREG demande également aux GRD de lui fournir des informations sur base semestrielle. Ces contrôles intermédiaires permettent notamment au régulateur de vérifier l'adéquation des coûts réels aux budgets avant la fin de la période tarifaire. Le graphique ci-dessous représente la répartition dans le temps des différents contrôles de la CREG et donne une idée de la charge de travail que représente le contrôle de ces coûts, pour le régulateur, mais également pour les gestionnaires de réseau.

Figure 7 : Les contrôles des coûts réalisés par la CREG



La CREG a défini deux catégories de coûts : les coûts gérables et les coûts non-gérables. Les coûts gérables sont, comme leur nom l'indique, les coûts qui peuvent être maîtrisés par les gestionnaires de réseau tandis que les coûts non-gérables sont les coûts sur lesquels les GRD n'ont pas de contrôle direct.

Les coûts gérables reprennent les coûts suivants :

- Certains coûts opérationnels tels que
  - les coûts des rémunérations et charges sociales
  - les coûts de gestion et d'entretien des bâtiments
  - les coûts d'achat d'autres biens et services
  - ...

Les coûts non-gérables reprennent les coûts suivants :

- Les autres coûts opérationnels tels que
  - Le coût d'achat des pertes
  - Les charges financières
  - Les charges de pension non capitalisées
  - ...
- Le coût des OSP
- Le coût des amortissements
- La rémunération équitable du capital
- Les suppléments et prélèvements

A ces coûts non-gérables il faut encore ajouter les écarts dus aux volumes, c'est-à-dire la différence entre les recettes budgétées et les recettes réelles.

Les écarts constatés sur les coûts gérables sont communément appelés **bonus** (coûts budgétés > coûts réels) / **malus** (coûts budgétés < coûts réels). Ils sont affectés au gestionnaire de réseau. Les

écarts constatés sur les coûts non-gérables sont communément appelés **actif régulateur** (coûts budgétés < coûts réels) / **passif régulateur** (coûts budgétés > coûts réels). Ils sont affectés aux utilisateurs du réseau et seront répercutés dans les tarifs de la prochaine période tarifaire.

Cette distinction entre coûts gérables et coûts non-gérables permet de prémunir les GRD contre les facteurs de risques exogènes. Le GRD n'est par exemple pas responsable des volumes d'énergie qui transitent sur son réseau et n'a pas de réelle influence sur la consommation des URD. En ce qui concerne les OSP, la CREG considère que ces obligations sont imposées aux GRD par les autorités publiques et ne sont pas contrôlables par les GRD. Les coûts non-gérables sont donc considérés comme étant hors du contrôle du GRD et les gains ou pertes engendrés par ces postes ne peuvent pas lui être attribués. Par conséquent, ce sont les utilisateurs du réseau que devront bénéficier des gains, via une diminution des tarifs, ou supporter les pertes, via une augmentation des tarifs. Cette répercussion (positive ou négative) se fera sur la prochaine période tarifaire. En attendant, chaque GRD constitue un solde régulateur, approuvé par la CREG, qui reprend donc le solde des écarts constatés sur les coûts non-gérables. Ce solde est transféré d'année en année jusqu'à la fin de la période tarifaire, où il est pris en compte pour l'établissement des prochains tarifs. Dans la pratique, l'apurement de ce compte n'est pas si simple puisque les nouveaux tarifs sont constitués par les GRD six mois avant la fin de la période tarifaire précédente. Il y a donc un phénomène de décalage qui se produit entre les soldes et les périodes régulateurs. Nous ne détaillerons toutefois pas ce point dans cette note.

La distinction entre coûts gérables et coûts non-gérables prête à discussion. La CREG elle-même remet en cause cette pratique en pointant les abus qui ont été faits. L'extrait de l'étude de la CREG sur les tarifs appliqués durant la période régulatoire 2009-2012 pour les réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel en Belgique aborde cette problématique :

*« En mars 2010, la CREG a reçu de la plupart des gestionnaires de réseau de distribution les rapports relatifs à l'application de leurs tarifs en 2009. Ces rapports mettaient en évidence d'importants malus sur les coûts non gérables (coûts sur lesquels le gestionnaire du réseau n'a aucun contrôle direct, par exemple les pertes sur le réseau, les amortissements, les prélèvements et les obligations de service public) et des bonus sur les coûts gérables (par exemple les frais administratifs et les coûts de personnel), en partie causés par le fait que la base des coûts gérables n'était pas clairement délimitée :*

*- soldes positifs ou bonus sur les coûts « gérables » = augmentation des revenus des gestionnaires de réseau de distribution ;*

*- soldes négatifs ou malus sur les coûts « non gérables » = nouvelle augmentation possible de la composante transport sur la facture des clients finaux*

*La base trop restrictive des coûts gérables constituait un risque sur les transferts entre les coûts gérables et non gérables, de sorte que les gestionnaires de réseau de distribution pouvaient réaliser des bonus sur les coûts gérables et des pertes sur les coûts non gérables, des pertes qui sont récupérées via les tarifs »<sup>56</sup>.*

<sup>56</sup> CREG, *Étude sur les tarifs appliqués durant la période régulatoire 2009-2012 pour les réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel en Belgique*, Bruxelles, 28/06/2012, 87 p.

La distinction introduite par la CREG entre les coûts contrôlables ou non a donc eu pour effet malheureux de déresponsabiliser les régulés dans l'exercice de tâches qui constituent leur métier de base. Une alternative pourrait être de considérer le GRD comme responsable des tâches qui lui incombent, de par son objet social ou en application de la légalisation. Il revient ensuite à l'opérateur à définir sa propre stratégie de gestion de risque, comme l'utilisation d'outils financiers de hedging ou le recours à de la main d'œuvre en sous-traitance. Bien entendu, certaines exceptions pourraient continuer d'exister, comme par exemple, l'immunisation contre le risque lié aux fluctuations trop importantes des consommations des utilisateurs du réseau.

### 1.1.1. La marge équitable

Le capital d'une société est composé d'une part de fonds propres, l'argent que les actionnaires ont investi dans la société, et d'autre part de dettes, l'argent prêté par les banques.

En théorie, le coût moyen du capital est défini comme ceci :

$$WACC^{57} = \frac{E \times C_E + D \times C_D}{E + D}$$

Où

- E = valeur de marché des fonds propres
- D = valeur de marché des dettes
- C<sub>E</sub> = coût des fonds propres
- C<sub>D</sub> = coût des dettes

Cette formule suppose que la valeur économique d'une entreprise, ainsi que le risque associé à cette dernière, ne sont pas influencés par son mode de financement.

La CREG a défini une structure de financement idéale pour le réseau des GRD. Elle estime le montant adéquat des fonds propres à hauteur de 33% de la valeur du réseau. Cette règle vient de l'hypothèse que, pour un GRD, le financement de l'actif régulé est moins coûteux via emprunt, ce qui est valide dès lors que le taux d'intérêt est inférieur à 4,7% (taux OLO + 70bp). La marge équitable représente la rémunération du capital que les actionnaires (fonds propres) ont investi dans le réseau.

La valeur du réseau du GRD est représenté par l'actif régulé, également appelé la RAB<sup>58</sup>. Cette dernière se compose de la somme de la valeur de reconstruction économique nette des immobilisations corporelles régulées et du besoin en fond de roulement net. La valeur de l'actif régulé évolue dans le temps en fonction des nouveaux investissements et des mises hors-service, et diminue chaque année de la valeur des amortissements. Les taux d'amortissement sont également imposés par le régulateur et sont définis dans l'AR du 2 septembre 2008, art. 5, §3. A titre d'exemple, les lignes et câbles sont amortis sur une durée de 50 ans (2%).

La marge équitable est calculée en multipliant la valeur de l'actif régulé par le taux de rendement (WACC) :

Marge équitable = WACC * RAB
------------------------------

Le taux de rendement doit tenir compte du risque qui est pris par les actionnaires en investissant leur argent dans le réseau du GRD. Les GRD n'étant pas cotés en bourse, il est difficile d'évaluer ce risque. La méthode CAPM<sup>59</sup> permet d'établir le rendement théorique d'un actif financier. Dans le cas

<sup>57</sup> WACC : Weighted Average Cost of Capital

<sup>58</sup> RAB : Regulated Asset Base

<sup>59</sup> CAPM : Capital Asset Price Model

des GRD, elle permet donc de simuler le rendement attendu par les actionnaires si l'entreprise était cotée en bourse.

Il existe deux types de risques liés à un investissement :

1. Le risque spécifique : est le risque lié spécifiquement à l'entreprise
2. Le risque systématique : est le risque lié au marché

Le risque spécifique peut être éliminé par l'investisseur en diversifiant son portefeuille d'actions. Le risque systématique lié au marché ne peut, quant à lui, pas être éliminé par l'investisseur, et sera donc pris en compte dans le modèle.

Le modèle CAPM suppose que la relation entre le rendement d'une action et le rendement global du marché est linéaire :

$$E(R_p) = R_f + \beta[E(R_m) - R_f]$$

Où

$E(R_p)$  est le rendement attendu de l'action (ou du portefeuille d'actions)

$R_f$  est le rendement de l'action sans risque (obligation d'état)

$\beta$  est la sensibilité du rendement de l'actif par rapport au rendement du marché ( $\beta = 1 \Rightarrow$  rendement identique à celui du marché ;  $\beta = 0 \Rightarrow$  rendement de l'action sans risque)

$E(R_m)$  est le rendement attendu du marché

$[E(R_m) - R_f]$  est donc la prime de risque du marché

La détermination du paramètre  $\beta$  est difficile puisque les GRD ne sont pas cotés en bourse. La CREG a alors utilisé les  $\beta$  d'ELIA pour l'électricité et de FLUXYS pour le gaz. Pour la période régulatoire 2009-2012, ces paramètres s'élèvent à 0,65 pour ELIA et 0,85 pour FLUXYS. La prime de risque du marché  $[E(R_m) - R_f]$  a quant à elle été évaluée à 3,5% pour le gaz et l'électricité. Le rendement de l'action sans risque est défini sur base du rendement moyen des obligations OLO d'une durée de dix ans émises par les autorités belges. La CREG a souhaité intégrer une prime de 20% aux dividendes sous la forme d'un coefficient d'illiquidité.

Le taux de rendement appliqué à la RAB est donc de :

- Si les fonds propres représentent moins de 33% de l'actif régule

$$S \leq 33\% \Rightarrow 33\% \times 1.2 \times (\text{tauxOLO} + (\beta \times 3.5\%))$$

- Si les fonds propres représentent plus de 33% de l'actif régule

$$S > 33\% \Rightarrow 33\% \times 1.2 \times (\text{tauxOLO} + (\beta \times 3.5\%)) + (S - 33\%) \times (\text{tauxOLO} + 0.7\%)$$

Où S représente le rapport entre les fonds propres et l'actif régulé.

Cette méthode de calcul est fortement remise en cause par les GRD. Tout d'abord, les 33% fixés par le régulateur comme étant la proportion idéale de fonds propres engagés dans le financement du réseau sont jugés trop faibles. Ce pourcentage se situerait en réalité plus près des 50% pour les gestionnaires de réseau mixtes et à près de 90% pour les GRD purs. Ensuite, la prime de risque, et donc le WACC, sont également jugés insuffisants.

### 1.1.2. La maîtrise des coûts

Le premier élément de maîtrise des coûts réside dans l'affectation du bonus/malus lié aux coûts gérables. Le fait que les gains ou les pertes soit directement affectés au gestionnaire de réseau incite ce dernier à renforcer sa maîtrise des coûts afin de pouvoir bénéficier des profits générés.

Le second élément est un coefficient d'amélioration de la productivité applicable aux coûts gérables. Pour 2009, ce coefficient était de 2.5%

### 1.2. Les évolutions envisagées

Au second semestre 2011, la CREG a débuté des consultations en vue de modifier la méthode de régulation tarifaire des gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité. Ces consultations sont toujours en cours et l'incertitude plane quant à leur aboutissement. Le transfert de la compétence entre l'Etat fédéral et les entités fédérées complique en effet la réalisation de cet exercice.

Les objectifs de cette nouvelle méthode sont les suivants:

- Rétablir l'équilibre des intérêts des GRD et des consommateurs
- Sans bouleverser la méthode actuelle
- Simplifier et clarifier les aspects suivants :
  - Structure tarifaire
  - Modèle de rapport
  - Procédures et délais

Plus concrètement,

- la CREG souhaite mettre en application le benchmarking des coûts qu'elle avait initié, en collaboration avec SUMICSID. Ce benchmarking devrait inciter les GRD à réduire leurs coûts. Il procurerait en outre au régulateur des outils lui permettant de rejeter les coûts sur base de comparaison avec les autres GRD. Le régulateur compte également imposer un objectif de réduction des coûts.
- La CREG a également publié une liste de critères sur lesquelles elle souhaite se baser pour rejeter certains coûts des GRD, jugés non-raisonnables. Le risque de conflit avec l'objectif de réduction des coûts est alors bien réel. Il se peut que les coûts du GRD soient jugés raisonnables mais qu'il n'atteigne pas l'objectif de réduction des coûts.
- La CREG souhaite modifier les paramètres dans le calcul du pourcentage de rendement ce qui mènerait à une réduction de la marge équitable.
- La CREG devrait également supprimer la distinction entre coûts gérables et non-gérables
- La règle des 33% de l'actif régulé qui est financé d'office via fonds propres devrait être revue.

## 2. CRE

La CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) est l'autorité de régulation désignée en France. Dans ce pays, les réseaux publics de distribution d'électricité sont la propriété des communes qui peuvent en confier la gestion à ERDF (pour 95 % des réseaux de distribution du territoire métropolitain continental), ou à des entreprises locales de distribution (ELD) par le biais de contrats de concession. Pour le gaz, GrDF (Gaz Réseau Distribution France, filiale distribution de GDF SUEZ) assure la distribution de plus de 96 % du marché. 22 GRD aussi appelés entreprises locales de distribution

(ELD) parmi lesquelles Régaz (Bordeaux) et Réseau GDS (Strasbourg) assurent chacun la distribution d'environ 1,5 % du marché, les 20 autres ELD se partageant moins de 1% du marché<sup>60</sup>.

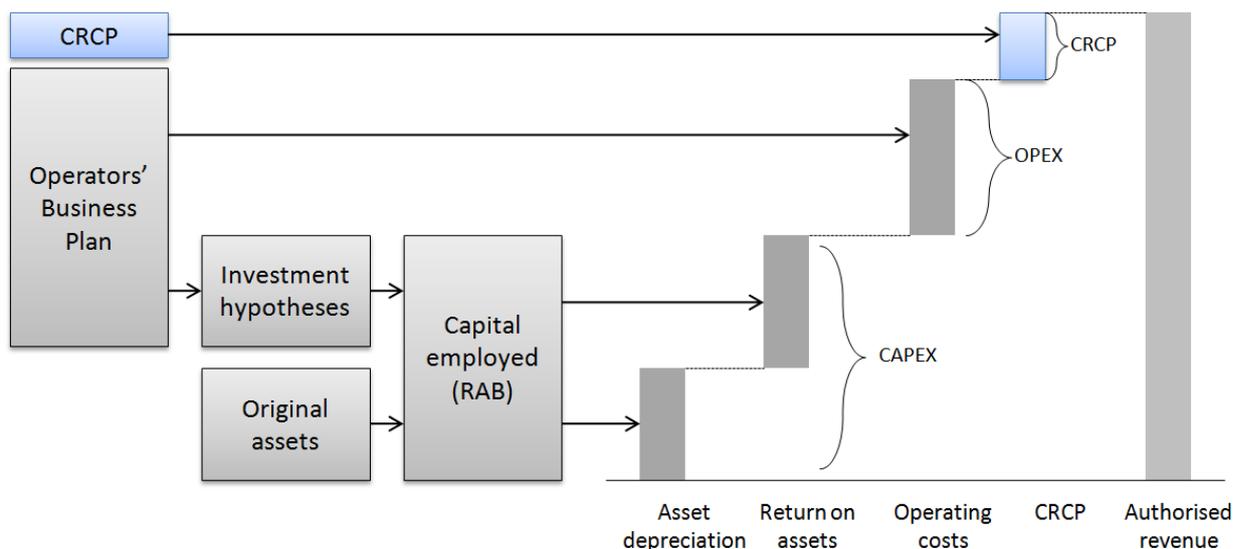
En France, les tarifs de distribution sont basés sur deux grands principes, le premier est le « Timbre poste », ce qui signifie que la tarification de l'accès au réseau est indépendante de la distance parcourue par l'énergie, et le second est la « péréquation tarifaire », ce qui signifie que les tarifs d'accès au réseau sont identiques sur l'ensemble du territoire. La CRE détermine donc les tarifs de distribution sur base des deux grands acteurs, à savoir ERDF pour l'électricité et GrDF pour le gaz. Les mêmes tarifs sont ensuite appliqués à l'ensemble des acteurs.

La régulation tarifaire des gestionnaires de réseau de distribution repose sur l'approche Cost+. Le régulateur définit les éléments constitutifs de l'enveloppe budgétaire de ERDF et GrDF, et en approuve les montants. C'est sur base de ces enveloppes budgétaires que seront ensuite établis les tarifs (électricité et gaz), applicables à tous. Les « petits » acteurs du marché pouvant être confrontés à des contraintes spécifiques (structure de coût différente, moindres économies d'échelles, spécificités géographiques, ...), des transferts financiers pourront être opérés entre les deux acteurs dominants et les autres distributeurs.

L'enveloppe budgétaire est définie comme ceci :

- Les CAPEX :
  - Amortissements
  - Rémunération des capitaux immobilisés
- Les OPEX :
  - Exploitation et maintenance des réseaux
  - Compensation des pertes réseaux
  - Relève compteurs
  - Interventions techniques (ex : mises en service)
- Le CRCP<sup>61</sup>

Figure 8 : Enveloppe budgétaire des GRD définie par la CRE



<sup>60</sup> Source : www.cre.fr

<sup>61</sup> CRCP : Compte de Régulation des Charges et des Produits

Le CRCP est un compte extracomptable qui permet de mesurer et de compenser les écarts entre les réalisations (coûts réels) et les prévisions établies lors de l'élaboration des tarifs (coûts budgétés). Les postes de coûts suivants sont pris en compte dans le CRCP :

- Coût d'achat des pertes
- Charges de capital
- Recette tarifaires (couverture du risque volume)
- Droits de raccordement
- Recettes issues des prestations annexes
- Recettes issues des mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions du réseau de transport avec les pays voisins.

La rémunération des capitaux immobilisés est réalisée sur base de la valeur comptable nette de la Base d'Actif Régulées (BAR) avec un taux de rémunération de 7,25% nominal avant impôt.

La CRE a inclus dans sa méthode tarifaire plusieurs incitants :

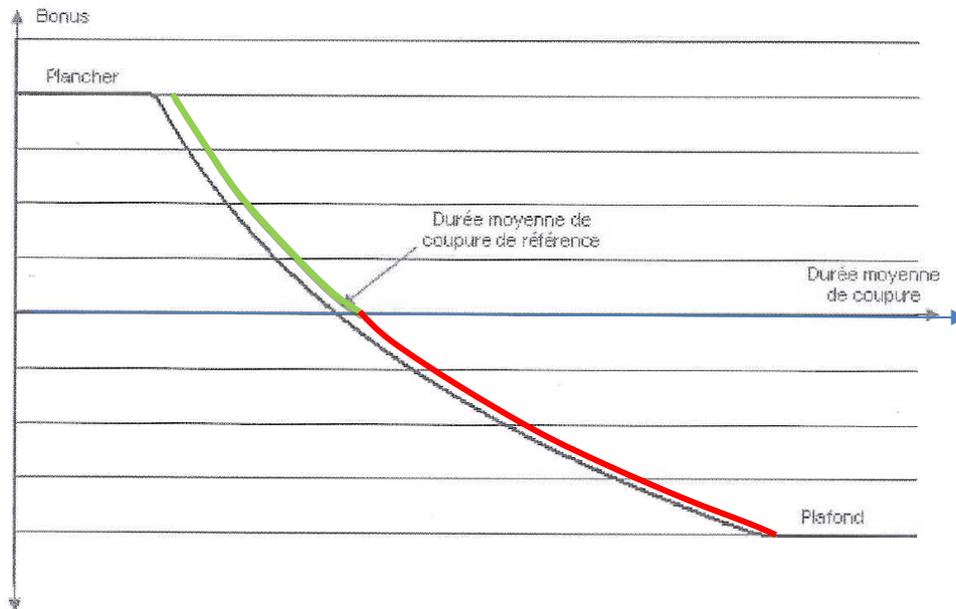
- **Incitant à la maîtrise de coûts** : cet incitant n'est appliqué que pour les coûts jugés « gérables » par le régulateur. Les coûts non-gérables doivent donc être déduits du total des coûts avant de faire la comparaison avec l'objectif à atteindre. Le régulateur augmente ensuite les coûts avec les recettes qui sont générées par d'autres moyens que l'application des tarifs d'utilisation du réseau.

Charges nettes d'exploitation
- Charges non-maitrisables
+ Produits d'exploitation (autre que ceux perçus via les tarifs d'utilisation des réseaux)
-----
Assiette de charges maitrisables

A la fin de chaque année, le régulateur compare le montant effectivement réalisé (ex-post) des charges d'exploitation maitrisables avec l'objectif fixé (montant des charges d'exploitation défini ex-ante et réévalué en fonction de l'inflation). Si les charges d'exploitation réelles sont inférieures à l'objectif, le gain de productivité est partagé à parts égales entre le gestionnaire de réseau et les utilisateurs.

- **Incitant à la minimisation des coûts d'achat des pertes (électricité)** : Les écarts constatés entre les budgets et les coûts réels relatifs à l'achat des pertes du réseau sont pris en compte dans le CRCP. Les GRD sont donc « couverts » quant au risque de fluctuation des volumes et des prix d'achat des pertes. Le régulateur a toutefois voulu réduire cette couverture en incitant les GRD à acheter leurs pertes au meilleur prix. Chaque année, la CRE définit un coût de référence pour l'achat des pertes, en fonction des volumes de perte déclarés par ERDF. La différence entre le coût des pertes du GRD et le coût cible de la CRE est réparti à parts égales entre le GRD et les utilisateurs. Lorsque la performance du GRD est négative, le coût supplémentaire supporté par les utilisateurs est plafonné (40M€ pour ERDF). Il n'y a pas de plafond lorsque la performance est positive.
- **Incitant à l'amélioration de la continuité de l'alimentation (électricité)** : cet incitant se base sur la durée annuelle moyenne de coupure sur incident (hors évènement exceptionnel). Un bonus/malus est associé à la performance du GRD, selon un schéma d'incitation progressive tel qu'illustré ci-dessous :

Figure 9 : Schéma incitatif progressif de la CRE relatif à l'amélioration de la continuité d'alimentation



Pour une déviation équivalente (en valeur absolue) par rapport à la valeur de référence, le GRD bénéficiera d'un bonus (durée moyenne de coupure du GRD < durée moyenne de coupure de référence) supérieur au malus qu'il devrait payer si cet écart était dans l'autre sens (durée moyenne de coupure du GRD > durée moyenne de coupure de référence). Le régulateur a également défini des plafonds afin de réduire le risque financier pour le GRD et les utilisateurs.

- **Incitant à l'amélioration de la qualité de service** : la CRE a défini plusieurs types d'indicateurs relatifs à la qualité. Certains indicateurs sont liés à un incitant financier tandis que d'autres font l'objet d'un suivi et d'une publication, sans qu'il n'y ait d'impact financier.
  - **Indicateurs avec incitant financier** : les incitants financiers peuvent être de deux natures : il peut s'agir d'un incitant sous forme de bonus/malus attribué par le régulateur ou bien de compensations financières que les GRD doit verser directement aux utilisateurs qui en font la demande.
    - i. **Bonus/Malus**
      1. taux de réponses aux réclamations dans les 30 jours
      2. le taux de disponibilité du portail de gestion des échanges entre ERDF et les fournisseurs.
    - ii. **Compensation financière directe**
      1. le respect des rendez-vous planifiés
      2. le respect des délais d'envoi des propositions techniques et financières de raccordement
  - **Suivi et publication**
    - i. délais de réalisation des prestations de mise en service, de résiliation et de changement de fournisseur ;
    - ii. nombre des réclamations et taux de réponses dans les 30 jours par nature et par catégorie d'utilisateurs ;
    - iii. taux de compteurs BT ≤ 36 kVA avec au minimum un relevé sur index réel dans l'année, taux de données de relève et de facturation publiées dans les délais, etc. ;

iv. délais de transmission des propositions techniques et financières et délais de réalisation des raccordements.

Le montant global du Bonus/Malus lié à la qualité de service est plafonné par le régulateur.

Pour les trois incitants cités ci-dessus (compensation des pertes + continuité d'alimentation + qualité de service), les montants de bonus/malus sont imputés au CRCP en fin de période tarifaire. Le montant total des bonus/malus est calculé annuellement et actualisé au taux de 4,2% jusqu'à la fin de la période tarifaire. Afin de prendre progressivement en compte le montant de ce bonus/malus sans devoir attendre la fin de la période tarifaire, la régulateur autorise une augmentation/diminution des tarifs de +/- 2% (par rapport à l'année précédente) en cours de période tarifaire.

Sur base de l'enveloppe budgétaire, les tarifs sont fixés pour une période de quatre ans. Pour les années 2, 3 et 4, la grille tarifaire évolue comme ceci :

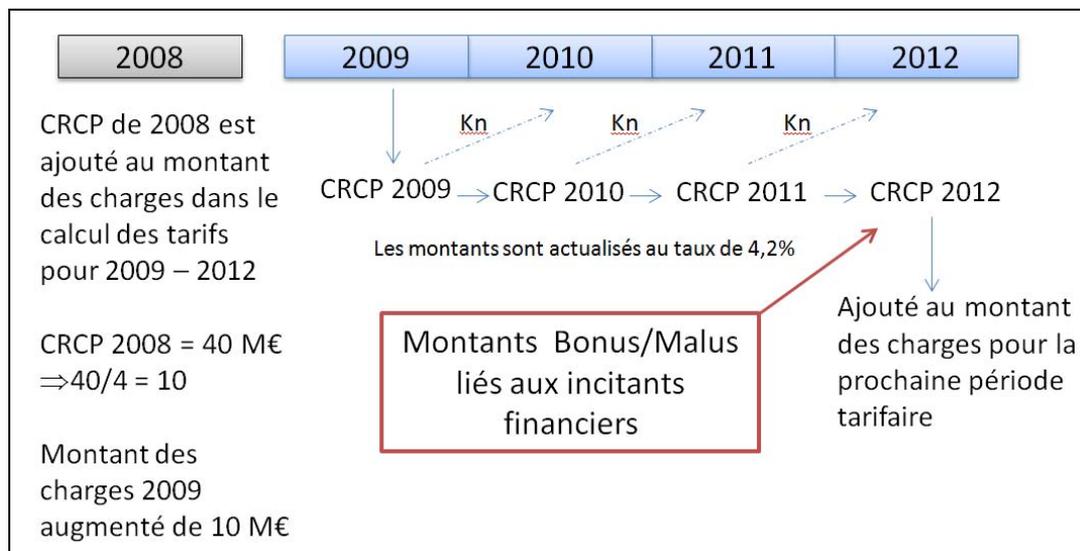
$$Z_n = IPCH_n - X + K_n$$

Où

- $Z_n$  est le % d'évolution de la grille tarifaire pour l'année n
- $IPCH_n$  est l'indice des Prix à la Consommation Harmonisé pour l'année n
- $X$  est le facteur d'évolution des coûts
- $K_n$  est le facteur d'apurement du CRCP pour l'année n (-2% ; +2%)

Le principe d'évolution de la grille tarifaire est illustré ci-dessous pour la période tarifaire 2009-2012 :

Figure 10 : Evolution de la grille tarifaire des GRD par la CRE



### 3. OFGEM

L'OFGEM (Office of the Gas and Electricity Markets) est l'autorité de régulation désignée au Royaume-Uni. Pendant de nombreuses années, la méthode tarifaire utilisée par l'OFGEM était la méthode 'RPI-X' basée sur l'approche **Price cap**.

Des investissements importants dans les réseaux du Royaume-Uni sont nécessaires afin de maintenir leur sécurité et l'approvisionnement énergétique. Ces investissements sont estimés à hauteur de « £30 billion » (€38 milliards) et sont destinés d'une part au remplacement de l'infrastructure âgée et d'autre part à la construction de nouvelles infrastructures permettant de supporter le développement des énergies renouvelables, telles que l'éolien, et la demande d'énergie croissante dans une économie de plus en plus faible en carbone. L'OFGEM souhaite s'assurer, via sa méthode tarifaire, que les investissements nécessaires seront faits à temps et à un prix raisonnable pour les utilisateurs du réseau.

La nouvelle méthode tarifaire, évolution de la méthode RPI-X, est appelée RIIO.. Elle sera d'application pour les gestionnaires de réseau de transport de gaz et d'électricité (RIIO-T1) ainsi que pour la distribution de gaz (RIIO-GD1) lors de la période tarifaire 'avril 2013 – mars 2021'. En ce qui concerne la distribution d'électricité (RIIO-ED1), la méthode sera applicable pour la période tarifaire '2015-2023'. Ces périodes tarifaires sont définies sur huit ans, de manière à inciter les gestionnaires de réseau à réfléchir sur le long-terme.

La méthode RIIO signifie « **Revenue = Incentives + Innovation + Outputs** ». Cette méthode propose aux entreprises performantes d'augmenter significativement leurs revenus et de réduire la charge liée au contrôle du régulateur, tandis que les entreprises non-performantes risquent de voir leurs revenus diminuer et de subir un contrôle renforcé par le régulateur.

Les éléments suivants sont repris dans la proposition :

- Les gestionnaires de réseau doivent développer des **Business Plan robustes** qui démontrent l'implication de l'entreprise dans le développement d'un secteur énergétique durable.
- Une série de **délivrables environnementaux** permettant la connexion de nouvelles sources d'énergie, la réduction des gaz à effet de serre, l'impact visuel des réseaux, et réduisant l'emprunte écologique de l'entreprise.
- L'introduction **d'incitants à l'innovation** connus sous le nom de « Network Innovation Competition (NIC) ».

Les **objectifs principaux** de cette méthode sont d'une part, la contribution réelle des gestionnaires de réseau à la construction d'un secteur énergétique durable, et d'autre part, des réseaux qui offrent de la valeur à long-terme pour les utilisateurs actuels et futurs.

#### Contrôle ex-ante :

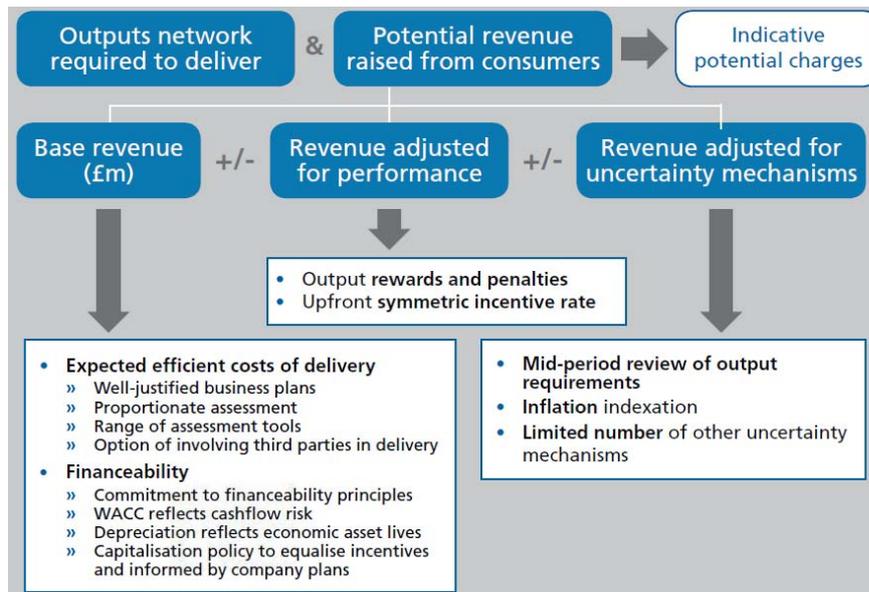
Le régulateur prévoit un premier contrôle, avant la période régulatoire, au cours duquel il définit le revenu initial autorisé pour chaque gestionnaire de réseau. Ce revenu est défini sur base des délivrables (outputs) que l'entreprise espère fournir et des revenus attendu de ces délivrables. A mi-période (après 4 ans), le régulateur prévoit une révision possible des revenus en fonction des outputs délivrés.

Les revenus comprennent les éléments suivants :

- Revenu de base : ce revenu couvre les coûts efficaces (sur base du Business Plan), les taxes et la rémunération du capital (WACC\*RAB) ainsi que les amortissements.

- Ajustement du revenu afin de refléter la performance : ces ajustements résultent d'une part de la performance de l'entreprise par rapport aux objectifs d'efficacité fixés par le régulateur, et d'autre part des incitatifs associés aux innovations (NIC).
- Ajustement de revenu en cours de période via les mécanismes d'incertitude : ces ajustements sont indépendants des actions de l'entreprise mais peuvent avoir un impact considérable sur ses revenus. Il s'agit de facteurs extérieurs (inflation, taux d'intérêt, pensions, ...) qui influencent le résultat des GRD.

Figure 11 : The "building blocks" of the RIIO model



L'OFGEM a défini six catégories d'output :

- Satisfaction des clients
- Fiabilité & disponibilité
- Sécurité
- Délais de raccordement
- Impact environnemental
- Obligations sociales

Le régulateur établit des objectifs de performance pour ces outputs. Il existe un objectif commun pour le secteur, avec la possibilité de variations spécifiques pour chaque entreprise. Dans le Business Plan, chaque GRD indique les objectifs qu'il espère atteindre, les moyens qu'il va mettre en œuvre pour y arriver, et les coûts associés à l'atteinte de ces objectifs. Ces Business Plan seront examinés par le régulateur, en tenant compte de la performance passée du GRD et d'un benchmarking des Business Plan de tous les GRD. Le régulateur prévoit des récompenses/pénalités relatives aux outputs délivrés ainsi que des incitatifs (symétriques) liés aux sur-/sous-dépenses.

Le régulateur souhaite également renforcer le rôle des parties tierces, par exemple, en autorisant les GRD à déléguer une partie de leurs activités (sous certaines conditions) afin de réduire les coûts et d'augmenter la performance.

Les incitatifs liés à l'innovation sont attribués de manière ponctuelle. Les GRD, mais également d'autres parties, peuvent soumettre des projets relatifs à de nouvelles pratiques commerciales ou de nouvelles technologies permettant de contribuer à un secteur énergétique pauvre en carbone. L'incitatif est versé sous forme d'un prix.

#### 4. NMa

La NMa ( Nederlandse Mededingingsautoriteit) est l'autorité de régulation désignée aux Pays-Bas. La méthode de régulation tarifaire qu'elle a mise en place repose sur l'approche **Revenue cap**. La période régulatoire varie de trois à cinq ans. Chaque année, un plafonnement graduel des revenus des GRD est fixé par le régulateur sur base de la formule suivante :

$$TI_t = \left( 1 + \frac{CPI \pm x + q}{100} \right) \times TI_{t-1}$$

Où

- $TI_t$  est le revenu total autorisé pour l'année t
- $CPI$  est le taux d'inflation
- $x$  est un coefficient destiné à promouvoir l'efficacité des GRD
- $q$  est un coefficient relatif à la qualité délivrée

Le régulateur détermine les volumes de référence qui doivent être utilisés par les GRD pour fixer leurs tarifs. En effet, la recette totale d'un GRD est égale à somme des tarifs multipliés par les volumes.

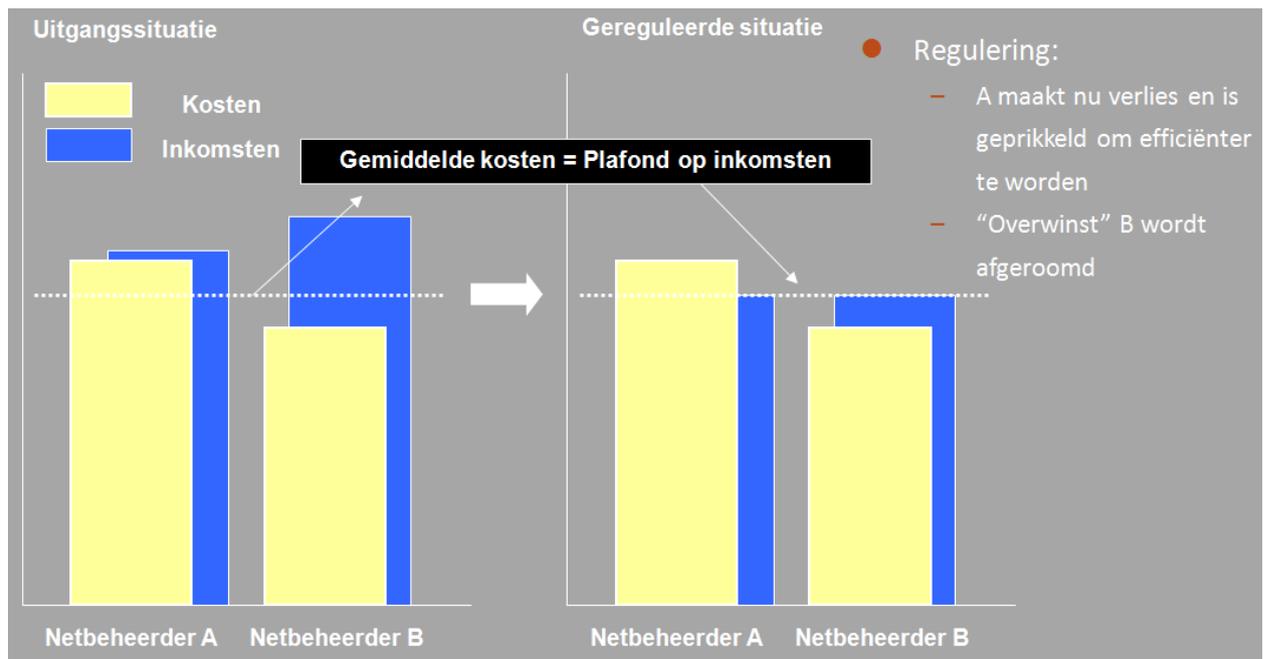
$$R_t = \sum_{i=1}^n P_{i,t} \times Q_{i,t}$$

Où

- $R_t$  est la recette totale du GRD pour l'année t
- $P_t$  est le prix du produit ou service i pour l'année t
- $Q_t$  est la quantité du produit ou service i pour l'année t

Chaque GRD connaît donc ex-ante le revenu auquel il a droit pour la période régulatoire à venir. Par contre, le régulateur ne revoit pas ex-post les volumes qu'il avait établis en début de période. L'entière responsabilité du risque lié à la fluctuation des volumes est donc assumée par le GRD.

Figure 12 : Benchmarking au coût moyen (NMa)



En cours de période, le gestionnaire de réseau peut demander au régulateur une révision à la hausse de ses tarifs sur base de coûts d'investissements exceptionnels et considérables destinés à étendre le réseau du GRD. Pour cela, le gestionnaire de réseau doit présenter un plan d'investissement au régulateur. Cette technique permet au GRD d'intégrer directement dans ses tarifs les coûts d'amortissement lié à ce nouvel investissement, sans devoir attendre la période régulatoire suivante<sup>62</sup>.

La valeur du paramètre  $x$  est déterminée sur base d'une analyse comparative de l'efficacité des GRD. Le régulateur calcule pour chaque GRD le coût total de chaque unité d'output et compare ensuite cette valeur à la moyenne obtenue sur l'ensemble des GRD.

Le paramètre  $q$  reflète le gain sociétal associé à l'augmentation de la qualité. Ce paramètre n'est appliqué que pour l'électricité. La qualité d'un gestionnaire de réseau est mesurée d'une part sur base de la fréquence et de la durée des interruptions et d'autre part sur base de l'appréciation de la qualité par les utilisateurs du réseau. Pour chaque GRD, la différence entre la qualité du GRD et la qualité moyenne du secteur est calculée et multipliée par le nombre d'utilisateurs du GRD. Les GRD dont la qualité est supérieure à la valeur moyenne reçoivent un  $q$  positif et donc, une augmentation de leurs revenus. Les GRD dont la qualité est inférieure à la valeur moyenne reçoivent un  $q$  négatif et donc, une diminution de leurs revenus. Au final, le montant total associé au paramètre  $q$ , pour l'ensemble des GRD, est nul puisque les écarts sont établis par rapport à la qualité moyenne du secteur.

Cette méthode a été évaluée positivement. Le régulateur a en effet constaté une économie de 3,9 milliards d'euros pour les gestionnaires de réseau d'électricité et de 1,7 milliards d'euros pour les gestionnaires de réseau de gaz.

<sup>62</sup> Cette procédure est actuellement en cours d'élaboration par la NMa

## Bibliographie

### 1. Législation

**Loi du 12 avril 1965** relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations. 1965. *Moniteur belge*, 07 mai.

**Loi du 29 avril 1999** relative à l'organisation du marché de l'électricité. 1999. *Moniteur belge*, 11 mai, p.16264.

**Arrête 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. 2002. *Moniteur belge*, 27 juillet, p.33356.

**Directive 2003/54/CE** du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE, Journal officiel n° L 176 du 15/07/2003 p. 0037 – 0056.

**Arrêté royal du 2 septembre 2008** relatif 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. 2008. *Moniteur belge*, 12 septembre, p.47502.

**Arrêté royal du 2 septembre 2008** relatif 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 de gaz naturel. 2008. *Moniteur belge*, 12 septembre, p.47529.

**Directive 2009/28/CE** du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE, Journal officiel n° L 140 du 05/06/2009 p. 0016 – 0062.

**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, Journal officiel n° L 211 du 14/08/2009 p. 0055 – 0093.

**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, Journal officiel n° L 211 du 14/08/2009 p. 0094 – 0136.

**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. 2009. *Moniteur belge*, 23 décembre.

**Interpretative note 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, Bruxelles, 22 janvier 2010.

## 2. Jurisprudence

Communication de la Commission au Conseil et au Parlement européen, *Perspectives du marché intérieur du gaz et de l'électricité*, COM(2006) 841, 10 janvier 2007.

Arrêt de la Cour (sixième chambre) du 29 octobre 2009. Commission des Communautés européennes contre Royaume de Belgique. Manquement d'État - Défaut d'avoir pris toutes les dispositions nécessaires pour se conformer à l'article 23, paragraphes 2 et 5, de la directive 2003/54/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité - Compétences de l'autorité de régulation dans le secteur de l'électricité. Affaire C-474/08.

Arrêt de la Cour Constitutionnelle n° 97/2011, numéro de rôle 4969, du 31 mai 2011.

## 3. Doctrine

BOUCQUEY P., « *Le développement de la régulation* » in *Les pouvoirs publics dans un monde en mutation*, Bruxelles, Kluwer, 2010, pp.131-132.

BROPHY A. & POLLITT M., *Efficiency Analysis of Energy Networks : An International Survey of Regulators*, Royaume-Uni, University of Cambridge, juin 2009.

EU Energy Law, Volume I, *The Internal Energy Market, The Third Liberalisation Package*, Claeys & Casteels, 2010, p.54

CRE, *Proposition de la Commission de régulation de l'énergie du 26 février 2009 relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité*, France, Journal officiel de la république française, 19 juin 2009.

CRE, *Délibération du 12 mai 2011 portant application des règles tarifaires pour l'utilisation des réseaux publics d'électricité*, France, Journal officiel de la république française, 28 juillet 2011.

CRE, *Rapport sur la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux de gaz naturel et d'ERDF – Rapport 2010-2011*, France, mai 2012.

CREG, *Rapport annuel 2011*, Bruxelles, avril 2012.

CREG, *Étude sur les tarifs appliqués durant la période réglementaire 2009-2012 pour les réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel en Belgique*, Bruxelles, 28/06/2012, 87 p.

CREG & SUMICSID, *PROJECT NEREUS - Development of benchmarking models for distribution system operators in Belgium - FINAL REPORT*, 2011.

GLACHANT J., KHALFALLAH H., PEREZ Y., RIOUS V., et SAGUAN M., *Implementing Incentive Regulation and Regulatory Alignment with Resource Bounded Regulators*, Italie, EUI Working Paper RSCAS 2012/31.

HANSEN J.-P. et PERCEBOIS J., *Energie. Economie et politiques*, Belgique, De Boeck Université, 2010, 1<sup>ère</sup> édition.

JOSKOW PAUL L., *Incentive Regulation and Its Application to Electricity Networks*, Review of Network Economics Vol.7, Issue 4 – December 2008

MAES T., *De bevoegdheden van de energieregulators op het vlak van de tarieven voor toegang tot netwerken*, note sous C.J.U.E., 29 octobre 2009, R.D.C., 2010, pp. 402 et s.

OFGEM, *RIIO : A new way to regulate energy networks – Final decision*, Royaume-Uni, octobre 2010.

OFGEM, *RIIO Newsletter – July 2012*, Royaume-Uni, juillet 2012.

PARLEMENT WALLON, *Session 2011-2012, Commission de l'énergie, du logement, de la fonction publique et de la recherche scientifique*, vendredi 2 mars 2012.

RENSON A.-S., *L'indépendance des autorités de régulation : la fin d'une controverse*, JT 17/2011, pp.349 et s.

TATON X. et VAN DER HAEGEN O., *Les procédures spécifiques en droit de l'énergie*, *Droit de l'énergie, droit de l'environnement et droit de l'urbanisme*, Bruxelles, Bruylant, 2012, pp. 55 et 56.