



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz  
Rue de l'Industrie 26-38  
1040 Bruxelles  
Tél.: 02/289.76.11  
Fax: 02/289.76.99

## COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

# RAPPORT

TE2003-2

Sur

*'les tarifs des réseaux de distribution, visés à l'article 12, §1er, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, concernant l'exercice d'exploitation 2003'*

fait en application de l'article 12 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs de raccordement aux réseaux de distribution et d'utilisation de ceux-ci, de services auxiliaires fournis par les gestionnaires de ces réseaux et en matière de comptabilité des gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité

19 février 2004

# 1. Introduction

L'article 12 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs de raccordement aux réseaux de distribution et d'utilisation de ceux-ci, de services auxiliaires fournis par les gestionnaires de ces réseaux et en matière de comptabilité des gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité (ci-après : l'arrêté royal du 11 juillet 2002) stipule que :

'Le 31 mars de chaque année au plus tard, la commission soumet au ministre un rapport sur les tarifs appliqués durant l'exercice précédent, visés à l'article 11 du présent arrêté. Le ministre transmet ce dossier aux Chambres législatives fédérales, aux gouvernements de région et au comité de contrôle. Il veille à ce que le rapport soit publié de manière adéquate.

La commission transmet également ce rapport à chaque gestionnaire de réseau de distribution par lettre recommandée de la poste.'

Le présent compte rendu a été rédigé dans le but d'exécuter cette disposition. La première partie offre un aperçu du déroulement de l'ensemble de la procédure qui a conduit à l'approbation des tarifs des gestionnaires des réseaux de distribution pour l'année 2003 ou l'imposition de tarifs provisoires lorsque les propositions tarifaires des gestionnaires des réseaux de distribution ne pouvaient être approuvées. La deuxième partie aborde l'ensemble de l'exercice tarifaire en s'axant plus sur le contenu et indique les points sur lesquels la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (ci-après: CREG) a fait adapter les propositions tarifaires afin que celles-ci puissent mieux remplir les critères fixés dans la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la loi électricité) et dans l'arrêté royal du 11 juillet 2002. Les troisième et dernière parties regroupent tous les tarifs approuvés ou imposés par la CREG et expliquent la signification des tarifs pour les clients en se basant sur des clients types.

Le présent compte rendu a été approuvé par le Comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 19 février 2004.

## 2. La procédure

Le tableau figurant à la page suivante offre un aperçu du déroulement de la procédure prévue pour le traitement des propositions tarifaires pour l'exercice d'exploitation 2003.

Tableau 1 -Déroutement de la procédure

Numéro du dossier		NATURE DU GRD	(1) PROPOSITION TARIFAIRE	(2) LETTRE PROP. INCOMPLÈT	(3) INF. COMPLÉMENTAIRES	(4) DECISION	(5) SEANCE D'AUDITION	(6) PROPOSITION ADAPTEE	(7) PROJET DE DECISION	(8) REPONSE GRD	(9) DECISION DEFINITIVE	(10) RETROACTIVITE	(11) 1ere PROLONGATION	(12) 2me PROLONGATION	(13) Recours C.E.
136	IMEA	MF	30/09/2002	15/10/2002	19,20,23-11-2002	11/03/2003	23/04/2003	28/04/2003	30/04/2003	8/05/2003	13/05/2003	17/07/2003	1/09/2003		
137	IMEWO	MF	30/09/2002	15/10/2002	19,20,23-11-2002	11/03/2003	23/04/2003	28/04/2003	30/04/2003	8/05/2003	13/05/2003	17/07/2003	1/09/2003	27/11/2003	x
138	IVEKA	MF	30/09/2002	15/10/2002	19,20,23-11-2002	11/03/2003	23/04/2003	28/04/2003	30/04/2003	8/05/2003	13/05/2003	17/07/2003	1/09/2003		
139	PBE	PF	30/09/2002	15/10/2002	12/11/2002	20/03/2003	-	25/04/2003	30/04/2003	8/05/2003	13/05/2003	17/07/2003	-	-	x
140	WVEM	PF	1/10/2002	16/10/2002	4/11/2002	20/03/2003	-	25/04/2003	30/04/2003	8/05/2003	13/05/2003	17/07/2003	-	-	x
141	IVERLEK	MF	30/09/2002	15/10/2002	19,20,23-11-2002	11/03/2003	23/04/2003	28/04/2003	30/04/2003	8/05/2003	13/05/2003	17/07/2003	1/09/2003	27/11/2003	x
142	EV/GHA	PF	30/09/2002	15/10/2002	10/11/2002	11/03/2003	-	-	30/04/2003	8/05/2003	13/05/2003	17/07/2003	20/08/2003	27/11/2003	
143	GASELWEST	MF	30/09/2002	15/10/2002	19,20,23-11-2002	11/03/2003	23/04/2003	28/04/2003	30/04/2003	8/05/2003	13/05/2003	17/07/2003	1/09/2003	27/11/2003	x
144	INTERELECTRA	PF	3/10/2002	18/10/2002	5/12/2002	20/03/2003	-	25/04/2003	30/04/2003	8/05/2003	13/05/2003	17/07/2003	-	-	x
145	INTERGEM	MF	30/09/2002	15/10/2002	19,20,23-11-2002	11/03/2003	23/04/2003	28/04/2003	30/04/2003	8/05/2003	13/05/2003	17/07/2003	1/09/2003	27/11/2003	x
146	IVEG	PF	18/10/2002	31/10/2002	15/11/2002	11/03/2003	-	25/04/2003	30/04/2003	8/05/2003	13/05/2003	17/07/2003	-	-	x
147	SIBELGAS NOORD	MF	30/09/2002	15/10/2002	19,20,23-11-2002	11/03/2003	23/04/2003	28/04/2003	30/04/2003	8/05/2003	13/05/2003	17/07/2003	1/09/2003	27/11/2003	x
148	VEM	PF	31/10/2002	31/10/2002	12/11/2002	20/03/2003	-	25/04/2003	30/04/2003	8/05/2003	13/05/2003	17/07/2003	-	-	x
150	SIMOGEL	MW	30/09/2002	15/10/2002	25/11/2002	27/03/2003	28/04/2003	29/04/2003	6/05/2003	13/05/2003	15/05/2003	17/07/2003	-	-	
151	IEH	MW	30/09/2002	15/10/2002	29/11/2002	27/03/2003	28/04/2003	29/04/2003	6/05/2003	13/05/2003	15/05/2003	17/07/2003	-	-	
152	SEDILEC	MW	30/09/2002	15/10/2002	29/11/2002	27/03/2003	28/04/2003	29/04/2003	6/05/2003	13/05/2003	15/05/2003	17/07/2003	-	-	
153	INTEREST	MW	30/09/2002	15/10/2002	29/11/2002	27/03/2003	28/04/2003	29/04/2003	6/05/2003	13/05/2003	15/05/2003	17/07/2003	-	-	
154	INTERMOSANE	MW	30/09/2002	15/10/2002	29/11/2002	27/03/2003	28/04/2003	30/04/2003	6/05/2003	13/05/2003	15/05/2003	17/07/2003	-	-	
155	IDEG	MW	30/09/2002	15/10/2002	29/11/2002	27/03/2003	28/04/2003	30/04/2003	6/05/2003	13/05/2003	15/05/2003	17/07/2003	-	-	
156	INTERLUX	MW	30/09/2002	15/10/2002	29/11/2002	27/03/2003	28/04/2003	29/04/2003	6/05/2003	13/05/2003	15/05/2003	17/07/2003	-	-	
158	ETIZ	Regie	28/11/2002	13/12/2002	-	10/04/2003	-	29/04/2003	6/05/2003	13/05/2003	15/05/2003	17/07/2003	-	-	
159	AGEM	Regie	9/12/2002	20/12/2002	14/02/2003	10/04/2003	-	29/04/2003	6/05/2003	12/05/2003	15/05/2003	17/07/2003	-	-	x
160	ALE	PW	4/10/2002	18/10/2002	28/02/2003	10/04/2003	28/04/2003	29/04/2003	6/05/2003	13/05/2003	15/05/2003	17/07/2003	11/09/2003	27/11/2003	
161	AIESH	PW	24/12/2002	9/01/2003	28,29-1-2003	10/04/2003	29/04/2003	-	6/05/2003	13/05/2003	15/05/2003	17/07/2003	11/09/2003	27/11/2003	
165	SIBELGA	MB	28/11/2002	13/12/2002	16-12-2002/17,24-1-2003	10/04/2003	29/04/2003	2/05/2003	6/05/2003	13/05/2003	15/05/2003	17/07/2003	-	-	
171	AIEG	PW	2/01/2003	10/01/2003	27/01/2003	24/04/2003	-	-	11/06/2003	-	17/07/2003	17/07/2003	4/09/2003	-	x
193	GAL. ST.HUBERT	PB	23/09/2003	8/10/2003	15/11/2003	19/06/2003	-	-	-	-	-	-	-	-	
204	WAVRE	Regie	19/05/2003	3/06/2003	17/06/2003	18/07/2003	-	25-9-2003	-	-	2/10/2003	2/10/2003	-	-	x
211	BIAC	PF	11/07/2003	25/07/2003	8/08/2003	4/09/2003	-	22/09/2003	3/10/2003	10/10/2003	6/11/2003	19/12/2003	-	-	

MF= mixte Flandre  
MW= mixte Wallonie  
MB= mixte Bruxelles

PF= pure Flandre  
PW= pure Wallonie  
PB= pure Bruxelles

La procédure à suivre pour l'introduction et le traitement des propositions tarifaires accompagnées du budget est décrite au chapitre III, articles 9 et 10 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002 :

'Art. 9. § 1<sup>er</sup>. Chaque gestionnaire de réseau de distribution doit introduire sa proposition tarifaire accompagnée du budget pour l'exercice suivant, auprès de la commission le 30 septembre de chaque année au plus tard.

La proposition tarifaire accompagnée du budget est transmise par porteur avec accusé de réception à la commission.

§ 2. Dans les quinze jours calendrier suivant la réception de la proposition tarifaire accompagnée du budget, la commission confirme au gestionnaire de réseau de distribution concerné, par porteur avec accusé de réception, que le dossier est complet ou elle lui fait parvenir une liste des informations complémentaires qu'il devra fournir.

Dans les quinze jours calendrier suivant la réception de la confirmation ou de la liste mentionnée au précédent alinéa lui demandant de fournir des informations complémentaires, le gestionnaire de réseau de distribution concerné transmet ces informations à la commission, par porteur avec accusé de réception.

La commission entend le gestionnaire de réseau de distribution concerné dans le délai visé au deuxième alinéa lorsque celui-ci le demande.

§ 3. Dans les trente jours calendrier suivant la réception de la proposition tarifaire accompagnée du budget ou, le cas échéant, suivant la réception des informations complémentaires, la commission informe le gestionnaire du réseau de distribution concerné, par lettre recommandée de la poste, de sa décision motivée d'approuver ou de refuser la proposition tarifaire.

Dans sa décision de refus, la commission mentionne les points de la proposition tarifaire accompagnée du budget que le gestionnaire de réseau de distribution concerné devra adapter pour obtenir l'approbation de la commission.

§ 4. Si la commission refuse la proposition tarifaire du gestionnaire de réseau de distribution concerné, le gestionnaire de réseau de distribution doit introduire auprès de la commission sa nouvelle proposition tarifaire accompagnée du budget adaptée dans les quinze jours calendrier suivant la réception de la décision de refus, conformément à la procédure visée au § 1<sup>er</sup>, alinéa 2.

La commission entend le gestionnaire de réseau de distribution concerné dans le délai visé à l'alinéa 1<sup>er</sup> lorsque celui-ci le demande.

Dans les quinze jours calendrier suivant la réception de la proposition tarifaire accompagnée du budget adaptée, la commission informe le gestionnaire de réseau de distribution concerné, par lettre recommandée de la poste, de sa décision d'approuver ou de refuser la proposition tarifaire adaptée.

Art. 10. La commission peut approuver, pour une période de trois mois renouvelable, des tarifs provisoires que le gestionnaire de réseau de distribution concerné devra appliquer si ce gestionnaire de réseau de distribution ne respecte pas ses obligations dans les délais qui lui sont imposés aux articles 9 et 27 ou si la commission a décidé de refuser la proposition tarifaire ou la proposition tarifaire adaptée.

L'alinéa 1<sup>er</sup> est également d'application lorsque le gestionnaire de réseau de distribution concerné ne soumet pas son plan comptable à la commission dans le délai qui lui est imposé par l'article 21 ou lorsque la commission refuse d'approuver ce plan comptable.'

### 2.1. La proposition tarifaire initiale (1):

On peut lire, sur le tableau 1, que 17 des 29 dossiers introduits au total ont été introduits dans les délais légaux prescrits. Tous les autres dossiers ont été introduits avec un retard allant de quelques jours à plusieurs mois. Signalons toutefois que le retard considérable accusé par un dossier en particulier été justifié par des circonstances externes (SIBELGA; une fusion entre deux gestionnaires de réseau de distribution), tandis que pour un autre dossier, il ne s'agissait pas d'un retard car l'entreprise concernée n'avait été reconnue gestionnaire de réseau de distribution qu'en 2003 (BIAC).

Dans l'ensemble de la procédure décrite ci-dessous, la CREG s'est systématiquement basée sur ces premiers dossiers officiellement introduits; plusieurs gestionnaires de réseau de distribution ont encore introduit ultérieurement, avant que la CREG n'ait pris la première décision relative à leur proposition tarifaire accompagnée du budget (colonne 4 du tableau 1), une nouvelle proposition dans laquelle ils avaient déjà apporté certaines modifications souhaitées par la CREG, sur la base des premières questions et remarques formulées par la CREG, mais ces nouvelles propositions n'ont jamais été acceptées par la CREG en tant que nouvelles propositions tarifaires officielles. La décision de la CREG relative aux propositions tarifaires accompagnées du budget (colonne 4 du tableau 1) faisait référence, pour ces cas-là, dans la discussion, aux modifications apportées à ces nouvelles propositions, mais la décision d'approbation ou de rejet s'est systématiquement basée sur les propositions tarifaires accompagnées du budget telles qu'elles ont été introduites à la date mentionnée dans la colonne (1) du Tableau 1.

La CREG a rappelé par écrit aux gestionnaires de réseau de distribution n'ayant pas introduit leur proposition tarifaire dans un certain délai suivant l'expiration de la date prévue par la loi, les obligations relatives à l'introduction d'une proposition tarifaire et a insisté pour que celles-ci soient remplies dans un délai déterminé.

### 2.2. Informations complémentaires (3):

Une première constatation faite par la CREG lors de la vérification des propositions tarifaires introduites était l'énorme diversité des dossiers et la difficulté de comparer ceux-ci entre eux. C'est pourquoi la CREG a transmis à tous les gestionnaires de réseau de distribution une proposition de tableaux standards début octobre 2002. Cette proposition contenait un certain nombre de formulaires standards reprenant la structure tarifaire imposée par l'arrêté royal du 11 juillet 2002, de même que les informations devant être transmises au minimum à la

CREG. La CREG a également proposé à chaque gestionnaire de réseau de distribution pris individuellement d'expliquer les tableaux standards proposés à l'occasion d'une réunion organisée spécialement à cet effet, ce qui a été accepté par la plupart des gestionnaires de réseau de distribution.

Ces tableaux standards comportent:

- une proposition tarifaire reflétant la structure de l'arrêté royal du 11 juillet 2002 ainsi que les paramètres imposés;
- un tableau mentionnant, pour les tarifs proposés, les volumes et le nombre d'unités spécifiées auxquels il faudra appliquer ceux-ci;
- un tableau reflétant le chiffre d'affaires estimé du gestionnaire de réseau de distribution sur la base des tarifs et des volumes et chiffres mentionnés dans le tableau précédent;
- un tableau établissant le lien entre les différents types de coûts et groupes de clients et un tableau établissant le lien entre les types de coûts et les objets de coûts ou activités;
- un tableau reprenant les coûts et les recettes des activités non régulées;
- une fiche de budget demandant une justification des montants budgétisés pour chaque type de coût;
- un document indiquant et justifiant, pour chaque type de coût, la clé de répartition utilisée pour répartir les coûts entre les différents groupes de clients;
- un document démontrant explicitement l'équivalence entre le chiffre d'affaires estimé et le montant total des coûts, majoré de la rémunération équitable des CI;
- un document contenant des instructions détaillées devant permettre de compléter les documents joints en annexe.

La CREG a constaté, en outre, que toutes les propositions tarifaires introduites étaient fort incomplètes et ne contenaient pas assez d'informations permettant de se prononcer sur les tarifs proposés. C'est pourquoi elle a envoyé à tous les gestionnaires de réseau de distribution, en application de l'article 9, §2, premier alinéa, de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, une lettre déclarant la proposition tarifaire accompagnée du budget incomplète et joignant en annexe une liste d'informations complémentaires à fournir. Les informations complémentaires demandées avaient trait à la fois aux éléments nécessaires au calcul de la valeur des capitaux investis en fonction desquels la marge bénéficiaire devait être calculée et à l'absence généralisée de justification pour tous les coûts éventuels caractérisant les propositions tarifaires.

La CREG a reçu toutes sortes d'informations complémentaires dans les mois qui suivirent, mais aucun des dossiers n'a transmis la totalité des informations complémentaires telles que demandées par la CREG. La CREG a dès lors du collecter, par le biais de contacts écrits et personnels, un grand nombre d'informations complémentaires dans le courant des mois ayant précédé ses décisions, afin de pouvoir prendre des décisions en toute connaissance de cause.

### 2.3. Décisions relatives aux propositions tarifaires initiales (4):

Sur la base de tous les éléments introduits, d'une communication poussée avec les gestionnaires de réseau de distribution et d'une visite sur place, la CREG a pris les premières décisions relatives aux propositions tarifaires des différents gestionnaires de réseau de distribution pour la plupart des gestionnaires de réseau de distribution dans le courant des mois de mars et avril. Dans toutes les décisions, la proposition tarifaire a été rejetée et une liste indiquant les points sur lesquels la proposition devait être adaptée a été fournie afin que celle-ci puisse être approuvée par la CREG. Les adaptations demandées concernaient à la fois la fourniture d'informations complémentaires et la structure des tarifs proposés, la composition du montant des capitaux investis utilisé pour le calcul de la rémunération équitable, la structure financière correcte de l'activité de distribution d'électricité et les mesures de maîtrise des coûts.

Dans la lettre d'accompagnement, la CREG a souligné que seuls les points de correction indiqués par la CREG pouvaient être adaptés dans la proposition tarifaire adaptée; tous les autres éléments de la proposition tarifaire officielle devaient être considérés comme ayant été approuvés et ne devaient par conséquent plus être modifiés.

### 2.4. Séance d'audition (5):

Dans la même lettre d'accompagnement, la CREG a également déclaré que les gestionnaires de réseau de distribution, vu l'article 9, §4, deuxième alinéa, de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, pouvaient demander à être entendus par la CREG à deux dates proposées par la CREG.

Toutes les intercommunales mixtes<sup>1</sup> et quelques intercommunales pures ont fait usage de cette possibilité. Durant les séances d'audition, les gestionnaires de réseau de distribution ont eu l'occasion d'exposer leurs remarques et clarifications. Un procès-verbal des séances d'audition a été rédigé et envoyé pour signature aux différentes parties.

#### 2.5. La proposition tarifaire adaptée (6):

Tous les gestionnaires de réseau de distribution, à l'exception de quatre d'entre eux, ont introduit une proposition tarifaire adaptée dans laquelle ils ont pris en compte ou non les remarques formulées par la CREG dans ses décisions de rejet initiales relatives aux propositions tarifaires initiales. Un des quatre gestionnaires de réseau de distribution (Galerie St Hubert), n'ayant pas introduit de proposition tarifaire adaptée, avait entamé dans l'intervalle, des négociations relatives à une reprise par un autre gestionnaire de réseau de distribution. Les trois autres ont invoqué le manque de temps ou n'ont simplement pas avancé de motif.

#### 2.6. Les décisions relatives aux propositions tarifaires adaptées (9):

La CREG a rédigé un projet de décision basé sur l'examen de la proposition tarifaire adaptée introduite, ou basé sur l'absence de celle-ci; ce projet a été transmis aux gestionnaires de réseau de distribution (colonne (7)) avant que le Comité de direction n'ait pu se prononcer sur celui-ci, en mentionnant la possibilité qui leur a été offerte de transmettre, dans les 8 jours, leur point de vue sur le texte au Comité de direction de la CREG.

Tous les gestionnaires de réseau de distribution à l'exception d'un (AIEG) ont fait usage de cette possibilité (colonne (8)). La CREG a tenu compte de ces réactions, lorsque cela s'est avéré nécessaire, et a ensuite pris une décision définitive d'approbation ou de rejet des propositions tarifaires adaptées et a imposé des tarifs provisoires en cas de rejet.

15 des 28 gestionnaires de réseau de distribution dont le dossier se trouvait à ce stade de la procédure, proposaient des adaptations pour leur proposition tarifaire initiale tenant suffisamment compte des remarques formulées par la CREG, de sorte que leur proposition tarifaire adaptée pouvait être approuvée à compter du premier jour du mois suivant celui durant lequel la CREG avait pris la décision. Des tarifs provisoires ont été imposés aux treize autres gestionnaires de réseau de distribution, valables pour trois mois à compter de la

---

<sup>1</sup> Les intercommunales mixtes contiennent à la fois des actionnaires privés et publics; dans les intercommunales pures, seuls des actionnaires publics sont présents



décision définitive. Les tarifs provisoires ont été calculés comme suit : l'impact budgétaire des éléments rejetés par la CREG de par leur caractère inacceptable ou leur justification insuffisante, a été enlevé du budget total du gestionnaire de réseau de distribution concernant les coûts devant être couverts par les tarifs pour la puissance souscrite et complémentaire et pour la gestion du système. Avec le pourcentage obtenu de la sorte, les tarifs proposés dans la proposition tarifaire adaptée pour la puissance souscrite et complémentaire et/ou pour la gestion du système ont été réduits. Seul un gestionnaire de réseau de distribution dont le dossier ne contenait pas assez d'éléments fiables permettant d'accepter une des parties de la proposition tarifaire s'est vu imposer comme tarifs provisoires les tarifs approuvés les moins élevés d'un autre gestionnaire de réseau de distribution.

## 2.7. La rétroactivité (10) :

Les dispositions de l'arrêté royal du 11 juillet 2002 ont entraîné le fait que les gestionnaires de réseau de distribution ont dû introduire une proposition tarifaire accompagnée du budget pour l'exercice d'exploitation 2002 presque immédiatement après avoir pris connaissance de l'arrêté royal et que, en outre, la procédure pour l'année tarifaire 2003 s'est déroulée presque simultanément à celle de 2002. Etant donné qu'il s'agissait, en l'espèce, d'un premier exercice pour toutes les parties, ce qui s'est principalement exprimé au niveau du caractère incomplet des dossiers, les délais imposés dans l'arrêté royal du 11 juillet 2002 n'avaient pas pu être respectés. La CREG estime qu'en de pareilles circonstances, à savoir qu'elle ne disposait pas de toutes les informations nécessaires, elle n'aurait pas pu prendre une décision en connaissance de cause suffisante dans le respect des délais légaux prévus. En effet, le délai dont l'autorité a raisonnablement besoin pour examiner ces matières avant de prendre une décision ne peut pas lui être reproché. Au contraire, car le devoir de diligence implique précisément que l'autorité, avant de statuer, doit disposer de toutes les données nécessaires en vue de parvenir à une décision mûrement réfléchie. Il convient d'accorder plus d'attention *aux nécessités de l'examen* qu'aux délais absolus (C.E., n°. 26.155, 6 février 1986). Le principe de précaution prime dès lors sur l'exigence du délai raisonnable<sup>2</sup>.

Le fait que les délais fixés à l'arrêté royal du 11 juillet 2002 n'ont pas pu être respectés en raison des motifs exposés ci-dessus, n'enlève rien au fait que la CREG a pour mission légale de veiller à la mise en oeuvre de tarifs régulés pour la période à compter du 1<sup>er</sup> décembre 2002, la date la plus proche à laquelle les tarifs approuvés par la CREG auraient pu entrer

---

<sup>2</sup> OPDEBEEK, I., *Rechtsbescherming tegen het stilzitten van het bestuur*, 1992, n° 286.

en vigueur si l'ensemble de la procédure visée dans l'arrêté du 11 juillet 2002 s'était déroulée de manière impeccable.

Tel qu'il ressort de la loi électricité et de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, l'existence de tarifs régulés, approuvés par la CREG, relève de l'intérêt général. En effet, tant les gestionnaires de réseau de distribution que les autres acteurs du marché ont besoin de tarifs approuvés pour pouvoir procéder aux ajustements de calcul nécessaires pour les années 2002 et 2003.

L'effet rétroactif des actes administratifs, notamment des actes individuels, peut en effet être justifié lorsqu'il est indispensable à la réalisation d'un objectif d'intérêt général (C.E., n° 95.766, 22 mai 2001; Cour d'arbitrage, n° 36/2000, 29 mars 2000).

En outre, un acte juridique administratif peut avoir un effet rétroactif, indépendamment de tout habilitation légale, si une lacune juridique doit être comblée<sup>3</sup>. Or, étant donné que, conformément aux dispositions légales, des tarifs régulés, approuvés par la CREG, étaient possibles pour la plupart des gestionnaires de réseau de distribution à partir du mois de décembre 2002, il existerait une lacune juridique si la CREG ne prenait pas de décision sur les tarifs régulés pour la période précitée.

La CREG a dès lors décidé, sur la base des propositions tarifaires adaptées pour 2003, de déclarer des tarifs provisoires approuvés ou, le cas échéant, imposés pour une période de trois mois, également applicables pour la période à compter de la date à laquelle des tarifs approuvés ont raisonnablement été possibles jusqu'au jour où des tarifs effectivement approuvés ou imposés sont entrés en vigueur.

#### 2.8. Les prolongations de la validité des tarifs provisoires (11 & 12) :

Etant donné qu'en vertu de l'article 10 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, les tarifs provisoires imposés par la CREG ne sont chaque fois valables que pour une période de trois mois, mais sont toutefois chaque fois renouvelables pour une même période, il a fallu systématiquement recommencer la procédure pour les gestionnaires de réseau de distribution auxquels des tarifs provisoires ont été imposés à l'issue d'une période de trois mois jusqu'à ce que la période de validité couvre le 31 décembre 2003. Aucun délai n'a toutefois été prévu pour cette procédure dans l'arrêté royal du 11 juillet 2002.

---

<sup>3</sup> VAN MENDEL, A., *De administratieve rechtshandeling – Een proeve*, Mys&Breesch, Gent, 1997, n° 398.

La plupart des gestionnaires de réseau de distribution auxquels des tarifs provisoires ont été imposés ont soumis une nouvelle proposition tarifaire adaptée à la CREG dans le courant du mois d'août 2003. La CREG a examiné ces propositions et pris une décision sur la base de celles-ci. Pour deux des gestionnaires de réseau de distribution concernés, les adaptations étaient suffisantes pour permettre l'approbation de leurs tarifs jusqu'à la fin de l'année. Pour tous les autres, ainsi que pour les gestionnaires de réseau de distribution n'ayant pas introduit de nouvelle proposition tarifaire adaptée, les tarifs provisoires initialement imposés ont été simplement prolongés de trois mois. Il en est allé de même pour les dossiers pour lesquels une deuxième prolongation était devenue nécessaire dans le courant de l'année 2003.

## 2.9. La publication des tarifs :

La publication des tarifs approuvés ou imposés est réglée comme suit dans l'arrêté royal du 11 juillet 2002:

'Art. 11. § 1<sup>er</sup>. La commission publie sa décision d'approbation de la proposition tarifaire visée à l'article 9 pour l'exercice à venir au Moniteur belge , de même que par voie électronique, dans les plus brefs délais.

§ 2. La commission publie dans les plus brefs délais sa décision visée à l'article 10 au Moniteur belge , de même que par voie électronique.

§ 3. Chaque gestionnaire de réseau de distribution communique dans les plus brefs délais aux utilisateurs du réseau les tarifs approuvés par la commission de la manière qu'il juge appropriée, et les met à la disposition de toutes les personnes qui lui en font la demande. Il les communique également dans les plus brefs délais par voie électronique'

En exécution de cette disposition, la CREG a proposé des tarifs pour publication au Moniteur belge et les a, en outre, mis à disposition par voie électronique sur son propre site internet .

La CREG a également insisté, dans ses décisions tarifaires, pour que les gestionnaires de réseau de distribution veillent à ce que toutes les informations devant permettre aux différents acteurs du marché de faire un calcul correct du tarif qui leur est applicable ou qui peut leur être facturé, soient mises à la disposition des acteurs du marché concerné. La mise à disposition, sur le site internet de chaque gestionnaire de réseau de distribution concerné, d'un programme simple permettant un calcul correct des tarifs applicables favorise la transparence et, par conséquent, l'efficacité du marché ; la CREG a dès lors demandé que les gestionnaires de réseau de distribution mettent ce type de module de calcul à disposition.

En outre, la CREG a insisté pour que le gestionnaire du réseau de distribution mette les données de prélèvement relatives aux utilisateurs du réseau à la disposition des utilisateurs

du réseau concernés ou, moyennant l'accord explicite des utilisateurs du réseau concernés, à un ou à plusieurs tiers. Ceci n'est interdit par aucune disposition légale et favorise en outre la concurrence sur le marché de l'électricité et le libre choix des consommateurs d'électricité.

#### 2.10. Procédures auprès du Conseil d'Etat (13):

La colonne 13 du tableau 1 indique les gestionnaires de réseau de distribution ayant introduit un recours auprès du Conseil d'Etat contre un acte administratif de la CREG. Il s'agit, en l'espèce, de dix cas de gestionnaires de réseau de distribution ayant introduit un recours contre une décision définitive de la CREG relative à leurs propositions tarifaires. Cinq d'entre eux ont également introduit un recours contre les décisions ayant imposé les tarifs rétroactivement pour la première moitié de l'année 2003. Ces cinq gestionnaires ont, tout comme trois autres également, introduit des recours auprès du Conseil d'Etat contre les lignes directrices élaborées par la CREG à propos de la rémunération équitable. Toutes ces affaires sont actuellement en cours de traitement.

### **3. Les remarques**

#### 3.1. Les groupes de clients

L'année 2003 a été marquée par une répartition, dans toutes les régions, entre les clients éligibles et les clients non éligibles. Ce n'est que depuis juillet 2003 que tous les clients en Flandre sont devenus des clients éligibles. La majorité des clients en Région wallonne et dans la Région de Bruxelles-Capitale sont restés sur le marché captif, tandis que la part de clients éligibles présents sur celui-ci n'a cessé de croître. Les gestionnaires de réseau de distribution ont dès lors demandé s'ils devaient tenir compte, lors de la création de leurs tarifs, de tous leurs clients, tant éligibles que captifs. La CREG a estimé que les propositions tarifaires devaient, en effet, englober tous les clients. En principe, les tarifs approuvés par la CREG valent pour une année complète, alors que tant la loi électricité que la réglementation régionale peuvent être modifiées dans le courant de l'année, ce qui aurait pour conséquence d'élargir le groupe de clients éligibles. Dans ce cas, les tarifs doivent immédiatement être appliqués au nouveau groupe de clients éligibles. Toutefois, il est vrai que les tarifs approuvés pour le réseau de distribution ne peuvent s'appliquer qu'aux clients éligibles.

L'article 8 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002 stipule que les tarifs sont déterminés par groupe de clients, par formule de souscription et par exercice. Le concept de 'groupe de clients' est

défini, à l'article 1<sup>er</sup>, 15°, comme 'chaque groupe d'utilisateurs du réseau échangeant de l'énergie (injectant et/ou prélevant de l'énergie) par l'intermédiaire d'une des parties d'infrastructure visées au point 14°. Les parties d'infrastructure visées à l'article 1<sup>er</sup>, 14°, de la loi électricité sont les suivantes :

- le réseau ayant une tension nominale de 70 kV à 30 kV sans fonction de transport;
- les transformateurs vers le réseau à moyenne tension;
- le réseau ayant une tension nominale de 26 à 1 kV inclus;
- les transformateurs vers le réseau à basse tension;
- le réseau à basse tension.

Dans les propositions tarifaires initiales, les différents gestionnaires de réseau de distribution avaient proposé une répartition en groupes de clients qui ne correspondait pas tout à fait à celle imposée par l'arrêté royal du 11 juillet 2002. La CREG a dès lors déclaré que la proposition tarifaire adaptée devait absolument respecter la répartition prescrite.

Sur la base de ce même article 8 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, la CREG n'a pas permis non plus qu'une distinction soit introduite, au sein des groupes de clients prévus, entre les clients appartenant à un même groupe de clients, à moins que cette distinction ne se fonde sur une différence claire au niveau des coûts occasionnés par les différents clients. La CREG a estimé sur cette base qu'elle ne pouvait accepter de tarif préférentiel au sein du groupe de clients 'réseau à basse tension', pour les clients raccordés avec une puissance de 36 kVa, pour l'Etat et pour les communes. Cette distinction n'a été proposée par les gestionnaires de réseau de distribution concernés que dans l'optique de préserver au maximum la continuité par rapport aux tarifs de la période captive, sans que ce tarif inférieur puisse être justifié à partir des coûts.

Le tarif inférieur pour l'éclairage public a également été mis en cause par la CREG. Les gestionnaires de réseau de distribution concernés ont déclaré, dans leur réponse, qu'une différence de tarif se justifiait en l'espèce en raison du fait que certaines communes seraient elles-mêmes propriétaires du réseau servant l'éclairage public et d'autres non. Il faudrait élaborer, dans l'optique de 2004, une solution au problème en centralisant éventuellement tous les réseaux d'éclairage public auprès des gestionnaires de réseau de distribution eux-mêmes.

En outre, la CREG a veillé à ce que les gestionnaires de réseau de distribution établissent des tarifs pour tous les groupes de clients pour lesquels ils possédaient l'infrastructure à laquelle des clients étaient raccordés. Certains gestionnaires de réseau de distribution n'ont indiqué aucun tarif dans leur proposition tarifaire initiale pour le groupe de clients 'transformateurs vers le réseau à moyenne tension', bien que leurs chiffres ont clairement montré qu'un client était bel et bien raccordé à ce réseau.

### 3.2. Les gestionnaires de réseau de distribution pour les réseaux de 70 kV :

Quatre gestionnaires de réseau de distribution ayant introduit une proposition tarifaire auprès de la CREG étaient également propriétaires de l'infrastructure de réseau dotée d'une fonction de transport.

Dans sa décision du 20 janvier 2003 relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire avec budget de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR pour l'exercice d'exploitation 2003<sup>4</sup>, la CREG a consacré un paragraphe distinct à la problématique des parties d'infrastructure dotées d'une fonction de transport avec un niveau de tension inférieur à 70 kV :

« Cela signifie que subsisteront des lignes et des câbles d'une tension nominale de 70 kV au plus, ayant une fonction de transport, mais qu'ils ne seront pas gérés par le gestionnaire du réseau de transport visé à l'article 2, 8°, de la loi relative à l'électricité. Les arrêtés royaux du 4 avril 2001 et du 11 juillet 2002 n'ont pas explicitement prévu cette hypothèse. C'est ainsi que l'arrêté royal du 4 avril 2001 part du principe selon lequel toute l'infrastructure de transport dans le pays est gérée par un seul gestionnaire du réseau de transport. L'article 1, 14°, a), de l'arrêté royal du 11 juillet 2002 reconnaît en revanche qu'un gestionnaire de réseau de distribution peut gérer des parties d'infrastructure ayant une tension nominale comprise entre 30 et 70 kV, et une fonction de transport. L'arrêté royal du 11 juillet 2002 ne s'applique pas à ces parties d'infrastructure. L'arrêté royal du 4 avril 2001 devrait de nouveau logiquement être applicable, mais il a été rédigé en partant de l'hypothèse selon laquelle il n'existe d'un seul gestionnaire de l'infrastructure de transport en Belgique.

Toutefois, à la lecture de l'article 12 de la loi relative à l'électricité, y compris l'arrêté royal du 22 décembre établissant les tarifs de raccordement aux réseaux de distribution d'électricité et d'utilisation de ceux-ci, il est impossible de se défaire de l'impression que l'intention du législateur était de réguler tous les tarifs afférents au raccordement à l'infrastructure de transport d'électricité et à son utilisation. La CREG ignore pourquoi le législateur aurait éventuellement voulu réguler les tarifs du réseau de transport national avec une tension nominale supérieure à 70 kV et des réseaux de distribution régionaux, sans se préoccuper des tarifs inhérents à l'infrastructure de transport d'une tension nominale de 70 kV au plus. Ce faisant, et considérant que l'arrêté royal du 11 juillet 2002

---

<sup>4</sup> Décision (B)030120-CDC-116 du 20 janvier 2003 relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire avec budget de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR pour l'exercice d'exploitation 2003.

ne s'applique pas aux parties d'infrastructure ayant une fonction de transport, la CREG appliquera l'arrêté royal du 4 avril 2001 à ces parties d'infrastructure. L'unique point sur lequel ledit arrêté royal du 4 avril 2001 doit au demeurant être adapté afin de pouvoir explicitement tenir compte de la possibilité que des gestionnaires de l'infrastructure de transport autres que le gestionnaire du réseau de transport visé à l'article 2, 8°, de la loi relative à l'électricité, puissent exercer leurs activités en Belgique, est de nature purement formelle, à savoir que pour chaque occurrence, dans cet arrêté royal, de la notion de "gestionnaire de réseau" au sens de l'article 2, 8°, de la loi relative à l'électricité, il soit également fait référence aux gestionnaires de l'infrastructure de transport qui ne sont pas gérés par le gestionnaire de réseau visé à l'article 2, 8°, de la loi relative à l'électricité. S'agissant de l'application de l'article 12, §1, de la loi relative à l'électricité, la CREG proposera du reste au Roi d'adapter en ce sens l'arrêté royal du 4 avril 2001 et ce, en vue d'éviter toute ambiguïté. Dans l'intervalle, l'application de l'arrêté royal du 4 avril 2001 à l'infrastructure de transport qui n'est pas gérée par le gestionnaire de réseau visé à l'article 2, 8°, de la loi relative à l'électricité, est la seule manière raisonnable de répondre le plus correctement possible à l'objectif poursuivi par l'article 12 de la loi relative à l'électricité – à savoir la réglementation de tous les tarifs afférents au raccordement à l'infrastructure de transport de l'électricité et à son utilisation."

Si l'on se base sur ce qui précède, il faut, selon toute vraisemblance, soumettre une proposition tarifaire accompagnée du budget à l'approbation de la CREG pour les lignes et les câbles dotés d'une fonction de transport dont le niveau de tension est inférieur à 70 kV, conformément à l'arrêté royal du 4 avril 2001 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs et de comptabilité du gestionnaire du réseau national de transport d'électricité (ci-après: l'arrêté royal du 4 avril 2001). La CREG a donc décidé que les quatre gestionnaires du réseau de distribution concernés, désignés par la VREG comme gestionnaires de réseau pour les niveaux de tension inférieurs à 70 kV, pour autant que ELIA ne soit pas propriétaire ou gestionnaire de ceux-ci, devaient introduire une proposition tarifaire distincte pour l'infrastructure dotée d'un niveau de tension compris entre 70 et 30 kV inclus, basée sur les dispositions de l'arrêté royal du 4 avril 2001.

### 3.3. La cascade :

L'arrêté royal du 11 juillet 2002 stipule entre autres ce qui suit sur la répartition des coûts entre les différents groupes de clients:

**Art. 18.** La comptabilité analytique visée à l'article 17, 3°, du présent arrêté distingue les objets de coût suivants:

(...)

2° les coûts d'utilisation du réseau de distribution, au niveau desquels une distinction est établie entre:

(...)

c) les coûts d'étude, de construction et d'entretien de l'infrastructure, au niveau desquels, suivant un système en cascade, les coûts pour les parties d'infrastructure à un niveau de tension plus élevé sont à la charge des parties d'infrastructure à un niveau de tension moins élevé, dans la mesure où ces dernières utilisent les premières;

(...)'

La CREG a constaté que ce principe de cascade, selon lequel les clients raccordés aux niveaux d'infrastructure inférieurs supportent une partie des coûts occasionnés pour les niveaux d'infrastructure supérieurs en raison du fait qu'ils utilisent ceux-ci également, avait été appliqué de différentes manières et très imparfaitement par les gestionnaires de réseau de distribution.

Vu la complexité de la problématique et le fait qu'il s'agissait d'un premier exercice tarifaire, la CREG a déclaré, dans la proposition tarifaire pour 2004, , que chaque gestionnaire de réseau de distribution devait appliquer le principe de cascade correctement et de manière complète.

#### 3.4. La structure tarifaire et la définition des tarifs :

L'article 3 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002 prévoit trois groupes de tarifs :

1. les tarifs de raccordement au réseau de distribution, visés à l'article 4 du présent arrêté:
  - (a) le tarif pour l'étude d'orientation;
  - (b) le tarif pour l'étude de détail;
  - (c) le tarif de raccordement;
  - (d) le tarif périodique pour la location d'un appareil de mesurage;
  - (e) le tarif périodique pour la location des équipements nécessaires à la transformation ou à la compensation de l'énergie réactive ou au filtrage de l'onde de tension;
  - (f) le tarif périodique pour la location des équipements de protection complémentaires, des équipements complémentaires pour les signalisations d'alarmes, pour les téléactions et télécommandes ;
2. les tarifs d'utilisation du réseau de distribution, visés à l'article 5 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002:
  - (a) les tarifs de la puissance souscrite et la puissance complémentaire;
  - (b) le tarif de la gestion du système;
  - (c) le tarif pour l'activité de mesure et de comptage;
3. Les tarifs des services auxiliaires, visés à l'article 6 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002 :
  - (a) le tarif du réglage de la tension et de la puissance réactive;
  - (b) le tarif pour la compensation des pertes sur le réseau;



(c) le tarif pour non respect d'un programme accepté

Dans ses décisions relatives aux propositions tarifaires soumises par les gestionnaires de réseau de distribution, la CREG a insisté sur le fait que cette structure tarifaire devait être appliquée et que les différents composants tarifaires devaient être déterminés comme prescrit aux articles 4, 5 et 6 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002. Ainsi, la CREG a insisté pour que les tarifs périodiques pour la location de l'appareil de mesurage, des équipements nécessaires à la transformation ou à la compensation de l'énergie réactive et des équipements de protection complémentaires, telle que prévus à l'article 4, §1<sup>er</sup>, 4°, 5° et 6°, de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, figurent dans les tarifs.

La CREG a également insisté pour que les gestionnaires de réseau de distribution respectent les dispositions de l'article 5, §2, cinquième alinéa, et §4, troisième alinéa, de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, aux termes desquelles les tarifs pour les utilisateurs du réseau dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 56 kVA sont fonction de l'énergie active, à savoir les kWh, et les tarifs pour les utilisateurs du réseau dont la puissance souscrite est supérieure à 56 kVA sont fonction de la puissance, à savoir les kW.

En outre, la CREG a signalé aux gestionnaires de réseau de distribution que les tarifs pour l'activité de mesure et de comptage pour les clients basse tension dont la puissance de raccordement était inférieure ou égale à 56 kVA, devaient être exprimés en kWh et non sous la forme d'un montant annuel forfaitaire.

La CREG a également insisté pour que les gestionnaires de réseau de distribution prennent les mesures nécessaires à l'introduction d'un véritable tarif pour le dépassement de la puissance réactive avant la date de remise de la proposition tarifaire pour l'exercice d'exploitation 2004.

La CREG a également déduit de la disposition de l'article 8 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, aux termes duquel les tarifs sont déterminés par exercice d'exploitation, que les tarifs proposés ne pouvaient indiquer de paramètre d'indexation auquel les tarifs seraient adaptés au cours de l'année. La présence de ce type de paramètre dans les tarifs signifie en effet que les tarifs sont modifiés dans le courant de l'année lorsque le paramètre est adapté. La CREG a dès lors déclaré que le tarif devait être adapté afin d'incorporer à l'avance l'évolution attendue des coûts sans avoir recours à un paramètre modifiant le tarif dans le courant de l'année.

En outre, la CREG n'a pas permis, pour les mêmes raisons, que le tarif émette une réserve à propos d'une partie déterminée de celui-ci en référence à l'incertitude relative aux coûts qui y étaient liés; un tarif approuvé vaut pour une année sans aucune réserve.

Les tarifs doivent, de surcroît, non seulement être fixés pour une année entière, mais également être clairs et tous les éléments nécessaires à l'application des tarifs doivent figurer dans la proposition tarifaire. C'est pourquoi la CREG a demandé que tous les paramètres, telles que les périodes tarifaires, contribuant à déterminer le tarif, soient clairement spécifiés, et elle n'a pas accepté non plus, par exemple, qu'aucun véritable tarif n'ait été repris dans les tarifs de raccordement, mais uniquement des références à des devis de prix ou à des tarifs fixés par le Comité de Contrôle de l'Electricité et du Gaz (CCEG).

### 3.5. La détermination de la valeur des capitaux investis (CI) :

L'article 12, §2, 3°, de la loi électricité stipule, à propos des tarifs, que :

'ils comprennent une marge bénéficiaire équitable pour la rémunération des capitaux investis dans le réseau de transport en vue d'assurer le développement optimal de celui-ci à long terme'

Par conséquent, un élément très important pour l'ensemble du dossier tarifaire est la détermination du montant des capitaux investis pour lequel les gestionnaires de réseau de distribution ont droit à une rémunération équitable. Etant donné que le dossier tarifaire pour l'année 2003 était également le premier sur lequel la CREG devait effectivement se prononcer, il fallait encore déterminer le montant initial des capitaux investis qui devait encore évoluer dans les années à venir via des investissements, des amortissements et des désinvestissements. La détermination de ce iCI revêtait donc une importance capitale.

Les lignes directrices relatives à la politique tarifaire et à la marge bénéficiaire équitable en particulier à l'égard des gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité (ci-après: les lignes directrices distribution), telles qu'approuvées par le Comité de direction de la CREG le 12 septembre 2002, ont fixé la méthode de calcul de la marge bénéficiaire équitable pour les capitaux investis et ont mis en oeuvre, ce faisant, l'orientation contenue à l'article 12, §2, 3°, de la loi électricité.

Les lignes directrices distribution de la CREG contiennent les principes de base permettant à la CREG d'évaluer la proposition tarifaire. La CREG ne s'en écarte que si les gestionnaires de réseau de distribution individuels devaient démontrer que leur marge bénéficiaire équitable devait être déterminée autrement.

Tout d'abord, ces lignes directrices définissent la base de calcul. Pour le calcul des capitaux investis (CI)<sup>5</sup>, deux méthodes différentes sont retenues dans les lignes directrices de distribution. On offre d'abord la possibilité d'évaluer les immobilisations corporelles figurant dans la base de calcul en fonction de la valeur économique de reconstruction. L'évaluation doit se faire à l'aide des prix unitaires en vigueur et en appliquant les pourcentages d'amortissement utilisés par le passé par le gestionnaire de réseau de distribution.

L'application de cette méthode est toutefois soumise à la condition que le gestionnaire de réseau de distribution puisse disposer d'un inventaire technique complet de l'actif repris et que cet inventaire puisse être rattaché à la comptabilité.

Si le gestionnaire de réseau de distribution ne dispose pas d'un tel inventaire technique complet, l'évaluation des immobilisations corporelles se basera sur la valeur d'acquisition nette indexée au 31 décembre 2001, telle qu'elle figure dans la comptabilité du gestionnaire de réseau de distribution.

Les gestionnaires de réseau de distribution ont appliqué des méthodes de calcul basées sur une valeur neuve ou sur la valeur comptable réévaluée dans leur proposition tarifaire initiale. Les valeurs des iCI proposées par les gestionnaires de réseau de distribution étaient en moyenne 2,6 fois supérieures aux valeurs comptables. Dès lors, le 13 décembre 2003, la CREG a envoyé une lettre à tous les gestionnaires de réseau de distribution leur demandant de transmettre le plus rapidement possible un nouveau calcul des CI initiaux à la CREG, en se basant sur leur proposition tarifaire, mais adapté selon les points de départ suivants :

- les taux d'amortissement à appliquer sont les pourcentages ayant été retenus à ce jour dans les règles d'évaluation des intercommunales et qui sont conformes aux règles du CCEG ;
- les valeurs résiduelles à appliquer sont les pourcentages indiqués par la CREG dans ses lignes directrices ;
- le calcul se fait après déduction des éventuels subsides reçus et/ou octroyés.

Sur la base des données que les différents gestionnaires de réseau de distribution ont fournies en réponse à cette lettre, la CREG a fixé le 31 décembre 2001 un iCI dans les différentes décisions individuelles concernant chaque gestionnaire de réseau de distribution. A cet égard, la CREG a veillé à ce que les méthodologies appliquées pour l'évaluation des

---

<sup>5</sup> Connus dans la littérature sous le terme anglais '*Regulated Asset Base (RAB)*'.

capitaux investis présentent une part importante d'uniformité, sans toutefois avoir soumis chaque dossier à un contrôle approfondi et exhaustif.

La CREG prévoit néanmoins un contrôle approfondi de chaque dossier, dans les limites des moyens disponibles et en partant du principe qu'une bonne collaboration avec les gestionnaires de réseau de distribution peut être mise en place. Il se peut que cet examen entraîne une révision de la valeur des iCI dont il sera tenu compte dans des propositions tarifaires ultérieures.

En outre, la CREG a décidé de ne pas reprendre les immobilisations incorporelles dans la valeur des CI du réseau de distribution vu leur durée d'utilisation limitée et vu la grande prudence que la lettre et l'esprit de la législation comptable prônent en ce qui concerne l'activation des coûts qui constituent les immobilisations incorporelles. Par ailleurs, les éventuels coûts raisonnables déjà consentis pour le développement du logiciel au cours de l'année dans laquelle ils sont survenus sont repris dans les tarifs.

Pour le tarif de l'exercice d'exploitation 2003, il a toutefois fallu tenir compte dans les capitaux investis de l'évolution connue par les iCI entre le 1<sup>er</sup> janvier 2002 et le 31 décembre 2002 et de l'évolution attendue en 2003. Dans la pratique, la CREG a décidé de définir les CI sur la base desquels la compensation équitable pour l'année 2003 devait être calculée comme la moyenne entre les CI au 31 décembre 2002 et ceux au 31 décembre 2003. Dans la pratique, il a donc été tenu compte de la moitié de l'ensemble des modifications qui se produiraient au cours de l'exercice d'exploitation 2003.

En ce qui concerne ces modifications, la CREG a veillé à ce que les amortissements déduits soient calculés sur la base des pourcentages cités par la CREG dans ses lignes directrices. Par ailleurs, la CREG a insisté pour qu'une différence soit établie entre les investissements de remplacement et les investissements d'extension et pour que les investissements de même que les désinvestissements soient estimés à un niveau acceptable par rapport aux années précédentes.

Lorsque des installations ont été intégrées aux CI parce qu'elles ont été rachetées à une autre entreprise ou au gestionnaire de réseau de distribution, la CREG a estimé qu'il s'agissait d'un investissement et que ces installations devaient être incluses dans les CI à la valeur qui a effectivement été payée et qu'elles ne pouvaient par conséquent pas être réévaluées par l'application d'une sorte de 'coefficient CI', reflétant le rapport entre la valeur des iCI au 31 décembre 2001 et la valeur comptable à la même date.

Lors du calcul des iCI, la CREG n'a émis aucune remarque sur l'activation par les gestionnaires de réseau de distribution d'une partie des coûts de fonctionnement sur la base d'un supplément de coûts administratifs de 16,5% sur le montant des investissements. En effet, cette activation des coûts de fonctionnement liés aux investissements était une pratique acceptée depuis longtemps déjà. Néanmoins, dans ses décisions, elle a affirmé qu'elle y consacrerait une étude afin de vérifier si ce supplément au pourcentage cité serait encore accepté à l'avenir. Afin de traiter l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution sur un pied d'égalité, elle a toutefois autorisé que ce supplément, lorsqu'il était inférieur, soit porté à 16,5%.

En ce qui concerne le fonds de roulement net, qui est additionné à la valeur des immobilisations corporelles lors de la détermination des CI et qui peut donc en faire augmenter ou diminuer le montant, la CREG a insisté pour qu'il soit calculé comme la moyenne de deux valeurs à deux moments différents et a affirmé qu'elle souhaitait voir un calcul, partant des chiffres repris par poste dans les comptes annuels au 31 décembre 2001, accompagnés de la ventilation commentée et détaillée en fonction de l'activité du réseau de distribution, avec un même calcul pour le 30 juin 2002, mais sur la base d'un bilan intermédiaire.

### 3.6. Le calcul de la rémunération équitable :

Dans les lignes directrices de la CREG, la rémunération de la base de calcul est déterminée en fonction du concept de coût moyen pondéré du capital (CMPC)<sup>6</sup>. Pour la rémunération des capitaux investis, une formule conforme au marché a été élaborée qui utilise une structure de financement régulé de 33/67 (fonds propres / fonds empruntés).

La compensation des CI est scindée en rémunération pour les fonds propres et rémunération pour les fonds empruntés productifs d'intérêts.

Les fonds propres (33%) sont rémunérés par la somme des intérêts sans risque et la prime de risque pondérée avec le risque marché des actions du principal producteur d'électricité en Belgique (= bêta recalculé). Ensuite, cette rémunération est multipliée par un facteur tenant compte d'une prime d'illiquidité de 20% pour les investissements dans une entreprise non

---

<sup>6</sup> Connu dans la littérature sous le terme anglais '*Weighted Average Cost of Capital (WACC)*'.

cotée en bourse. En d'autres termes, la rémunération peut être formulée comme suit :

$$(1 + 0,20) \times [33\% \times CI \times (\text{intérêts sans risque} + \text{prime de risque} \times \text{equity bêta recalculé})]$$

Lorsque les fonds empruntés sont composés (d'un excédent) de fonds propres, cette partie excédentaire est compensée au taux OLO + 70 points de base. Le reste des fonds empruntés, soit les fonds empruntés productifs d'intérêts, est compensé sur la base du système des *embedded costs*, ce qui signifie que l'ensemble des frais de financement réels pour les fonds empruntés sera compensé intégralement (soit à zéro parce qu'il n'y a pas de frais, soit à la charge d'intérêts s'il y a une charge d'intérêts), à condition qu'un plan de politique financière soit joint.

Le calcul de la rémunération est compliqué par le fait qu'il est difficile de déterminer et de contrôler le taux d'intérêt applicable à chaque emprunt. Dans un souci de simplification, le montant des intérêts sur les fonds empruntés est utilisé à la place du taux d'intérêt moyen. En d'autres termes, cette rémunération des fonds empruntés productifs d'intérêts peut être calculée comme suit :

$$[(67\% - (1 - D)) \times CI \times (1 - \text{taux d'intérêt}) \times (\text{intérêt sans risque} + 70 \text{ pb})] + \text{embedded costs}^7$$

où D reproduit le rapport de la structure financière réelle du gestionnaire de réseau de distribution = rapport fonds propres réels / fonds totaux réels.

Les paramètres qui devaient être complétés dans les formules précitées pour calculer la rémunération équitable pour l'année 2003 ont été communiqués par la CREG aux gestionnaires de réseau de distribution par e-mail le 30 juillet 2002 :

- intérêt sans risque : 5,1120%
- prime de risque : 2,54%
- equity bêta recalculé : 1,3257

Lors du contrôle des différentes propositions tarifaires, la plupart des problèmes sont survenus lors de la détermination de la structure financière du gestionnaire de réseau de distribution. La CREG a dès lors demandé que chaque gestionnaire de réseau de distribution fournisse un bilan prévisionnel de l'activité du réseau de distribution au 31 décembre 2002. En outre, certains gestionnaires de réseau de distribution sont partis du principe que les

---

<sup>7</sup> Pour la définition des termes utilisés, nous renvoyons aux lignes directrices distribution.

fonds empruntés à court terme (FECT) ne font plus partie de la structure de financement existante parce que le fonds de roulement net est ajouté à la valeur des immobilisations corporelles et partant, que les autres composants, soit les fonds propres (FP) et les fonds empruntés à long terme (FELT), sont égaux aux fonds totaux (FT).

La CREG n'a pas pu adhérer à cette manière de voir. Premièrement, le calcul d'une valeur financière n'a aucune influence sur les fonds réels de la structure de financement et deuxièmement, cette approche déboucherait sur une compensation des CI pour 1/3 au coût des fonds propres et pour 2/3 au coût des fonds empruntés, principalement au taux OLO + 70 points de base. Cela aurait pour conséquence que les fonds à court terme essentiellement fournis gratuitement seraient compensés partiellement au coût des fonds propres et partiellement au coût de l'intérêt sur l'obligation OLO majoré de 70 points de base, ce qui entraînerait l'intégration de plus que les coûts réels dans les tarifs, ce qui est contraire aux lignes directrices reprises à l'article 12 de la loi électricité auxquelles les tarifs doivent satisfaire. Lors de la détermination de la structure financière des gestionnaires de réseau de distribution, la CREG a par conséquent toujours tenu compte de l'ensemble des fonds totaux, c'est-à-dire les fonds empruntés à court terme inclus.

Dans les cas où le gestionnaire de réseau de distribution n'était pas propriétaire de l'infrastructure du réseau mais payait une indemnité de concession au propriétaire (en l'occurrence la commune), la CREG a vérifié l'importance de l'indemnité de concession convenue en effectuant un calcul théorique sur la base de la valeur du réseau loué, des amortissements y afférents et des éventuelles taxes dues qui a permis de déterminer un coût que le gestionnaire du réseau de distribution aurait pu intégrer s'il avait été propriétaire du réseau de distribution. Si l'indemnité de concession n'excédait pas ce coût théorique, elle était acceptée. Sinon, elle était revue à la baisse et le trop-payé était rejeté.

### 3.7. Les frais d'exploitation :

*Analyse DEA*

La CREG possède une compétence d'appréciation sur le caractère raisonnable des coûts repris par les gestionnaires de réseau de distribution, en vertu de l'article 23 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002 :

'Les coûts repris dans les objets de coût, visés à l'article 18, 1°, 2°, 3° et 5°, b), ne peuvent être répercutés sur les tarifs visés à l'article 11 que si la commission ne les a pas rejetés en raison de leur caractère déraisonnable. La commission évalue le caractère raisonnable de ces coûts en les comparant, entre autres, aux coûts correspondants d'entreprises similaires. Elle communique au gestionnaire de réseau concerné les normes et critères pris en compte pour cette évaluation.'

Lors de l'évaluation des propositions tarifaires pour l'exercice d'exploitation 2003, la CREG a entrepris une première tentative afin d'évaluer le niveau des coûts chez les différents gestionnaires de réseau de distribution sur la base d'une comparaison mutuelle. A cet effet, la CREG a fait appel à des méthodes courantes de mesure de l'efficacité des entreprises. La méthode la plus fréquemment utilisée, surtout dans le secteur en question, est la *Data Envelopment Analysis* (DEA)<sup>8</sup>.

La méthode DEA repose sur l'hypothèse qu'une activité de production tente toujours d'atteindre une production optimale en tenant compte des contraintes technologiques auxquelles elle est soumise. Cette production optimale sous contrainte détermine une certaine limite de production technologique. Toute unité de production qui se situe en deçà de cette limite de production est considérée comme inefficace. Pour la plupart des processus de production, une limite de production technologique est difficile à déterminer et constitue plutôt un concept théorique. La méthode DEA fixe une limite empirique à l'aide d'observations relatives à la production d'entreprises équivalentes. L'efficacité d'une entreprise est déterminée par rapport à la distance qui la sépare de cette limite empirique.

Dans sa version standard, la méthode DEA présuppose des économies d'échelle constantes (DEA-CRS). La limite d'efficacité est fixée à l'aide de combinaisons linéaires d'unités de production observées. L'on obtient ainsi une droite. Chaque point de cette droite représente une unité de production. Une unité qui se situe à la limite est considérée comme efficace. Les unités qui se situent sous la limite sont considérées comme inefficaces. Il est en effet possible d'atteindre la limite en partant de ces unités, soit en réduisant les coûts pour une quantité égale d'électricité distribuée, soit en augmentant la quantité produite pour des coûts inchangés. Une unité efficace obtient un score d'efficacité de 100%. Une unité qui se situe sous la limite obtient un score compris entre 0 et 100%. Le taux d'efficacité indique dans

---

<sup>8</sup> Cf. Jamasb et Pollit (2001), « *International Benchmarking and Regulation of Electricity Utilities: Lessons from International Experience* », *Utility Policy*, vol. 9, n°3, pp 107-130 pour un aperçu des différentes études sur la mesure des prestations des entreprises de distribution.



quelle mesure les facteurs de production (les produits) peuvent être diminués (augmentés) en conservant une production identique (une combinaison de facteurs de production).

Dans la version DEA avec économies d'échelle variables (DEA-VRS), la limite de production est fixée à l'aide de combinaisons convexes d'unités de production observées. La limite d'efficacité est établie en reliant différentes unités de production de telle sorte qu'elles forment une ligne comprenant toutes les autres observations.

La méthode DEA avec économies d'échelle constantes (DEA-CRS) et la méthode DEA avec économies d'échelle variables (DEA-VRS) ont été appliquées aux données provenant des propositions tarifaires 2003 de l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution. Il s'agit par conséquent d'une analyse belge interne de l'efficacité, ne faisant pas appel à des comparaisons avec l'étranger.

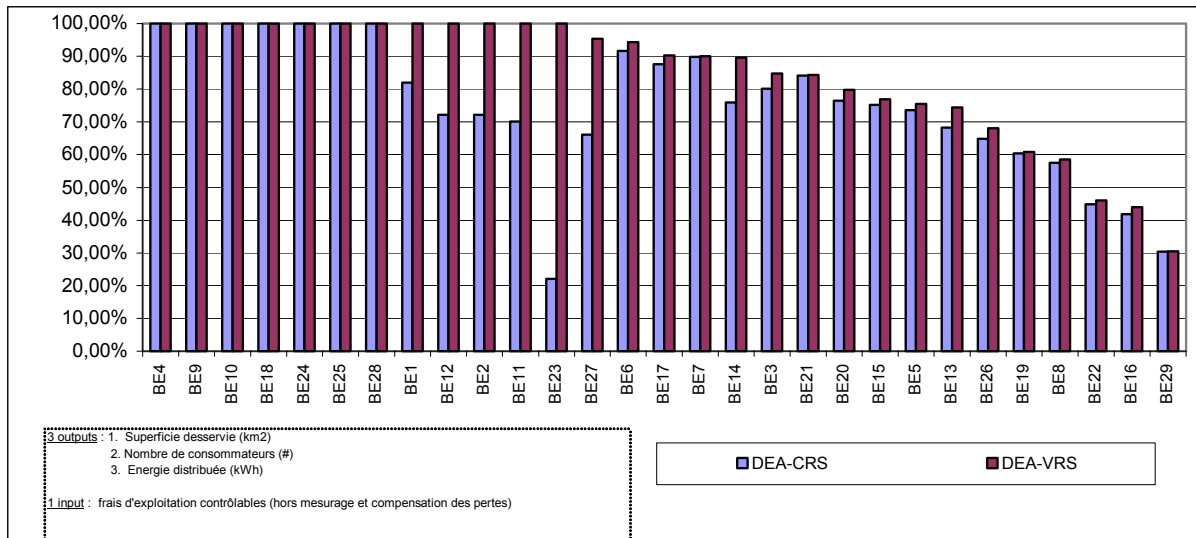
Selon l'aperçu de la littérature donné dans Jamasb et Pollitt (2001)<sup>9</sup>, les facteurs de production les plus utilisés sont les coûts opérationnels, le personnel engagé, la puissance des transformateurs et la longueur du réseau de distribution. Les produits les plus utilisés sont la quantité d'énergie transportée, le nombre d'utilisateurs et la surface desservie. La CREG a choisi les frais d'exploitation maîtrisables comme facteur de production et la quantité d'énergie transportée, le nombre d'utilisateurs et la surface desservie comme produits. L'intégration de la surface desservie dans le modèle en question permet de tenir compte de l'effet que la proximité de la clientèle peut avoir sur les frais d'exploitation.

La mesure de l'efficacité atteinte vise principalement une diminution des frais d'exploitation pour une production inchangée. Cette mesure est par conséquent davantage tournée vers le court terme, où la production (GWh transportés, nombre d'utilisateurs et surface desservie) est considérée comme fixe.

Figure 1 – Scores individuels d'efficacité atteints par les méthodes DEA-CRS et DEA-VRS

---

<sup>9</sup> Jamasb et Pollitt (2001), op.cit, pp. 107-130.



La figure 1 donne les scores d'efficacité obtenus par les gestionnaires de réseau de distribution sur la base de l'analyse DEA. Cette analyse révèle que les gestionnaires de réseau de distribution ne réalisent pas tous une efficacité égale et que l'échantillon contient des cas d'efficacité extrêmes. En raison de la forme de la courbe, l'inefficacité est plus grande avec la méthode DEA-CRS qu'avec la méthode DEA-VRS. D'une manière générale, la préférence est accordée aux résultats DEA-VRS, qui tiennent compte d'économies d'échelle variables, puisqu'une modification de la production n'est pas possible dans l'absolu, du moins pas à court terme<sup>10</sup>.

La moyenne des scores d'efficacité obtenus avec la méthode DEA-VRS et avec la méthode DEA-CRS est respectivement de 84,25% et 75,42%. Le nombre de gestionnaires de réseau efficaces (qui forment la limite d'efficacité) s'élève à 7 dans la méthode DEA-CRS et à 12 dans la méthode DEA-VRS. Dans les méthodes DEA-CRS et DEA-VRS, 0 et 3 gestionnaires de réseau sont respectivement efficaces par défaut. Un gestionnaire de réseau est efficace par défaut s'il se situe à la limite d'efficacité alors qu'il n'a pas été utilisé comme référence lors de l'évaluation d'un autre gestionnaire de réseau.

Dans un proche avenir, la CREG va tenter d'élargir l'échantillon avec des données sur les gestionnaires de réseau dans les pays limitrophes afin de placer les résultats des gestionnaires de réseau belges les plus efficaces dans un contexte international. Pour la Belgique, une comparaison internationale est particulièrement intéressante parce qu'un

<sup>10</sup> S'il y a lieu de penser que les économies d'échelle observées sont dues à l'inefficacité plutôt qu'à de véritables économies d'échelle, un modèle à économies d'échelle constantes peut être préféré. C'est sur la base de cette argumentation que la méthode des économies d'échelle constantes a été retenue aux Pays-Bas par Dte pour déterminer le facteur 'X' dans le prix plafond de la distribution d'électricité.

nombre limité de gestionnaires de réseau sont actifs dans notre pays et qu'une part importante de ces derniers appartient au secteur mixte.

En attendant que des améliorations soient apportées, la CREG estime toutefois que les résultats repris ci-dessus donnent une bonne estimation des cas d'efficience et d'inefficience. C'est pourquoi elle a stipulé dans ses décisions que les gestionnaires de réseau de distribution devaient accompagner leur proposition tarifaire pour l'année 2004 d'une note dans laquelle ils abordent les éléments particuliers susceptibles d'expliquer ce retard d'efficience.

#### *Frais de personnel*

Dans ses premières décisions, la CREG a demandé des données complémentaires sur l'évolution de l'effectif et des frais de personnel des différents gestionnaires de réseau de distribution depuis 2000. Dans les décisions relatives aux propositions tarifaires adaptées, elle a également annoncé que l'ensemble des frais de personnel et les coûts y afférents feraient l'objet d'un contrôle approfondi à terme.

#### *Amortissements*

Dans les décisions, la CREG a signalé que les amortissements appliqués aux CI, calculés à la valeur d'acquisition historique, doivent également être repris dans les tarifs. Cette méthode garantit que la valeur comptable et la valeur vénale du gestionnaire de réseau ne diffèrent pas trop l'une de l'autre. La disproportion entre valeur comptable et valeur vénale d'une entreprise régulée est en effet source de nombreuses critiques.

#### *Autres*

Outre les remarques d'ordre général précitées, la CREG a également pris, dans différents dossiers, des décisions individuelles relatives aux frais d'exploitation, qui ne peuvent néanmoins pas toutes être transposées en règle générale, mais constituent plutôt des cas individuels très spécifiques. Ainsi, la CREG a refusé un tampon général pour les coûts divers, calculé comme un pourcentage des frais généraux administratifs.

#### *Maîtrise des coûts*

L'arrêté royal du 11 juillet 2002 contient également une disposition sur l'obligation de maîtrise des coûts :

Art. 22. § 1<sup>er</sup>. Chaque gestionnaire de réseau de distribution maintient le coût par unité d'énergie transportée à un niveau aussi bas que possible en maîtrisant au mieux les facteurs déterminant le coût.

§ 2. Le gestionnaire de réseau de distribution remet un rapport à la commission concernant le résultat de ses efforts en vue de maîtriser les coûts, basé sur des indicateurs de performance figurant dans le modèle de rapport, visé à l'article 14.

C'est pourquoi la CREG a signalé dans ses décisions que les *gestionnaires de réseau de distribution devaient* indiquer les mesures ou actions de maîtrise des coûts ayant des effets en 2003 qu'ils avaient prises ou prévoyaient de prendre. Lors de la remise des propositions tarifaires adaptées, la CREG a examiné les renseignements complémentaires à ce sujet.

#### *Volume d'énergie transportée*

Puisque les tarifs traduisent les coûts totaux du gestionnaire de réseau de distribution en un coût par unité transportée, l'estimation de la quantité d'unités transportées est très importante et déterminante pour le niveau du tarif. Pour introduire l'unité nécessaire dans ces estimations et parvenir à une estimation acceptable, la CREG a imposé comme ligne directrice générale une augmentation annuelle moyenne de la demande en électricité de 1,3% pour la période 2002-2011, sur laquelle la variante 2 'Maîtrise de la demande' de la proposition de la CREG de 'programme indicatif des moyens de production d'électricité 2002-2011'<sup>11</sup> se base lors de l'analyse de la demande en électricité en Belgique. Il a été demandé aux gestionnaires de réseau de distribution de se baser sur ce chiffre. Bien entendu, ils pouvaient utiliser une autre évolution s'ils pouvaient le motiver suffisamment.

#### *Adéquation entre les tarifs et les coûts*

Le principe d'adéquation entre les coûts et le chiffre d'affaires est clairement exprimé dans une des lignes directrices reprises à l'article 12, § 2, de la loi électricité, où il est dit au point 2° que les tarifs sont orientés en fonction des coûts et permettent au gestionnaire du réseau de couvrir l'ensemble des coûts réels imputables à ses tâches légales.

La CREG a remarqué que les propositions tarifaires n'indiquaient pas clairement comment on était passé des coûts budgétisés, tant les frais d'exploitation que la compensation équitable sur les CI, à la détermination du tarif. La CREG n'a de ce fait pas pu contrôler si les tarifs avaient effectivement été calculés sur la base des coûts. En raison du manque de

---

<sup>11</sup> Proposition de programme indicatif des moyens de production d'électricité 2002-2011 ((C)021219-CREG-96), 19 décembre 2002, p. 26-35.

transparence à cet égard, la CREG n'a pas davantage été en mesure de juger si la répartition des coûts sur les différents groupes de clients était raisonnable.

En raison de ces imprécisions, les propositions tarifaires n'étaient pas transparentes et constituaient une violation de l'article 12, § 2, 1°, de la loi électricité. La possibilité (ou l'impossibilité) de contrôler l'adéquation entre les coûts et le tarif doit toutefois être à la base d'une décision d'approbation ou de rejet des tarifs proposés.

Les coûts doivent clairement être ventilés en fonction de leur nature et de leur objet et être liés au chiffre d'affaires qui va les couvrir. Toutes les activités qui n'ont rien à voir avec la gestion du réseau doivent être exclues.

La CREG a demandé que l'adéquation des coûts avec le chiffre d'affaires soit présentée de telle sorte qu'elle soit elle-même en mesure de contrôler intégralement les calculs effectués et de suivre l'incidence d'éventuelles modifications au niveau des coûts. Les gestionnaires de réseau de distribution ont satisfait à cette exigence dans les propositions tarifaires adaptées.

#### *Réserve*

Les dossiers des différents gestionnaires de réseau de distribution contiennent encore des lacunes, notamment en ce qui concerne la justification des frais de fonctionnement, qui n'ont pas permis à la CREG d'étudier la justification complète des tarifs proposés. C'est pourquoi la CREG a inséré une réserve générale dans ses décisions qui stipulait que le fait qu'aucune remarque n'ait été formulée au sujet de certains coûts de fonctionnement dans ses décisions ne pouvait pas être interprété comme une approbation tacite pour les exercices d'exploitation futurs. La CREG émet une réserve à l'égard de tous ces postes et étudiera plus en détail leur justification et leur bien-fondé au cours des années à venir.

#### 3.8. Les obligations de service public :

Dans les propositions tarifaires, la CREG a fait très attention à ce que seules les obligations de service public pour lesquelles il existe une base juridique pleinement élaborée soient reprises dans les tarifs. Ainsi, les coûts pour les actions en faveur de l'utilisation rationnelle de l'énergie qui, sur la base d'une résolution du Parlement flamand, excédaient les valeurs imposées par décret ont été rejetés.

En outre, bon nombre de gestionnaires de réseau de distribution avaient repris les coûts des obligations de service public comme des prélèvements, tandis que l'article 5, § 2, premier alinéa, stipule clairement que ces coûts doivent être repris dans les tarifs de la puissance souscrite et complémentaire. La CREG y a donc veillé.

Par contre, la CREG a retiré des frais d'exploitation les dépenses pour lesquelles le 'Plan de l'emploi' de la Région wallonne stipule clairement qu'elles doivent être financées à partir du dividende des gestionnaires de réseau de distribution.

### 3.9. Répercussion des frais de transport :

En vertu de l'article 5, § 2, de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, les tarifs de la puissance souscrite et de la puissance complémentaire comprennent les frais suivants :

« Les tarifs visés au § 1<sup>er</sup>, 1<sup>o</sup>, rémunèrent les études de réseau, les frais généraux de gestion, à l'exception de la partie liée à la gestion de système, les amortissements, les frais de financement, les frais d'entretien, les frais liés à l'utilisation du réseau de transport et les frais liés aux obligations de service public. »

Puisque les tarifs de transport du gestionnaire de réseau de transport n'étaient pas encore connus au moment de la remise de la proposition tarifaire accompagnée du budget pour l'année 2003 du gestionnaire de réseau de distribution et vu le fait qu'au moment où une décision définitive a été rendue sur les tarifs du réseau de distribution pour l'année 2003, seuls des tarifs du réseau de transport provisoires avaient été approuvés, il était logique de ne pas exiger que les tarifs de transport pour l'année 2003 soient repris dans les tarifs du réseau de distribution. Ce problème est d'ailleurs inhérent à la concomitance des procédures d'approbation des deux tarifs, dont l'un devrait toutefois être repris dans l'autre en vertu du texte de l'arrêté royal.

Dans ses décisions, la CREG a toutefois signalé que les gestionnaires de réseau de distribution, dans l'attente des tarifs du réseau de transport définitifs, devaient prévoir, lors de la publication des tarifs du réseau de distribution, une colonne séparée contenant les tarifs du réseau de transport pour l'année 2003 à répercuter par le biais des tarifs de la puissance souscrite et de la puissance complémentaire, en vertu de l'article 5 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002.

### 4. Les tarifs :

L'ensemble des tarifs du réseau de distribution imposés ou approuvés par la CREG sont publiés sur le site Internet de la CREG ; il est donc inutile de reprendre ces tarifs dans ce

rapport. Néanmoins, vous trouverez ci-après un certain nombre de tableaux illustrant les tarifs imposés ou approuvés par la CREG pour l'exercice d'exploitation 2003 appliqués à plusieurs clients types afin d'illustrer le rapport en termes de prix de revient de la distribution entre les différents clients types raccordés au même gestionnaire de réseau de distribution (figures 2 à 29 incluses) et pour chaque client type séparément sur les différents gestionnaires de réseau de distribution (figures 30 à 45 incluses).

Les définitions des clients types utilisées sont celles élaborées par Eurostat et reprises au Tableau 2. Aux fins du calcul des tarifs, les clients types devaient toutefois être rattachés à un groupe de clients. A cet égard, il a été supposé que l'ensemble des clients types industriels, jusqu'au client type lg2 inclus, sont raccordés au réseau à moyenne tension (le réseau dont la tension nominale est comprise entre 26 kV et 1 kV). Les tarifs pour les clients types industriels lh1, lh2, li1 et li2 sont calculés pour un raccordement aux transformateurs vers le réseau à moyenne tension et pour l'ensemble des clients types résidentiels, les raccordements prévus le sont au réseau à basse tension.

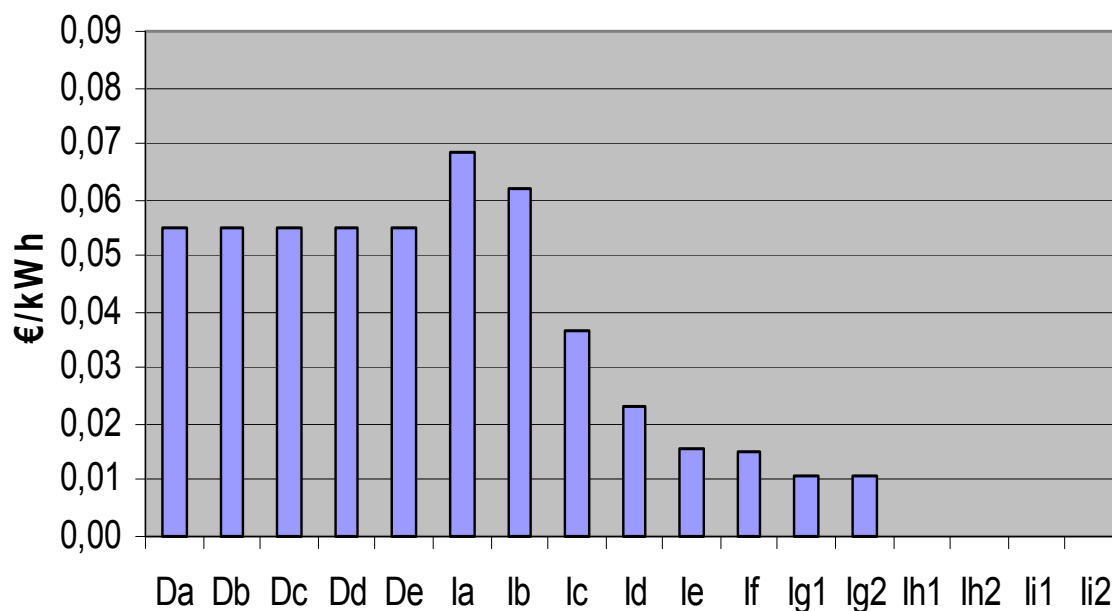
Tableau 2 – Clients types Eurostat

Clients type EUROSTAT							
Réseau MT avec une puissance supérieure à 56kVA	Clients industriels						
		Consommation annuelle en kWh	Puissance maximale appelée en kW	Durée d'utilisation annuelle (en heures)			
				Total	Jour (Heures de pointes)	Nuit (Heures creuses)	Weekend
	la	30.000	30	1.000	1.000	0	0
	lb	50.000	50	1.000	1.000	0	0
	lc	160.000	100	1.600	1.600	0	0
	ld	1.250.000	500	2.500	2.500	0	0
	le	2.000.000	500	4.000	4.000	0	0
	lf	10.000.000	2.500	4.000	4.000	0	0
	lg1	24.000.000	4.000	6.000	4.500	1.500	0
lg2	24.000.000	4.000	6.000	3.000	3.000	0	
Transformation vers MT avec une puissance supérieure à 56kVA	lh1	50.000.000	10.000	5.000	3.750	1.250	0
	lh2	50.000.000	10.000	5.000	2.500	2.500	0
	li1	70.000.000	10.000	7.000	5.250	1.750	0
	li2	70.000.000	10.000	7.000	3.500	3.500	0

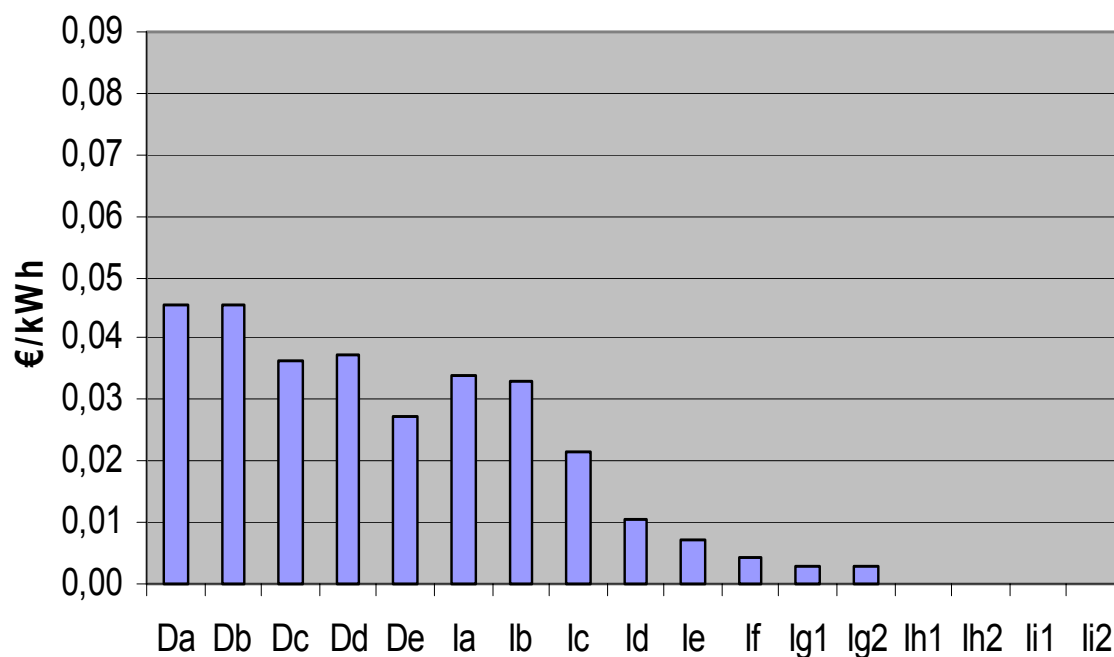
Clients type EUROSTAT - WEFA/DAFSA						
Réseau BT avec une puissance inférieure ou égale à 56kVA	Clients domestiques					
		Consommation annuelle en kWh				Puissance souscrite (indicative) en kW
		Total	Jour (Heures de pointes)	Nuit (Heures creuses)	Weekend	
	Da	600	600	0	0	3,0
	Db	1.200	1.200	0	0	3,5
	Dc	3.500	2.200	1.300	0	6,5
	Dc1	3.500	3.500	0	0	10,0
	Dd	7.500	5.000	2.500	0	7,5
De	20.000	5.000	15.000	0	9,0	



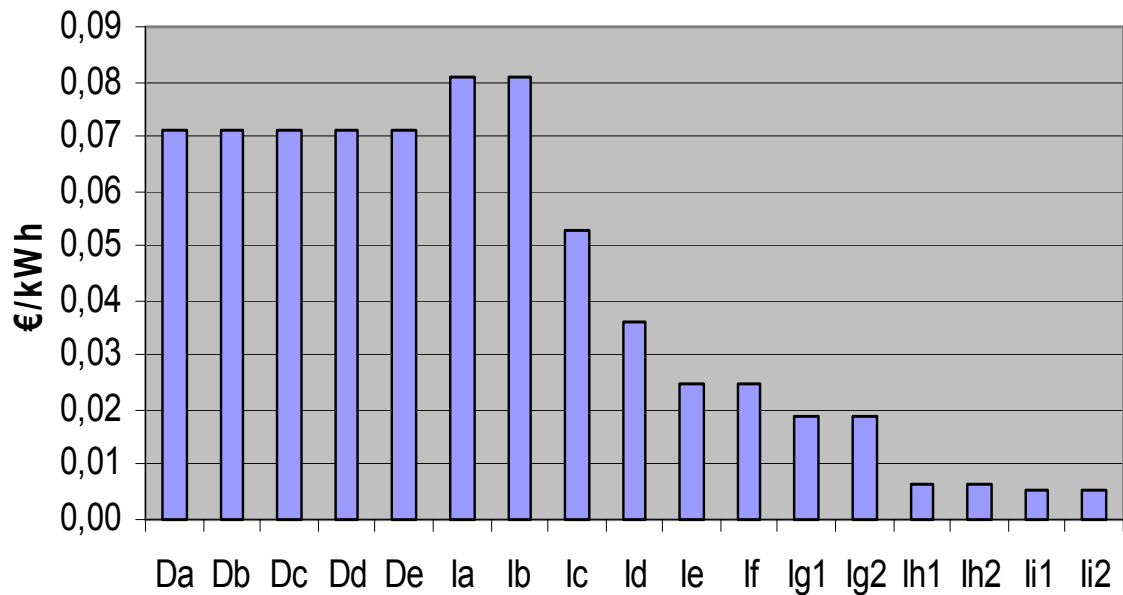
**Figure 2 - AGEM - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



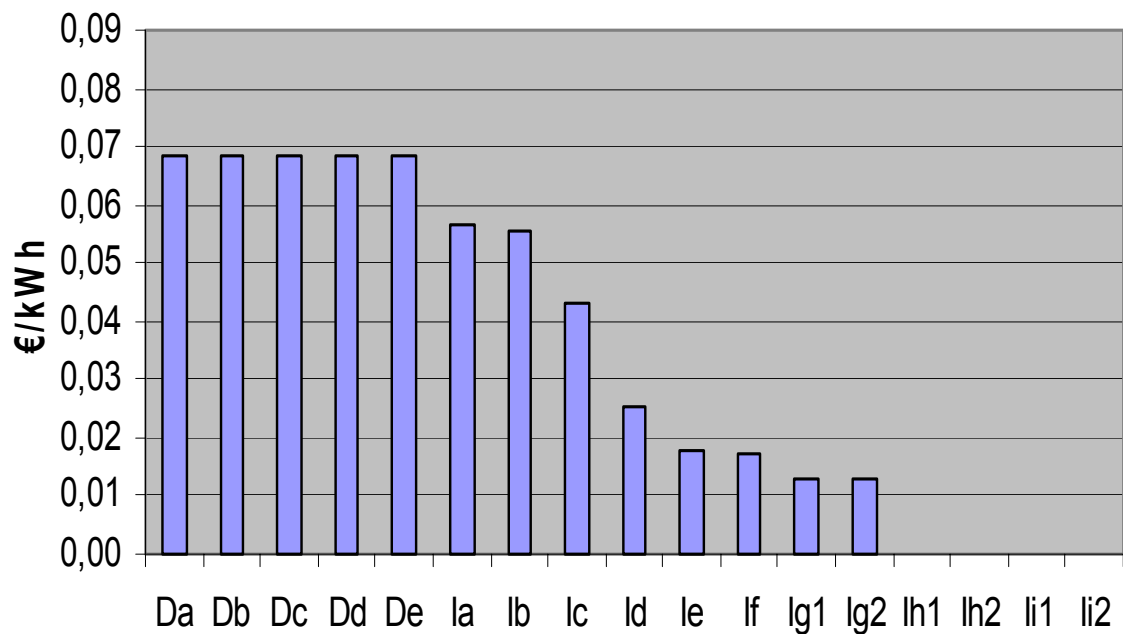
**Figure 3 - AIEG - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



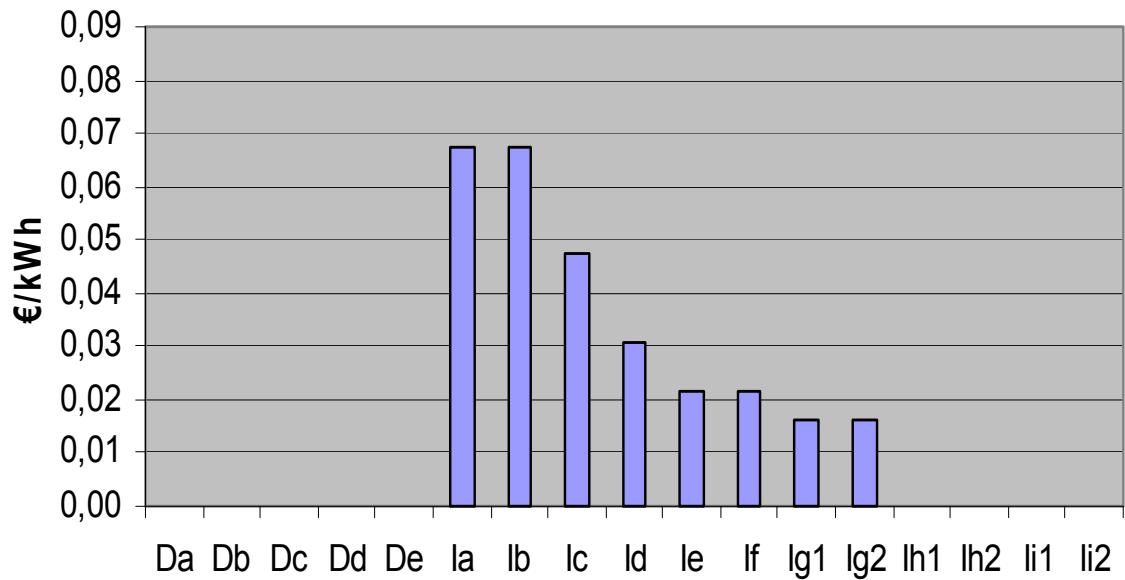
**Figure 4 - AIESH - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



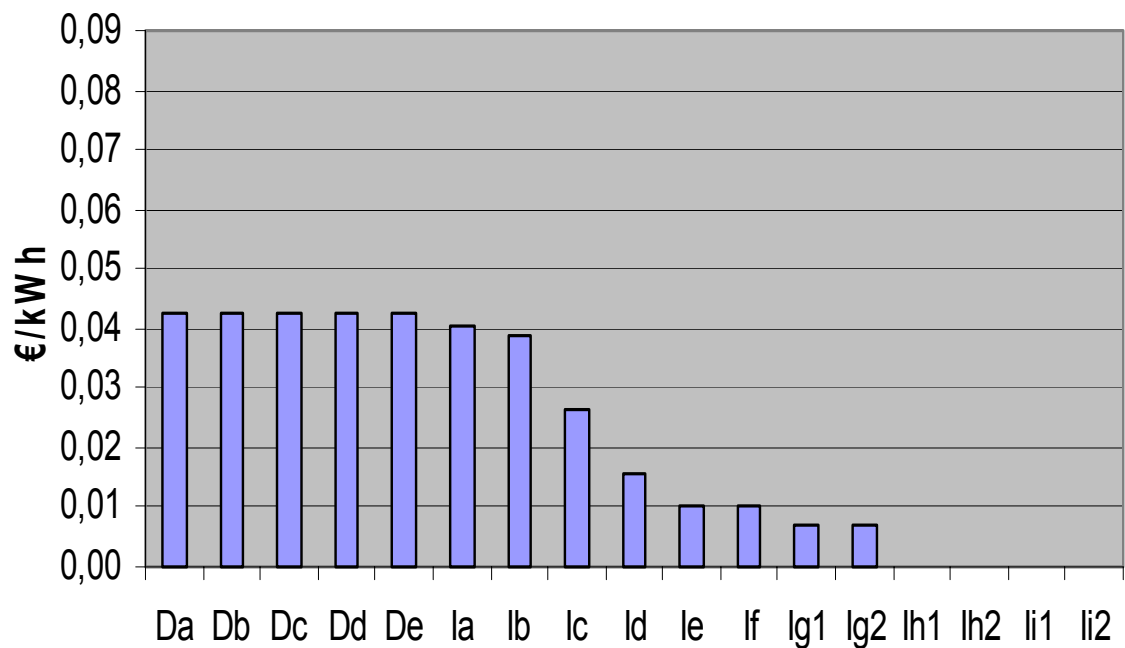
**Figure 5 - ALE - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



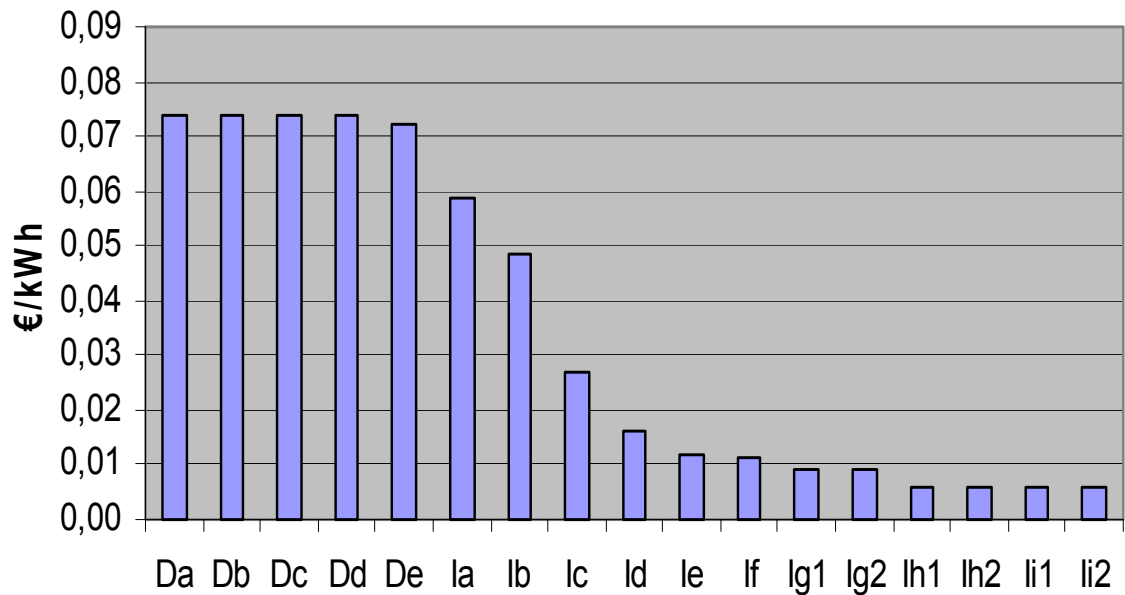
**Figure 6 - BIAC - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



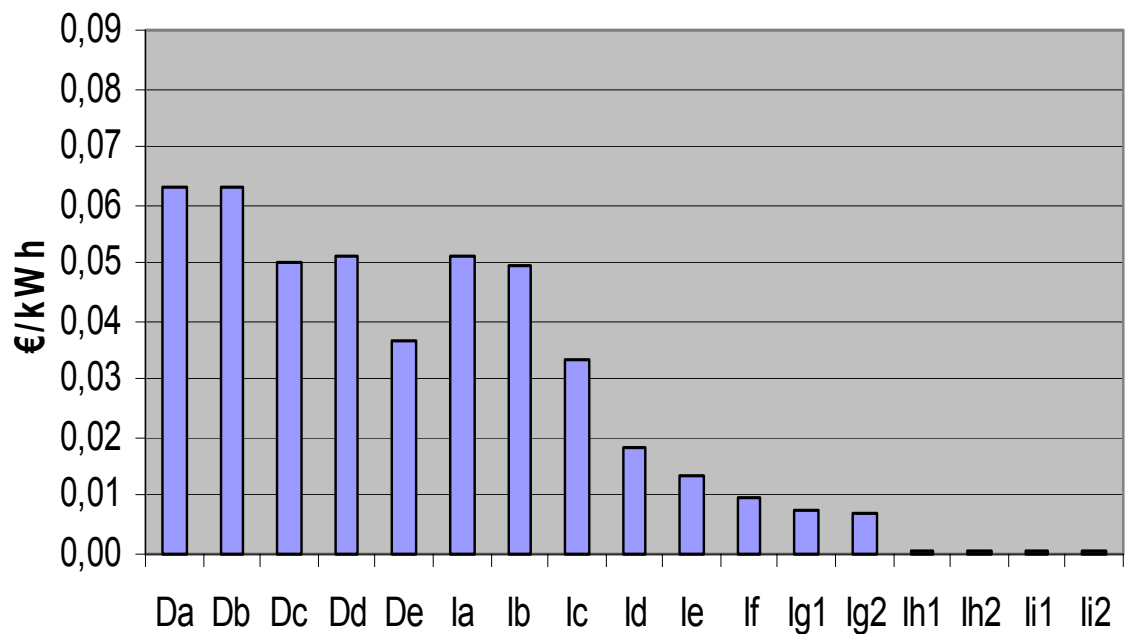
**Figure 7 - ETIZ - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



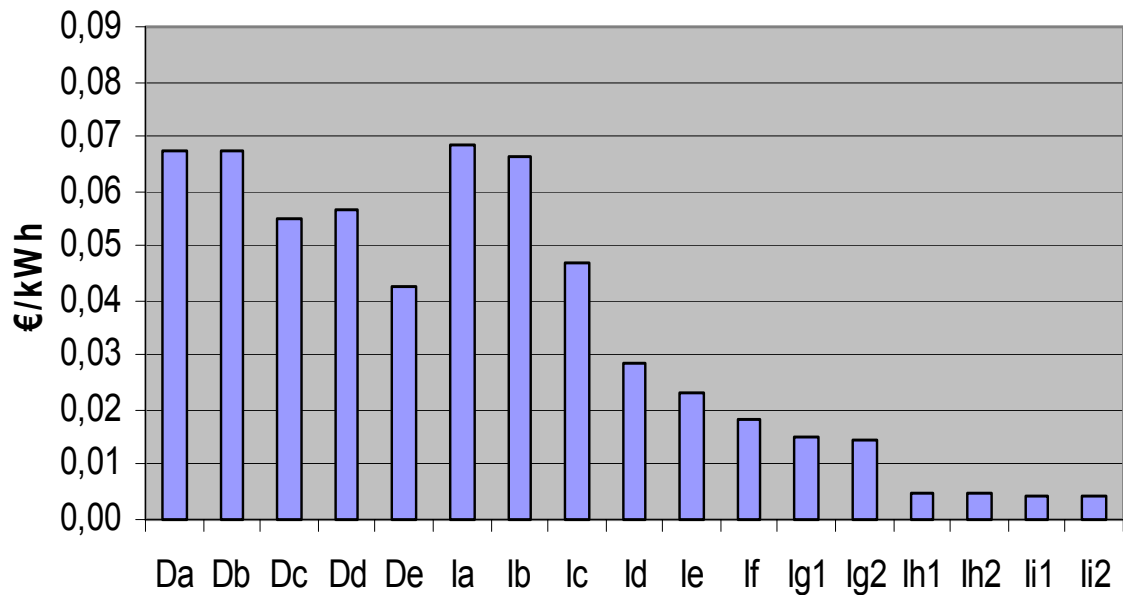
**Figure 8 - EV/GHA - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



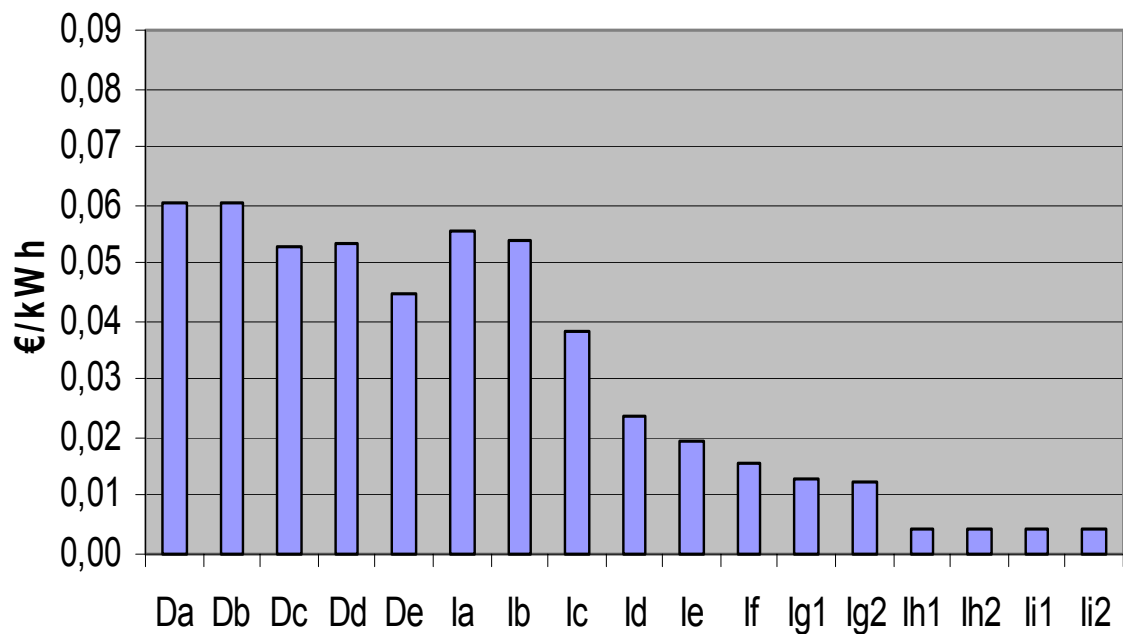
**Figure 9 - GASELWEST - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



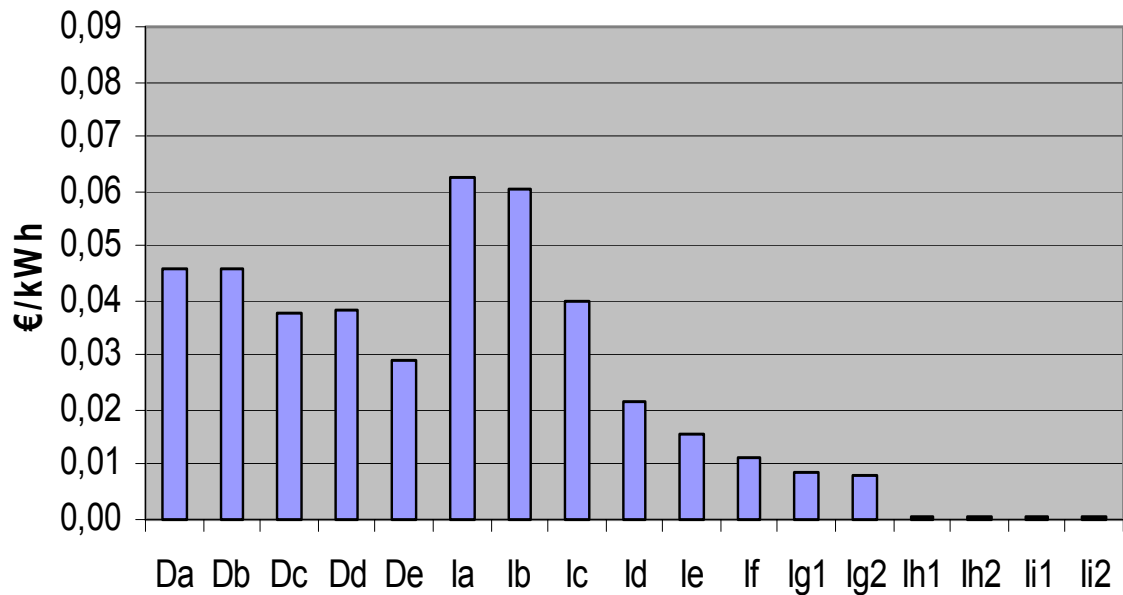
**Figure 10 - IDEG - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



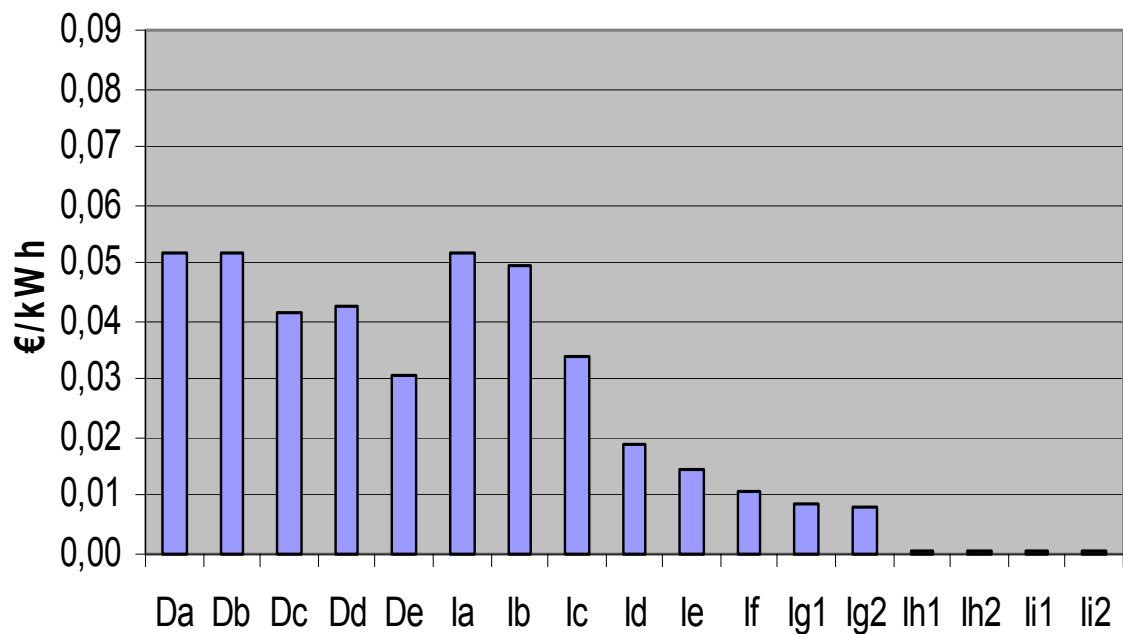
**Figure 11 - IEH - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



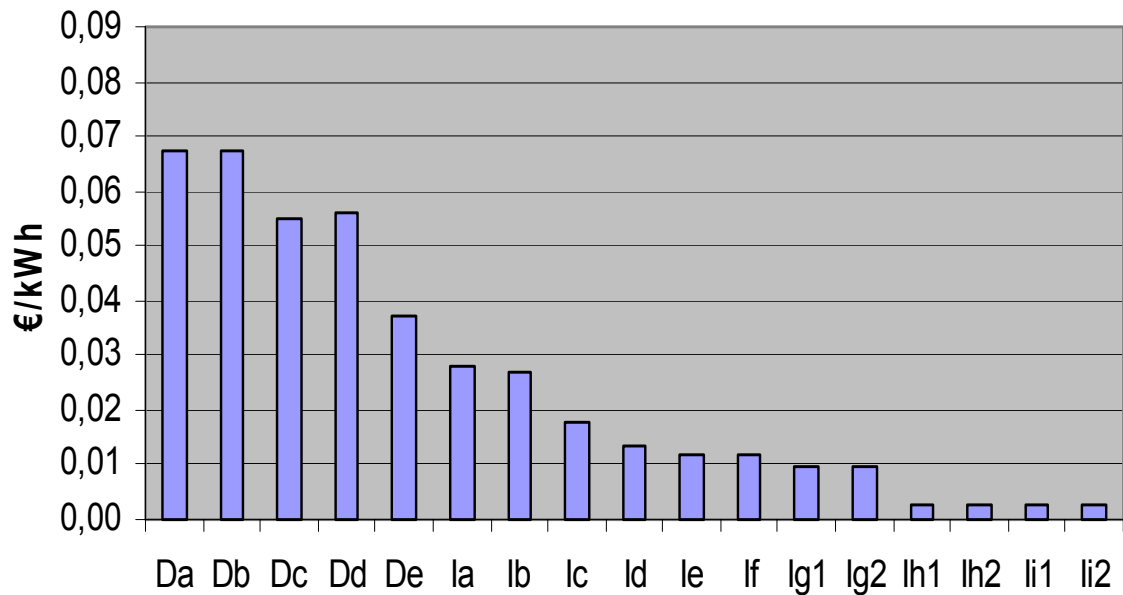
**Figure 12 - IMEA - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



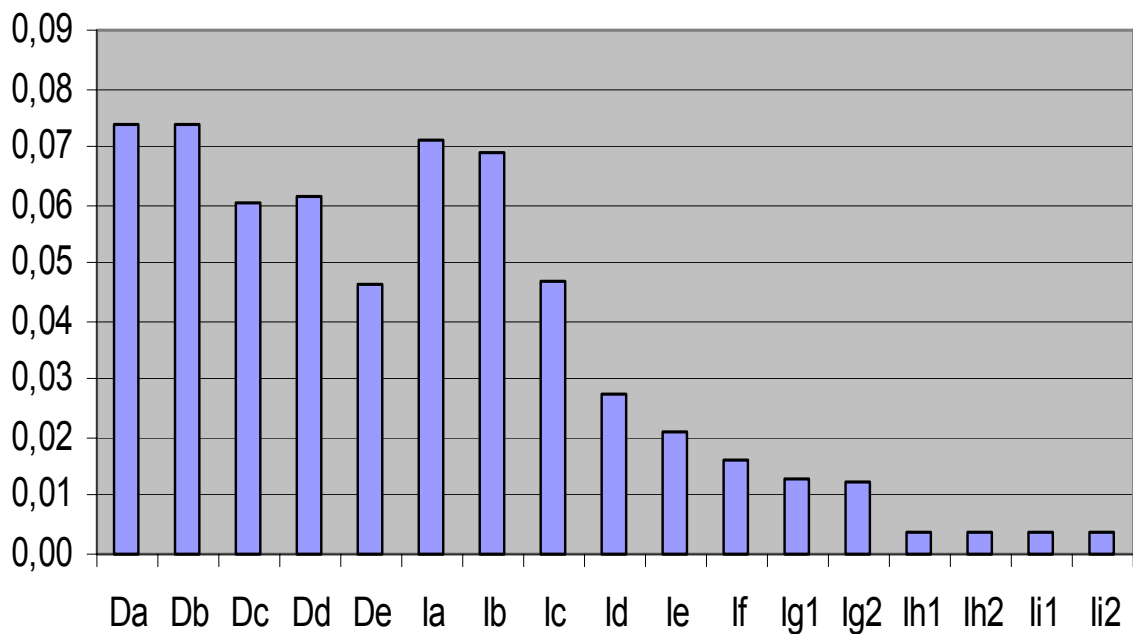
**Figure 13 - IMEWO - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



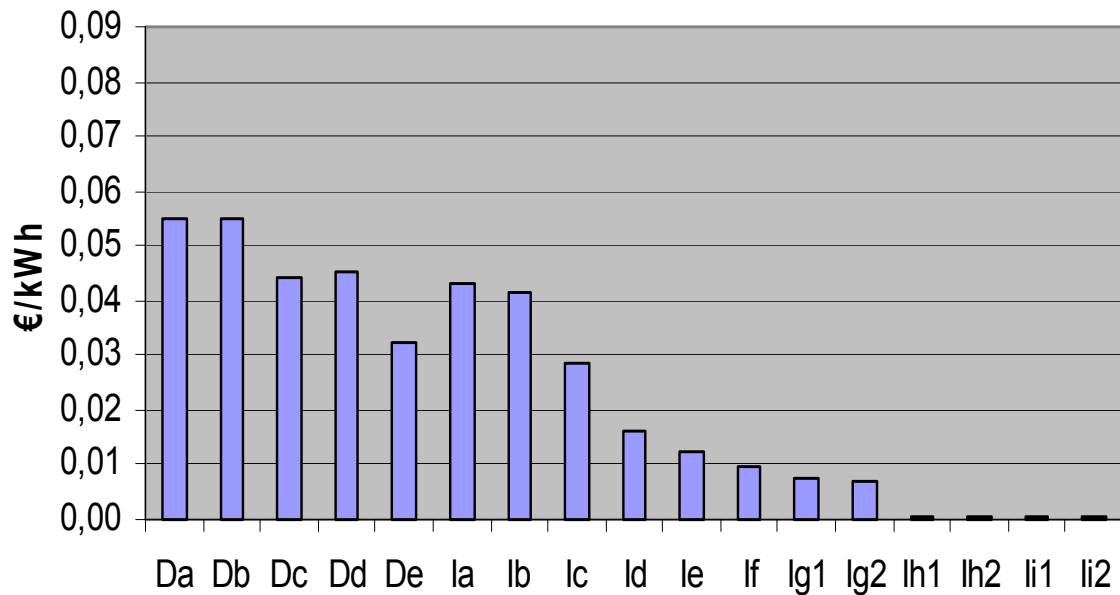
**Figure 14 - INTERELECTRA - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



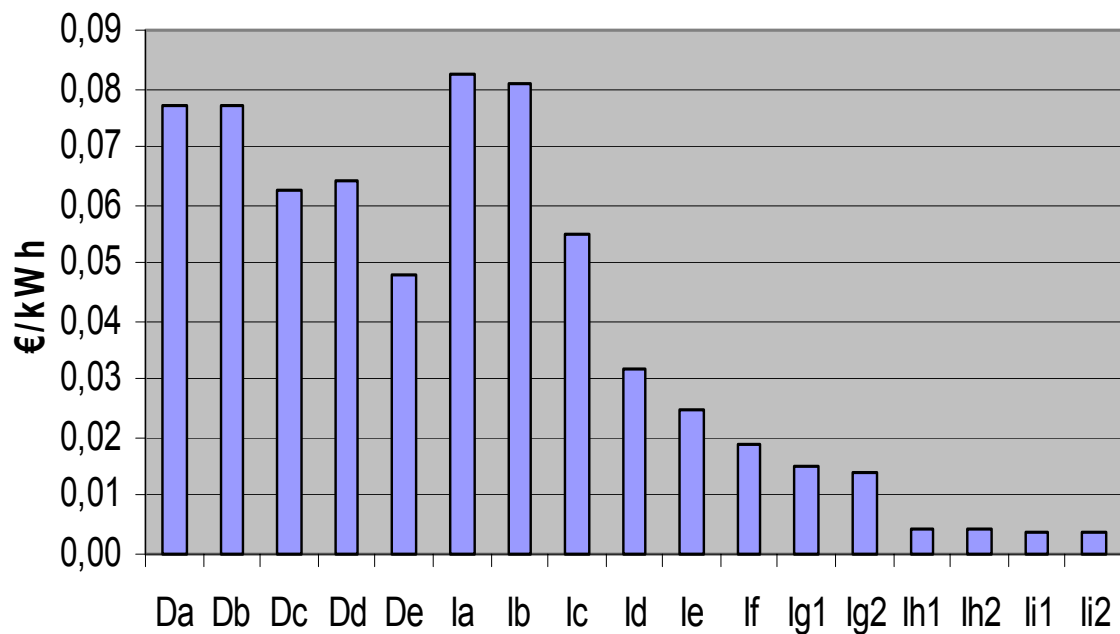
**Figure 15 - INTEREST - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



**Figure 16 - INTERGEM - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**

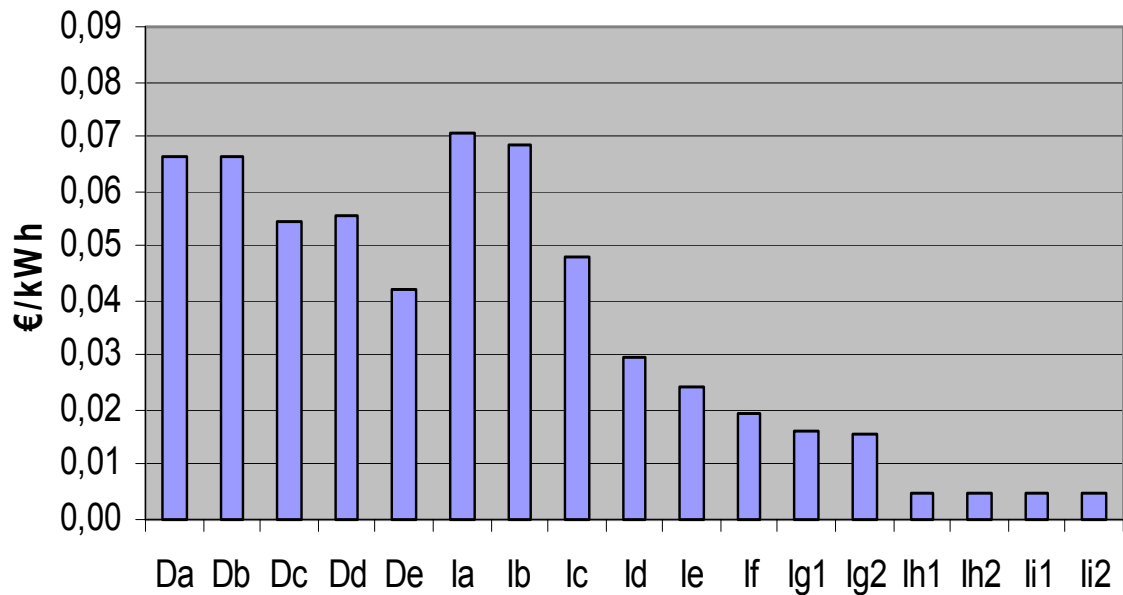


**Figure 17 - INTERLUX - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**

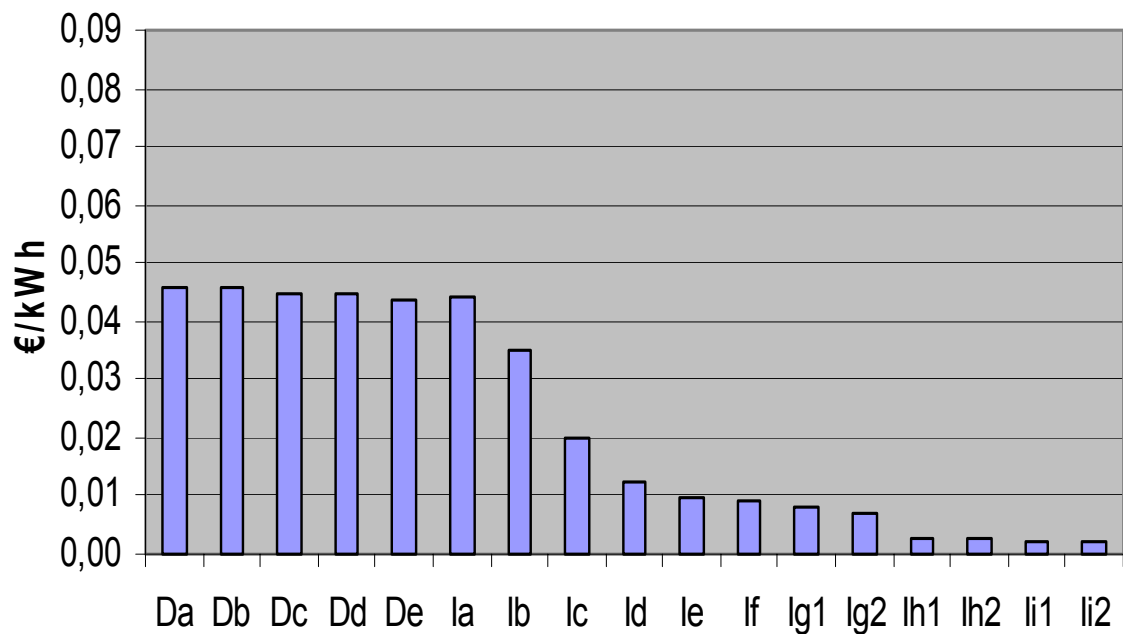




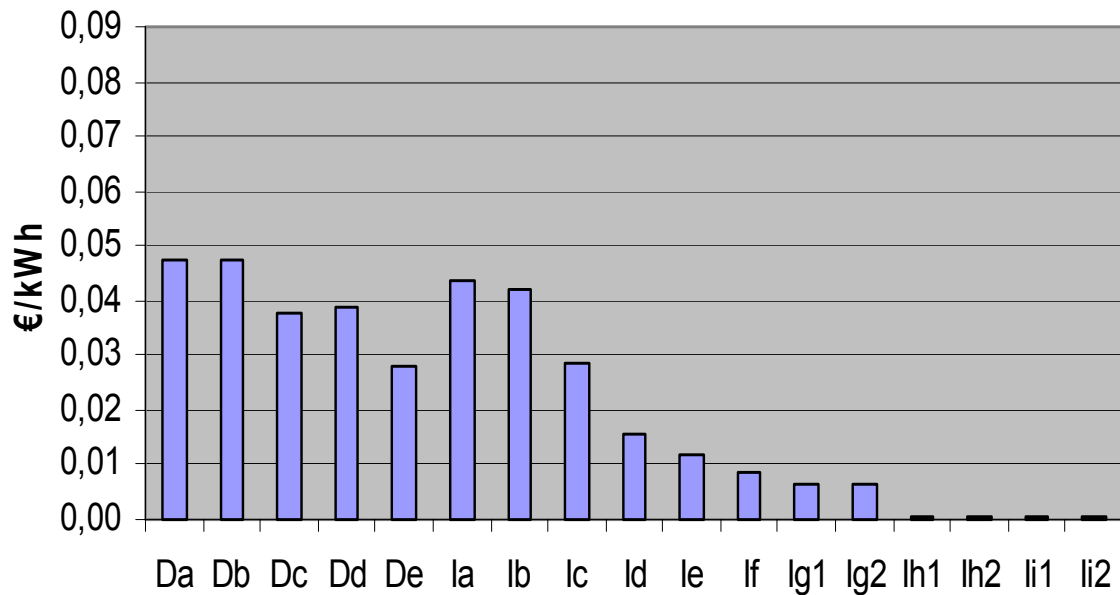
**Figure 18 - INTERMOSANE - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



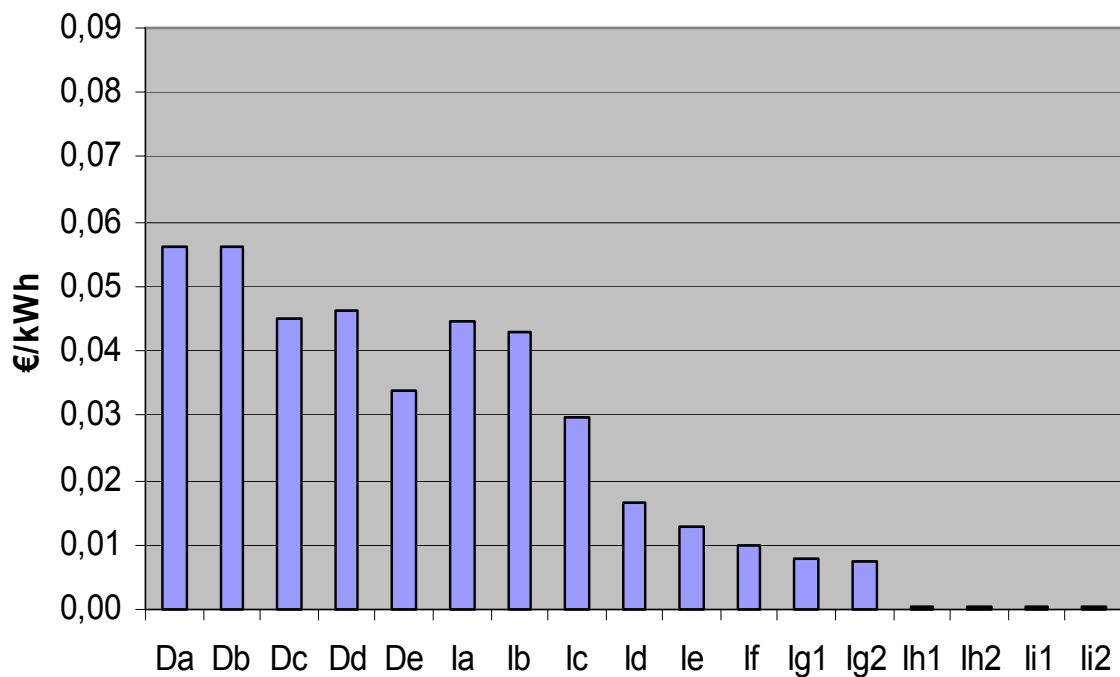
**Figure 19 - IVEG - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



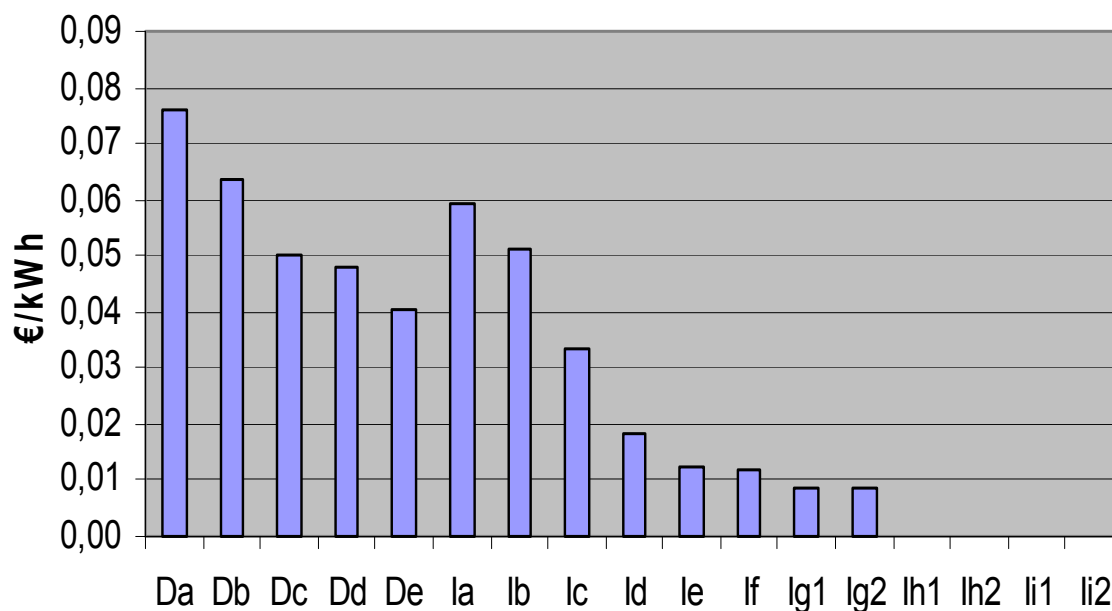
**Figure 20 - IVEKA - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



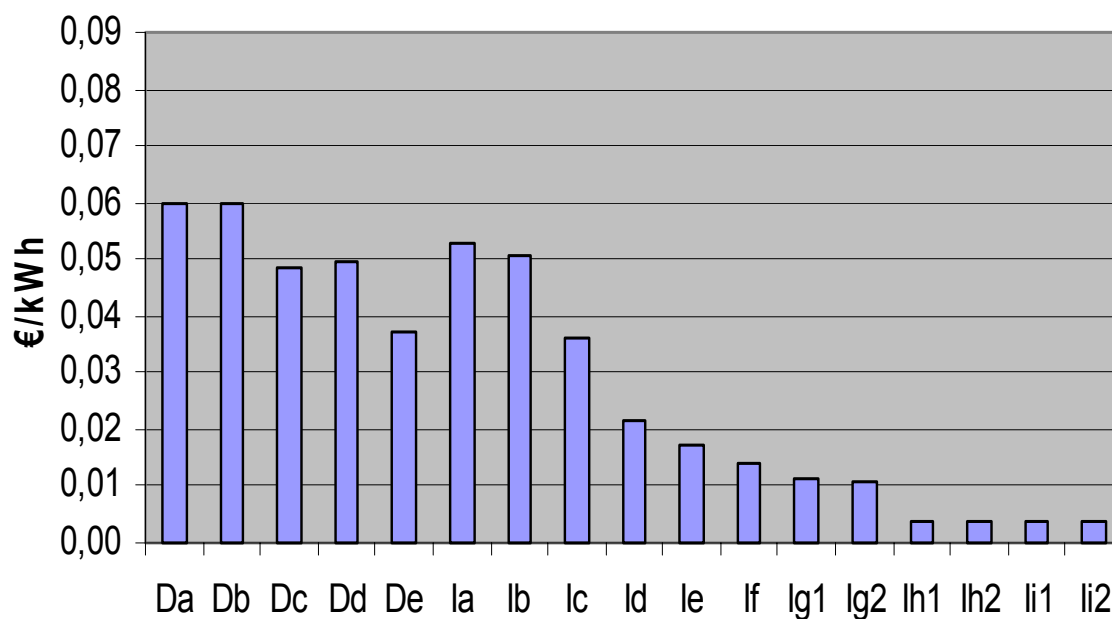
**Figure 21 - IVERLEK - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



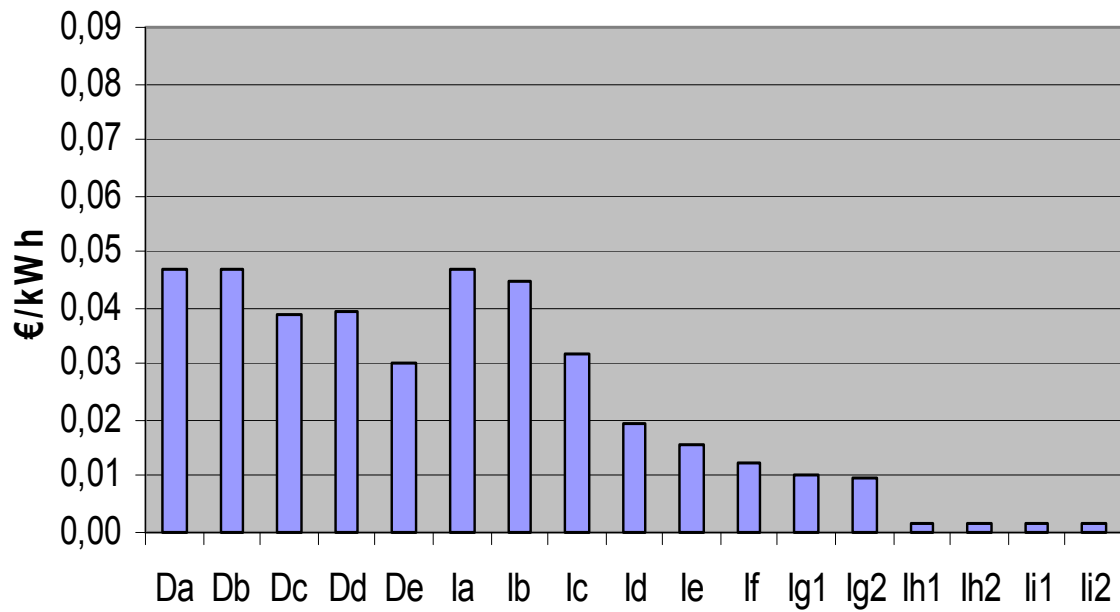
**Figure 22 - PBE - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



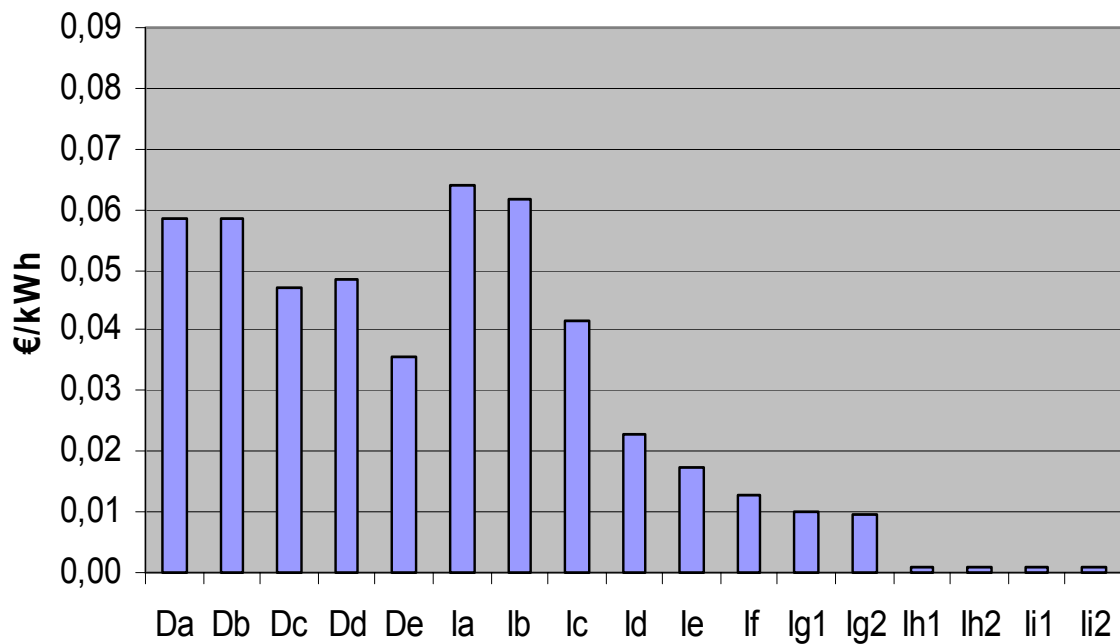
**Figure 23 - SEDILEC - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



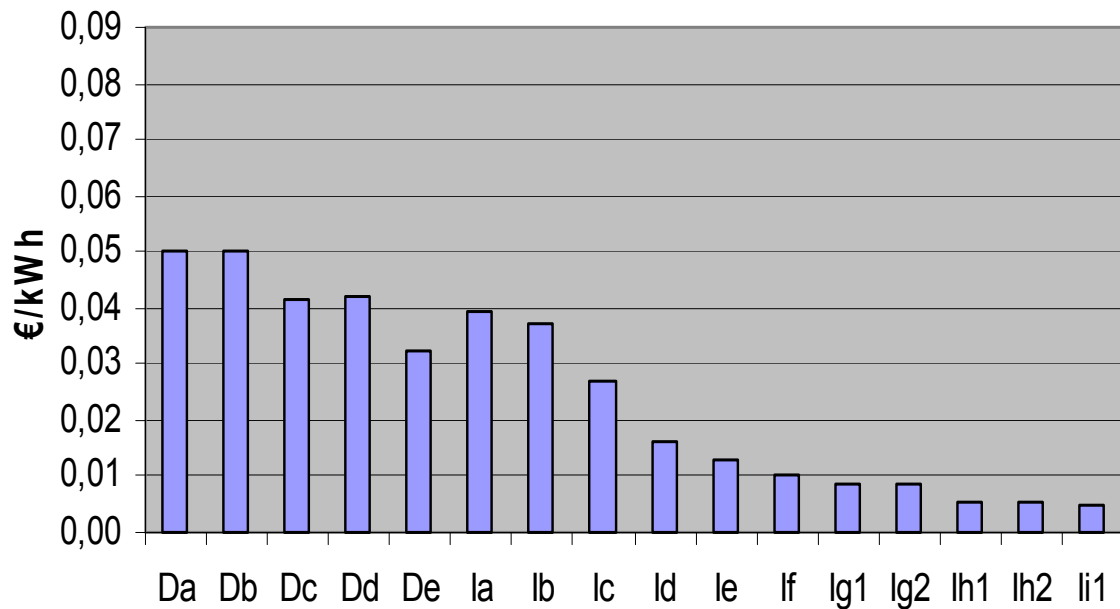
**Figure 24 - SIBELGA - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



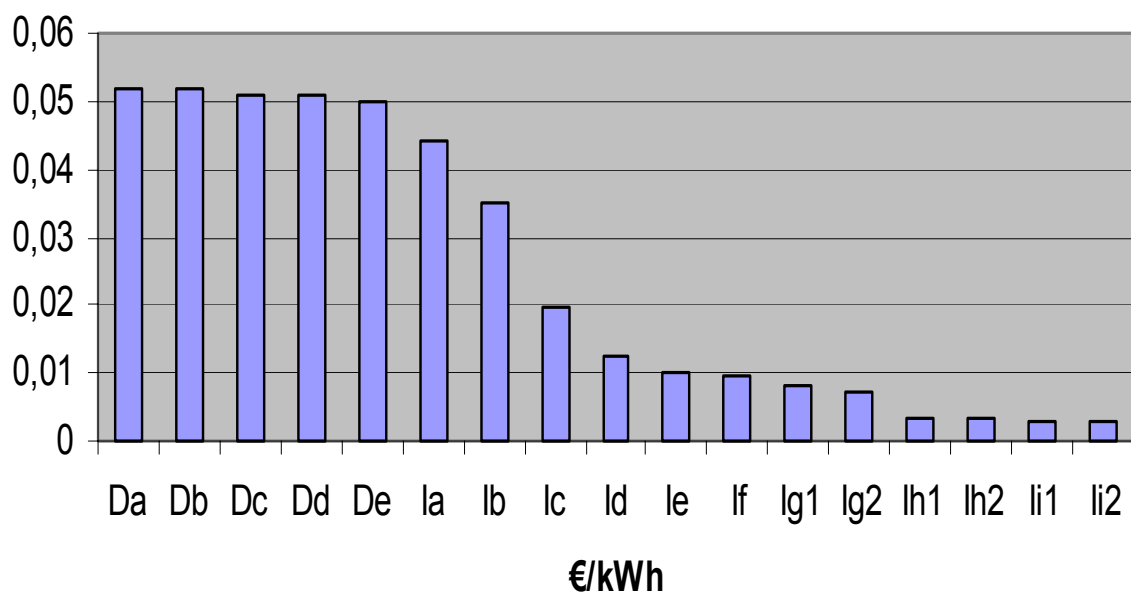
**Figure 25 - SIBELGAS NOORD - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



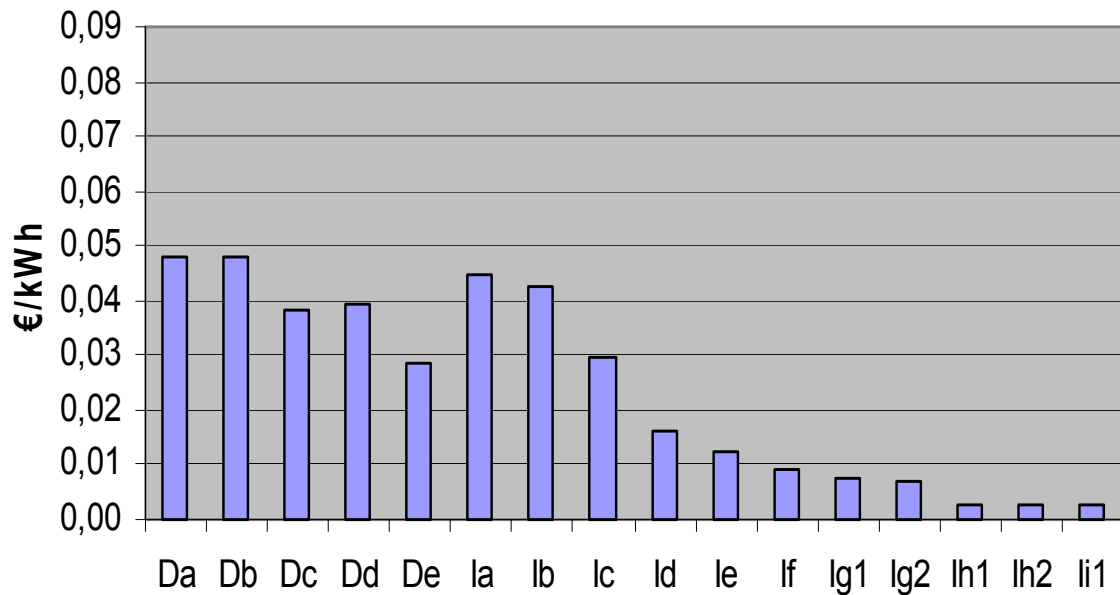
**Figure 26 - SIMOGEL - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



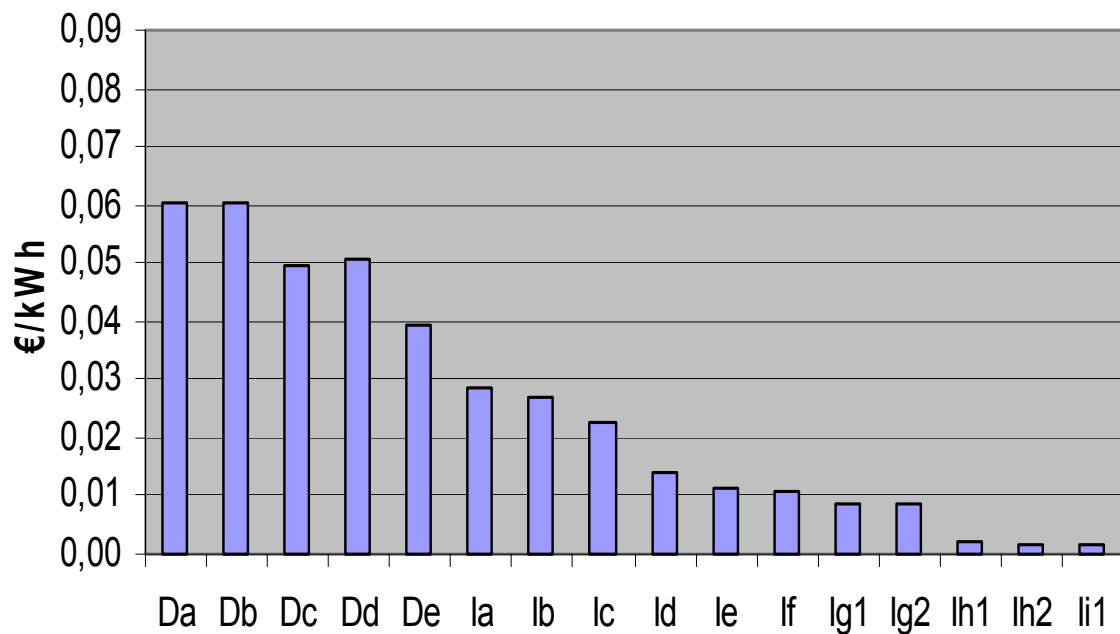
**Figure 27 - VEM - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



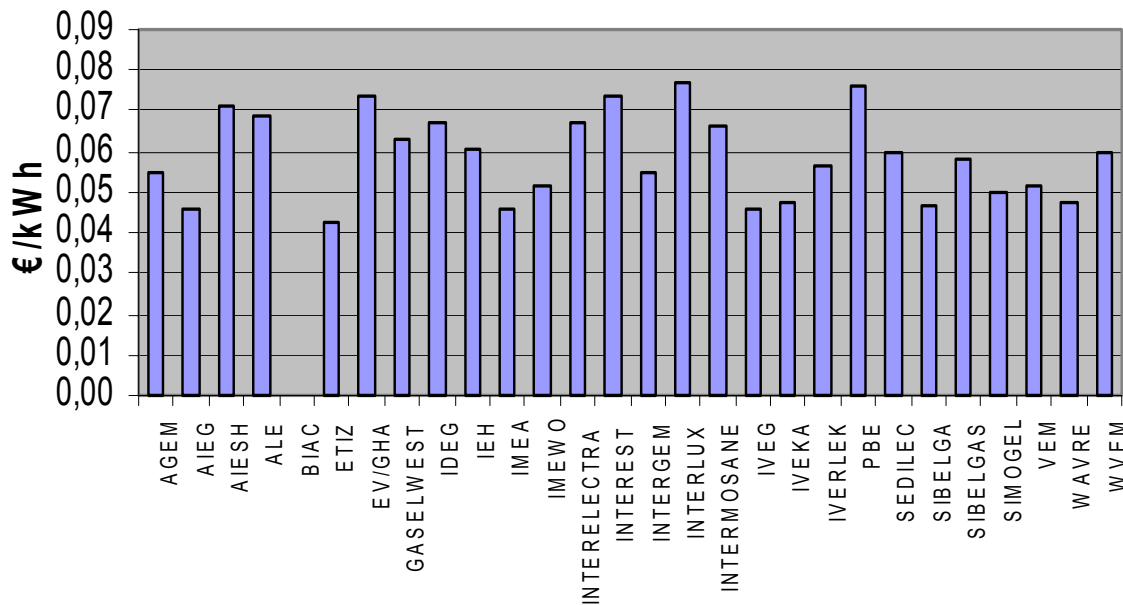
**Figure 28 - WAVRE - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



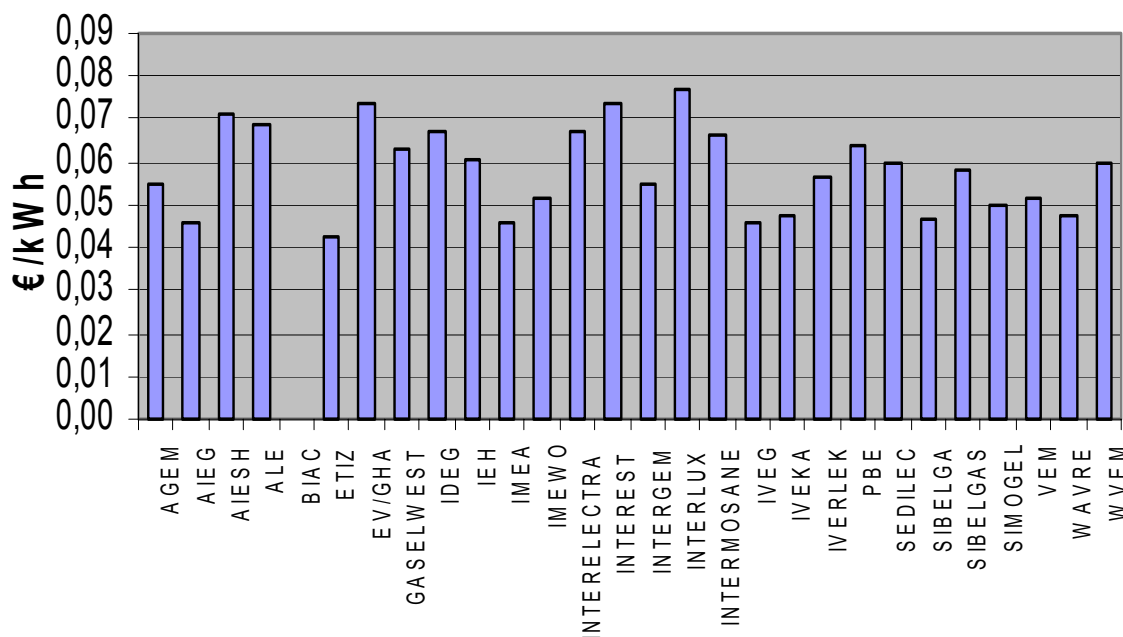
**Figure 29 - WVEM - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003**



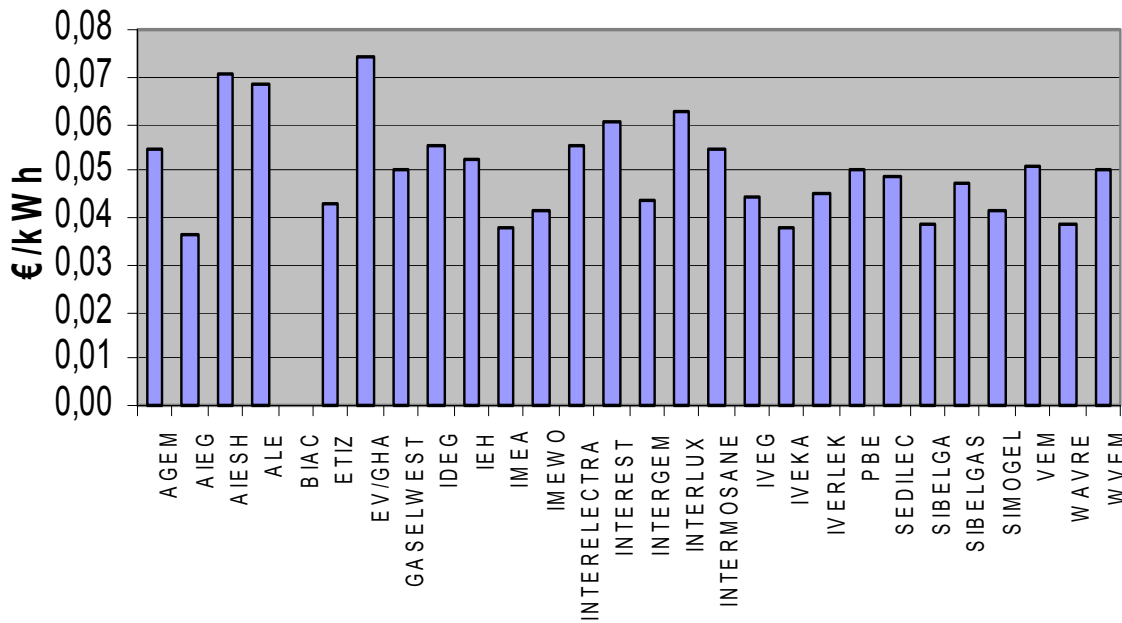
**Figure 30 - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003 - Client type Da**



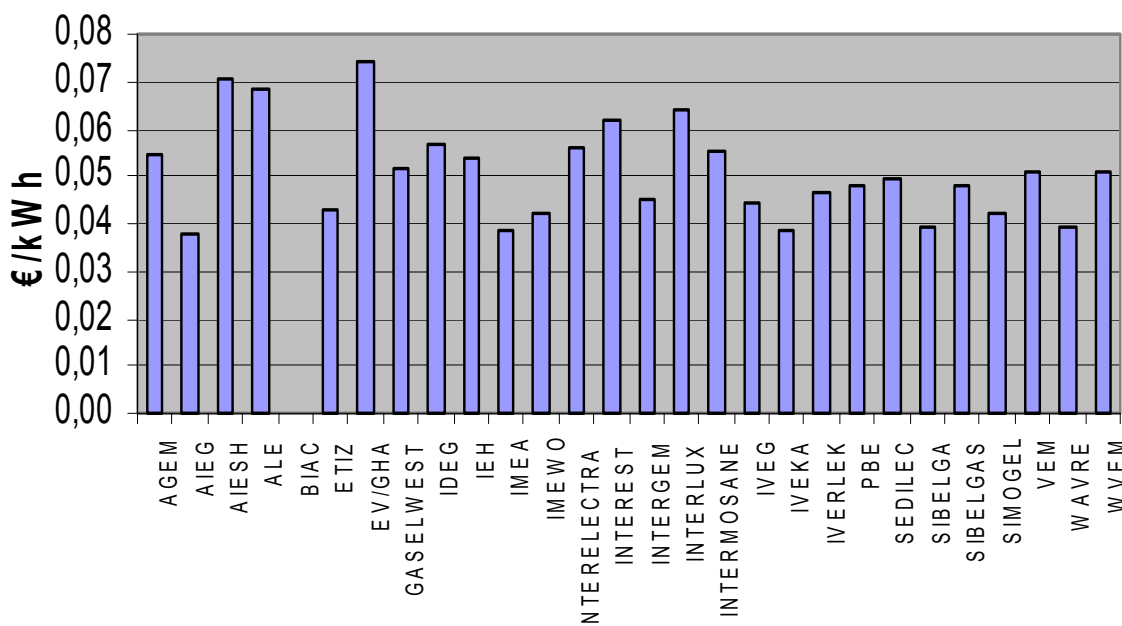
**Figure 31 - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003 - Client type Db**



**Figure 32 - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003 - Client type Dc**

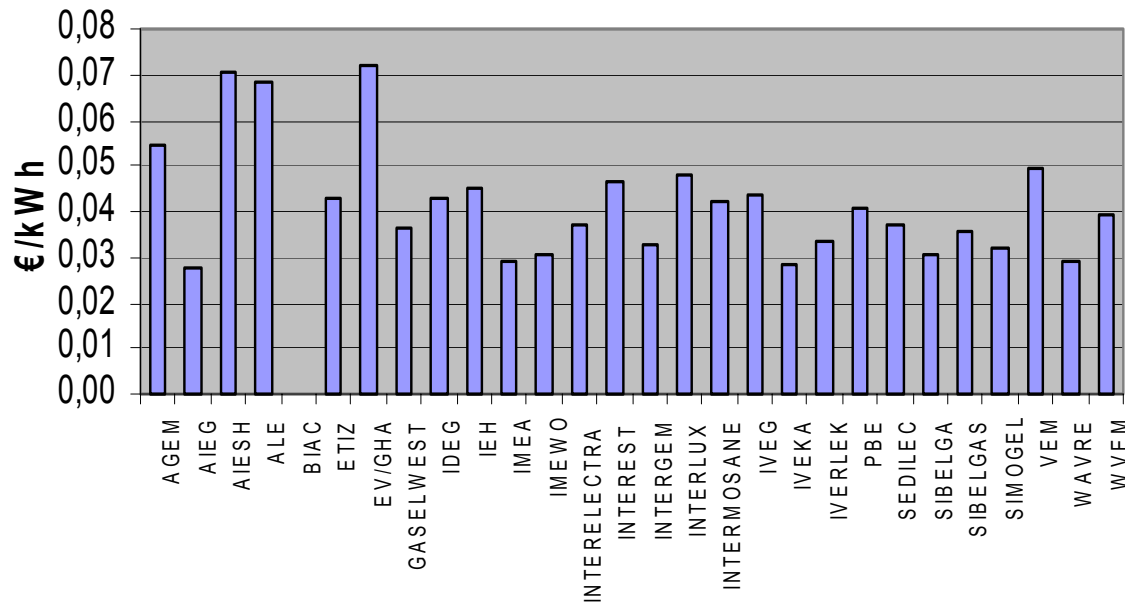


**Figure 33 - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003 - Client type Dd**

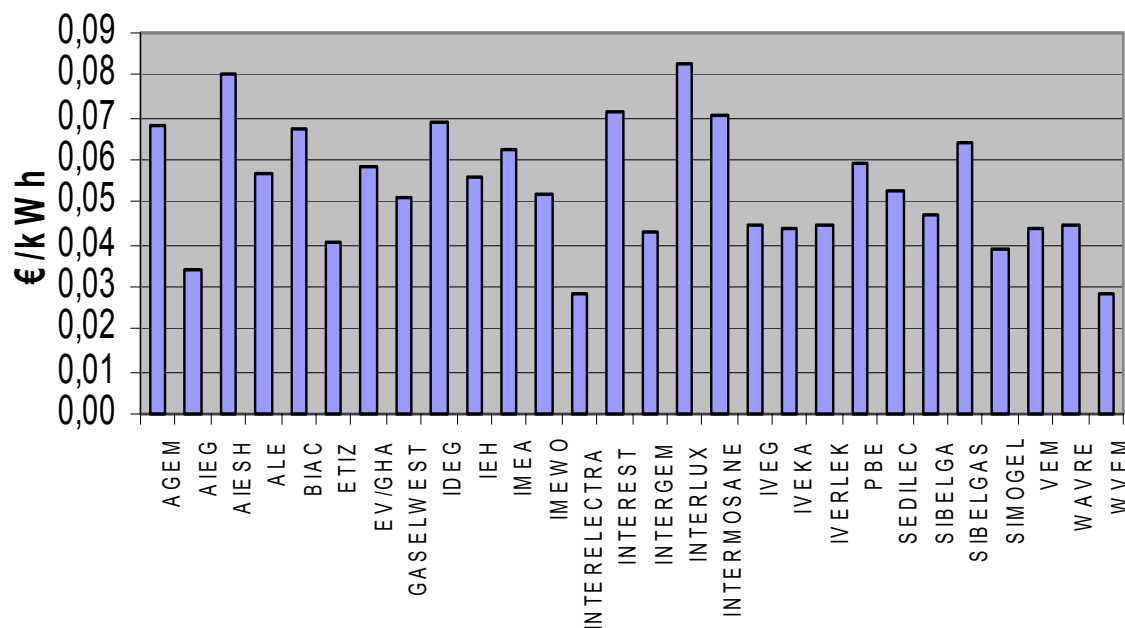




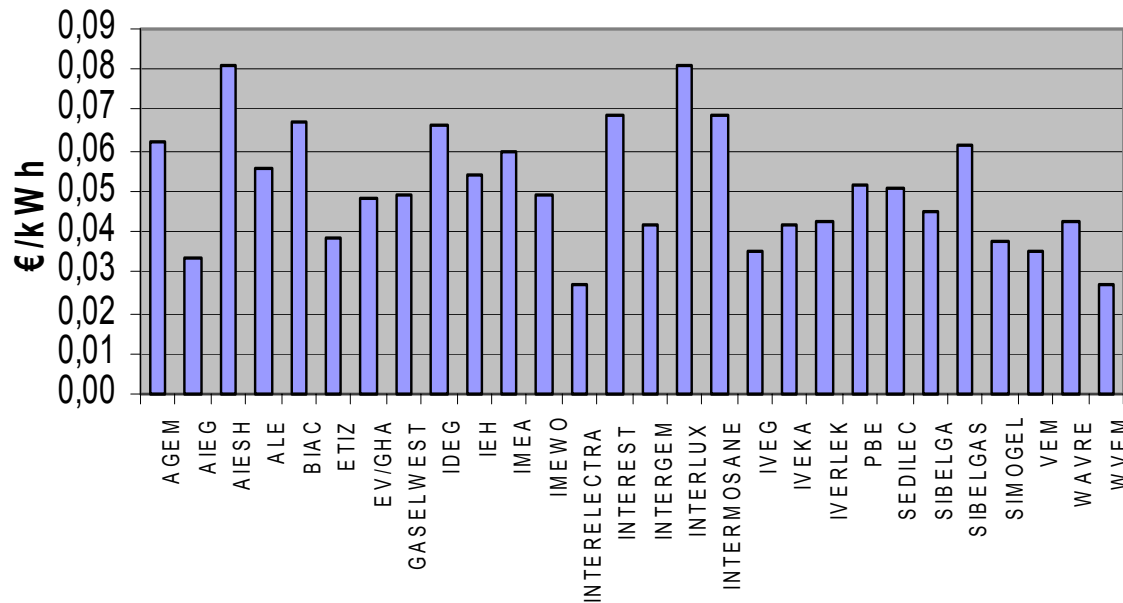
**Figure 34 - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003 - Client type De**



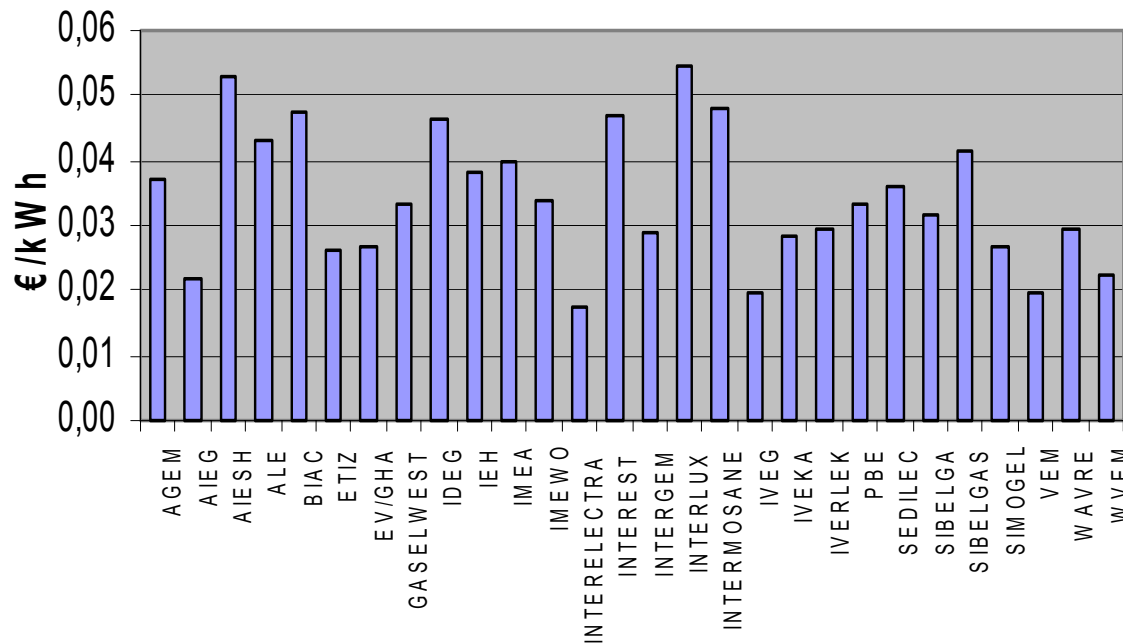
**Figure 35 - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003 - Client type la**



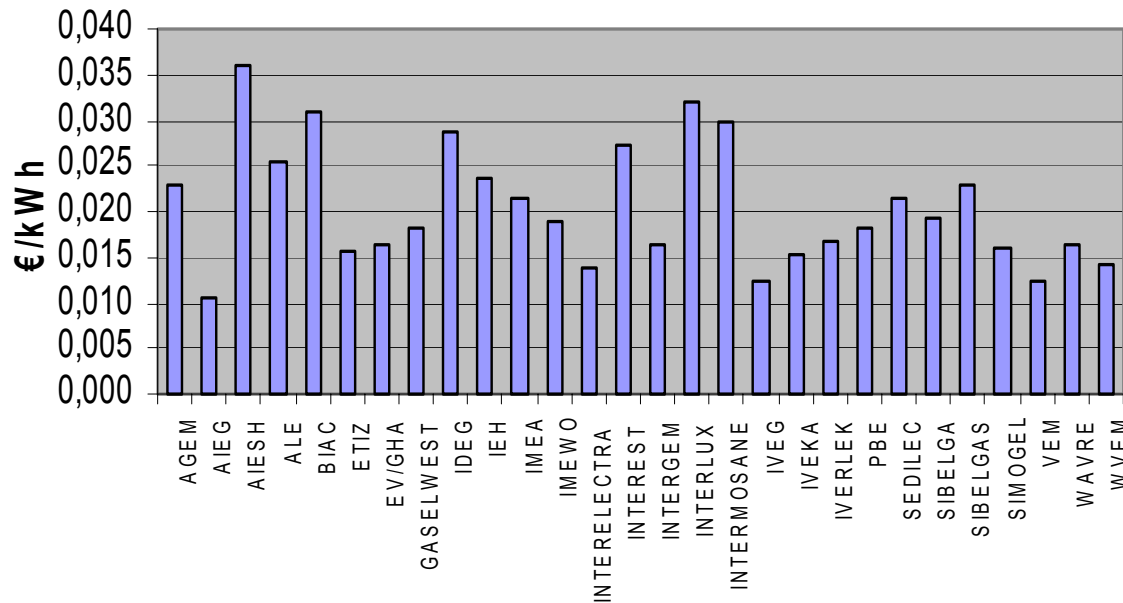
**Figure 36 - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003 - Client type Ib**



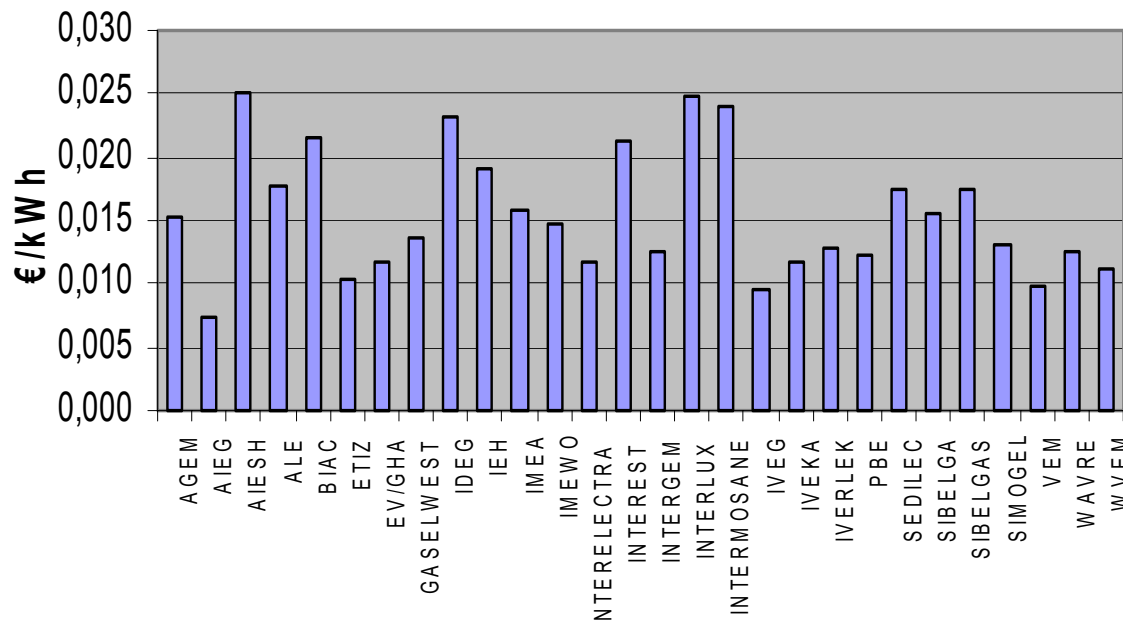
**Figure 37 - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003 - Client type Ic**



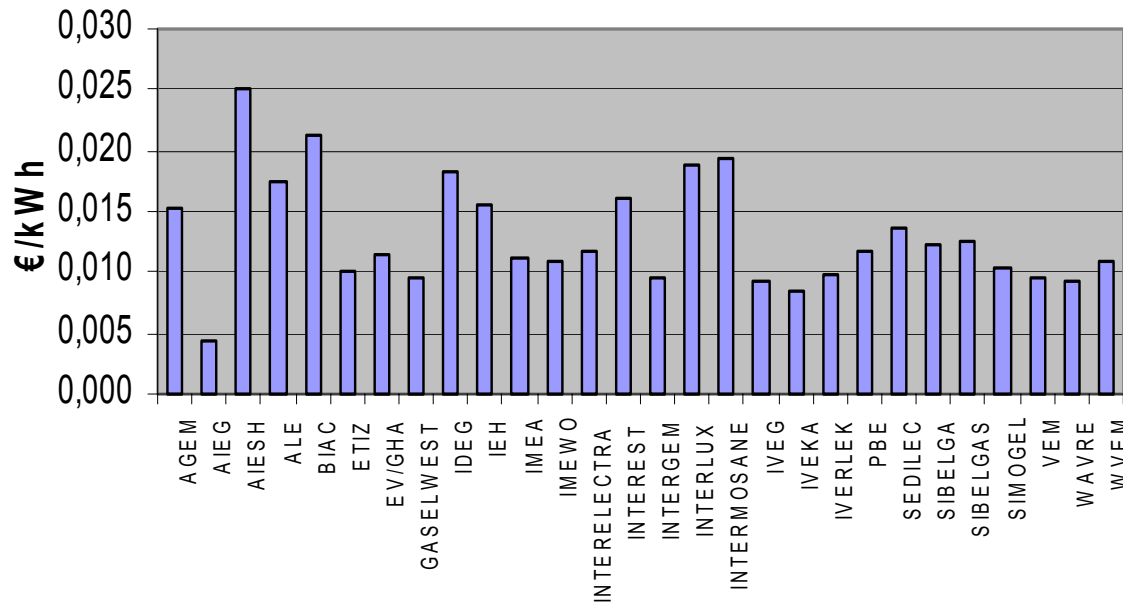
**Figure 38 - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003 - Client type Id**



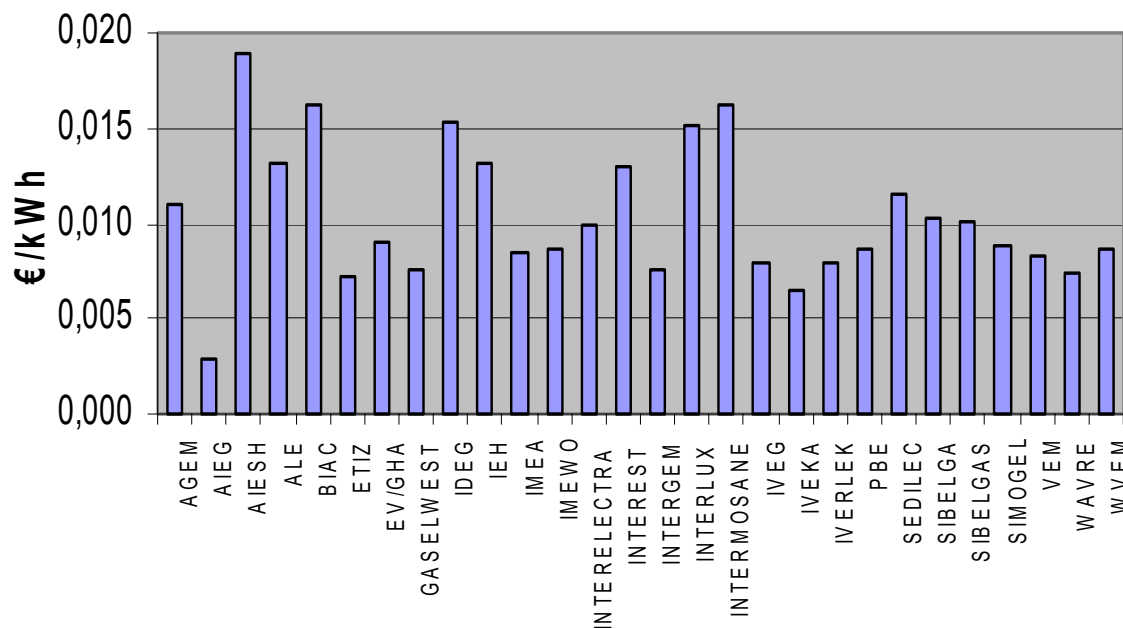
**Figure 39 - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003 - Client type le**



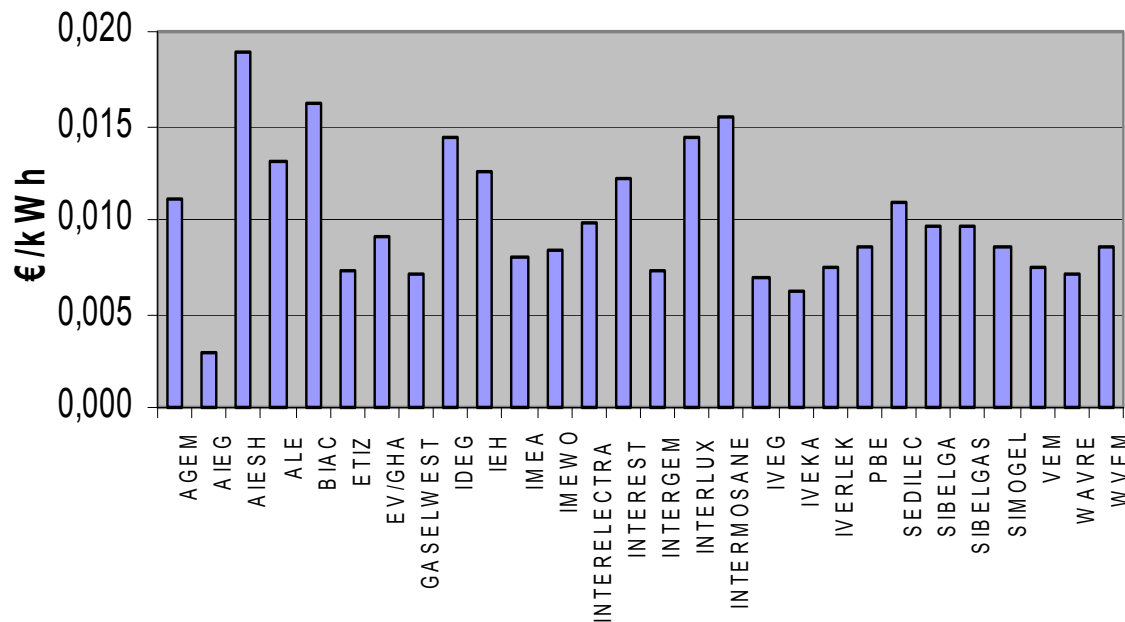
**Figure 40 - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003 - Client type If**



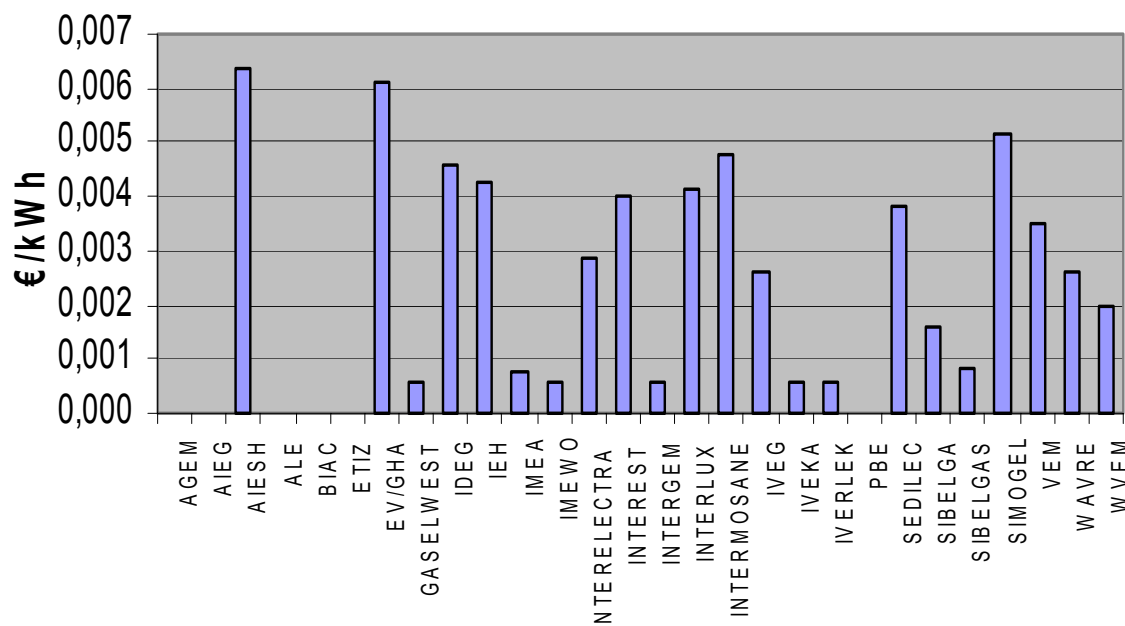
**Figure 41 - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003 - Client type Ig1**



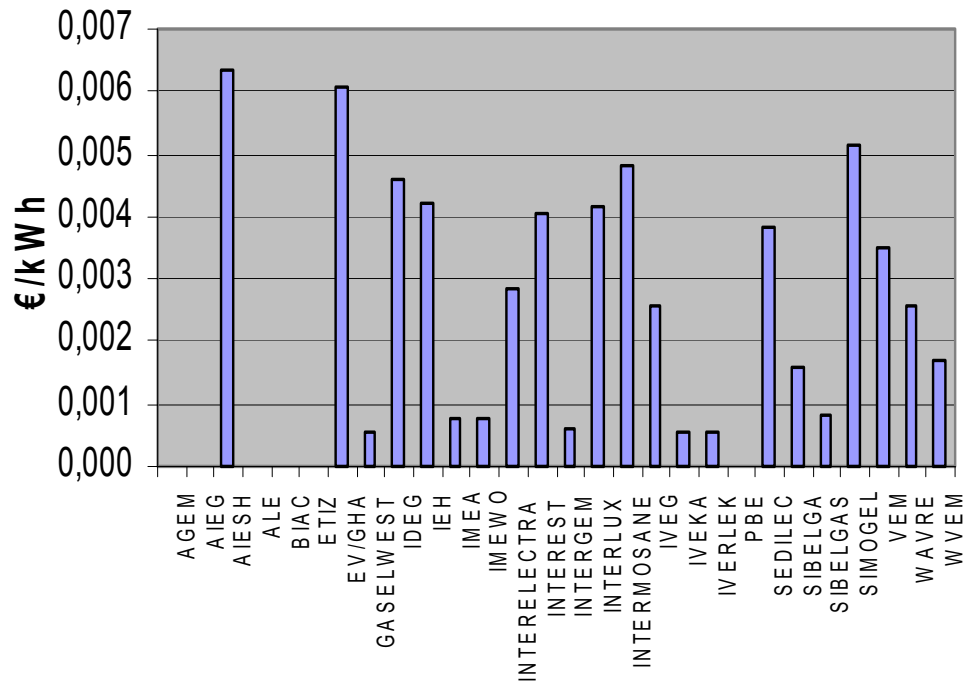
**Figure 42 - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003 - Client type Ig2**



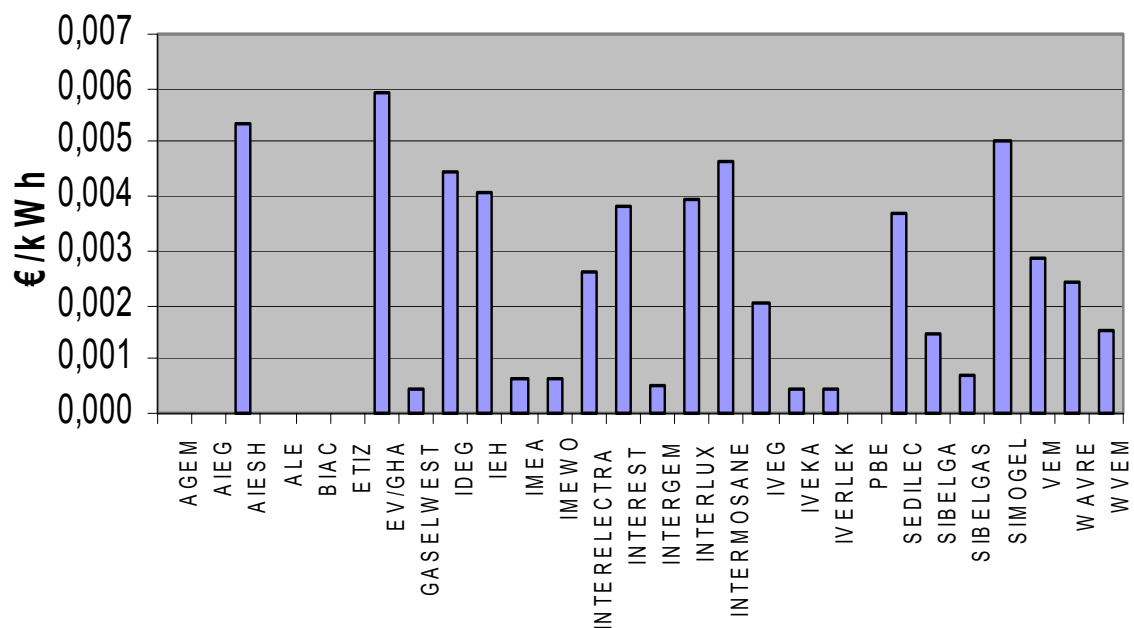
**Figure 43 - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003 - Client type lh1**



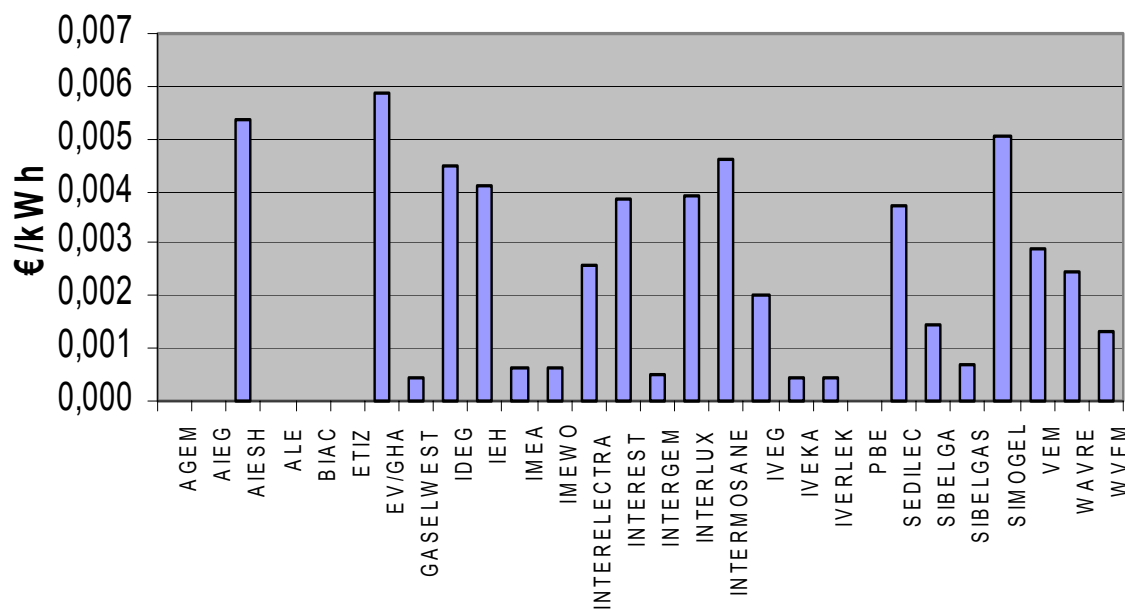
**Figure 44 - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003 - Client type lh2**



**Figure 45 - Tarifs du réseau de distribution d'électricité 2003 - Client type li1**



**Figure 46 - Tarifs du réseau de distribution  
d'électricité 2003 - Client type li2**



\*\*\*

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :

  
Guido CAMPS  
Directeur

  
Christine VANDERVEEREN  
Président du Comité de direction