



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

TE2005-02

relatif aux

« tarifs du réseau de distribution, visés à l'article 12, §1^{er}, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, concernant l'exercice d'exploitation 2005 »

établi 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

16 mars 2006

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 ce qui suit :

« 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 rapport a été rédigé en application de cette disposition. La première partie donne un aperçu du déroulement de la procédure intégrale ayant débouché sur l'approbation des tarifs des gestionnaires de réseau de distribution pour l'exercice 2005 ou sur l'imposition de tarifs provisoires lorsque les propositions tarifaires des gestionnaires de réseau de distribution n'ont pu être approuvées. La deuxième partie s'intéresse à l'exercice tarifaire sur le plan du contenu et contient les principales remarques de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (ci-après : la CREG) au sujet des propositions tarifaires en vue du respect maximal des critères définis 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. La troisième et dernière partie réunit l'ensemble des tarifs approuvés ou imposés par la CREG et précise, sur la base des clients types, ce que ces tarifs impliquent pour les clients.

Le présent rapport a été approuvé par le Comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 16 mars 2006.

2. La procédure

Le tableau de la page suivante donne un aperçu du déroulement de la procédure dans le cadre du traitement des propositions tarifaires pour l'exercice d'exploitation 2005.

Tableau 1 -Procédure - Année d'exploitation 2005

N° de dossier	Nom du GRD	Nature du GRD	(1) Proposition tarifaire	(2) Lettre dossier incomplet	(3) Information complémentaire	(4) Décision	(5) Audition	(6) Proposition tarifaire adaptée	(7) Décision définitive	(8) 1ère prolongation	(9) 2ième prolongation	(10) 3ième prolongation	(11) Conseil d'Etat
136	IMEA	MF	30/09/2004	8/10/2004	25/10/2004	18/11/2004	30/11/2004	6/12/2004	16/12/2004	17/03/2005	23/06/2005	22/09/2005	X
137	IMEWO	MF	30/09/2004	8/10/2004	25/10/2004	18/11/2004	30/11/2004	6/12/2004	16/12/2004	17/03/2005	23/06/2005	22/09/2005	X
138	IVEKA	MF	30/09/2004	8/10/2004	25/10/2004	18/11/2004	30/11/2004	6/12/2004	16/12/2004	17/03/2005	23/06/2005	22/09/2005	X
139	PBE	PF	30/09/2004	8/10/2004	21/10/2005	18/11/2004	2/12/2004	6/12/2004	16/12/2004				X
140	WVEM	PF	30/09/2004	8/10/2004	22/10/2004	18/11/2004	2/12/2004	3/12/2004	16/12/2004				X
141	IVERLEK	MF	30/09/2004	8/10/2004	25/10/2004	18/11/2004	30/11/2004	6/12/2004	16/12/2004	17/03/2005	23/06/2005	22/09/2005	X
142	EV/GHA	PF	30/09/2004	8/10/2004	25/10/2004	18/11/2004	30/11/2004	7/12/2004	16/12/2004				
143	GASELWEST	MF	30/09/2004	8/10/2004	25/10/2004	18/11/2004	30/11/2004	6/12/2004	16/12/2004	17/03/2005	23/06/2005	22/09/2005	X
144	INTERELECTRA	PF	30/09/2004	8/10/2004	25/10/2004	18/11/2004	30/11/2004	7/12/2004	16/12/2004				X
145	INTERGEM	MF	30/09/2004	8/10/2004	25/10/2004	18/11/2004	30/11/2004	6/12/2004	16/12/2004	17/03/2005	23/06/2005	22/09/2005	X
146	IVEG	PF	30/09/2004	8/10/2004	25/10/2004	18/11/2004	3/12/2004	7/12/2004	16/12/2004				X
147	SIBELGAS NOORD	MF	30/09/2004	8/10/2004	25/10/2004	18/11/2004	30/11/2004	6/12/2004	16/12/2004	17/03/2005	23/06/2005	22/09/2005	X
150	SIMOGEL	MW	30/09/2004	8/10/2004	29/10/2004	18/11/2004	30/11/2004	7/12/2004	20/12/2004	24/03/2005	23/06/2005	22/09/2005	X
151	IEH	MW	30/09/2004	8/10/2004	29/10/2004	18/11/2004	30/11/2004	7/12/2004	20/12/2004	24/03/2005	23/06/2005	22/09/2005	X
152	SEDILEC	MW	30/09/2004	8/10/2004	29/10/2004	18/11/2004	30/11/2004	7/12/2004	20/12/2004	24/03/2005	23/06/2005	22/09/2005	X
153	INTEREST	MW	30/09/2004	8/10/2004	29/10/2004	18/11/2004	30/11/2004	7/12/2004	20/12/2004	24/03/2005	23/06/2005	22/09/2005	X
154	INTERMOSANE	MW	30/09/2004	8/10/2004	29/10/2004	18/11/2004	30/11/2004	7/12/2004	20/12/2004	24/03/2005	23/06/2005	22/09/2005	X
155	IDEG	MW	30/09/2004	8/10/2004	29/10/2004	18/11/2004	30/11/2004	7/12/2004	20/12/2004	24/03/2005	23/06/2005	22/09/2005	X
156	INTERLUX	MW	30/09/2004	8/10/2004	29/10/2004	18/11/2004	30/11/2004	7/12/2004	20/12/2004	24/03/2005	23/06/2005	22/09/2005	X
159	AGEM	Régie	28/09/2004	8/10/2004	21/10/2004	18/11/2004	-	6/12/2004	16/12/2004	17/03/2005	23/06/2005	22/09/2005	
160	ALE	PW	30/09/2004	8/10/2004	25/10/2004	18/11/2004	30/11/2004	7/12/2004	16/12/2004				
161	AIESH	PW	30/09/2004	8/10/2004	22/10/2004	18/11/2004	-	7/12/2004	16/12/2004				
165	SIBELGA	MB	30/09/2004	8/10/2004	25/10/2004	18/11/2004	-	7/12/2004	16/12/2004				
171	AIEG	PW	30/09/2004	8/10/2004	29/10/2004	25/11/2004	7/12/2004	10/12/2004	20/12/2004				
204	WAVRE	Régie	30/09/2004	8/10/2004	29/10/2004	25/11/2004	7/12/2004	10/12/2005	23/12/2004				
211	DNB BA	P	30/09/2004	14/10/2004	29/10/2004	18/11/2004	9/12/2004	9/12/2004	20/12/2004				X

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

PF = pure Flandre
 PW = pure Wallonie

La procédure à suivre lors de la soumission et du 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^{er}. 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^{er}, alinéa 2. Dans le délai visé à l'alinéa 1^{er}, la commission entend le gestionnaire de réseau de distribution concerné à sa 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^{er} 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) :

L'on peut déduire du tableau 1 que l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution ont introduit leurs dossiers dans le délai légal.

Au cours de la procédure décrite ci-après, la CREG s'est toujours basée sur ces premiers dossiers officiellement introduits.

2.2. Renseignements complémentaires (3) :

Par lettre du 26 juillet 2004, la CREG a transmis des recommandations à l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution au sujet de la composition des dossiers. Ces recommandations incluaient notamment une série de tableaux standard à compléter, ainsi que des informations utiles pour les compléter correctement, les informations minimales à communiquer à la CREG et les paramètres de calcul de la marge bénéficiaire équitable.

Après introduction des propositions tarifaires, la CREG a constaté qu'elles étaient incomplètes et ne contenaient pas suffisamment de données pour rendre un avis sur les tarifs proposés. Dès lors, en application de l'article 9, §2, premier alinéa, de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, la CREG a envoyé à chaque gestionnaire de réseau de distribution une lettre attestant du caractère incomplet de la proposition tarifaire accompagnée du budget avec, en annexe, une liste des renseignements complémentaires à fournir. Ces renseignements complémentaires demandés portaient d'une part sur les éléments requis afin de déterminer la valeur des capitaux investis sur la base de laquelle la redevance équitable devait être calculée et d'autre part, sur l'absence générale de justification constatée pour tous les types de coûts.

Compte tenu du fait que certains gestionnaires de réseau de distribution n'ont pas reçu la lettre de la CREG avant plusieurs jours et que le délai ne commençait à courir qu'au moment de la réception de ladite lettre, la CREG a bien reçu les renseignements complémentaires de l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution dans le délai légal de quinze jours calendrier. Par ailleurs, la CREG a également invité plusieurs gestionnaires de réseau de distribution, par écrit ou oralement, à lui fournir des informations et des détails supplémentaires concernant les dossiers introduits.

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

Sur la base de l'ensemble des éléments fournis et de la communication suivie avec les gestionnaires de réseau de distribution, la CREG a pris ses premières décisions sur les propositions tarifaires de l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution le 18 ou le 25 novembre 2004. Les propositions tarifaires ont toutes été rejetées et une liste des points à corriger a été dressée afin de recevoir à terme l'approbation de la CREG. Les adaptations demandées portaient notamment sur la structure et l'exhaustivité des tarifs proposés, les investissements repris dans les capitaux investis à rémunérer, le traitement du financement à court terme, l'exécution correcte des obligations de service public et les pertes de réseau.

2.4. Séance d'audition (5) :

Dans la lettre d'accompagnement jointe à la décision du 18 novembre 2004, la CREG a proposé que les gestionnaires de réseau de distribution, en application de l'article 9, §4, deuxième alinéa, de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, puissent demander à être entendus par la CREG à deux dates fixées par la CREG.

A l'exception d'AGEM, d'AIESH et de SIBELGA, tous les gestionnaires de réseau de distribution ont saisi cette opportunité. Au cours des séances d'audition, les gestionnaires de réseau de distribution ont pu soumettre leurs remarques et éclaircissements. Un procès-verbal des différentes séances a été rédigé et présenté pour signature aux différentes parties concernées.

2.5. La proposition tarifaire remaniée (6) :

L'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution ont soumis une proposition tarifaire remaniée dans laquelle ils ont tenu compte ou non des remarques formulées par la CREG lors du rejet de la proposition tarifaire initiale.

Dans ses décisions, la CREG a veillé à ce que les propositions tarifaires remaniées accompagnées du budget soient identiques aux propositions tarifaires initiales à l'exception des points que la CREG avait indiqués dans sa décision de rejet des propositions tarifaires initiales comme des points devant être adaptés en vue d'être approuvés par la CREG. Les autres modifications n'ont pas été prises en considération, à moins qu'il ne s'agisse de corrections d'erreurs matérielles ou de points irrémédiablement liés à un ou plusieurs des points que la CREG avait indiqués comme des points devant être modifiés pour obtenir

l'approbation de la CREG. Dans ce dernier cas, le gestionnaire de réseau de distribution a dû démontrer qu'il existait bel et bien un lien indéfectible entre ces points.

2.6. Décisions relatives aux propositions tarifaires remaniées (7) :

Sur la base d'un examen des propositions tarifaires remaniées introduites, la CREG a alors pris une décision d'approbation ou de rejet des propositions tarifaires remaniées et, en cas de rejet, d'imposition de tarifs provisoires.

Il s'est avéré que 11 gestionnaires de réseau de distribution avaient suffisamment tenu compte des remarques de la CREG dans leur adaptation de la proposition tarifaire initiale, de sorte que leur proposition tarifaire remaniée a pu être approuvée, avec entrée en vigueur le premier jour du nouvel exercice d'exploitation. Les 15 autres gestionnaires se sont vu imposer des tarifs provisoires valables trois mois après le mois de la décision définitive. Lesdits tarifs provisoires ont été calculés comme suit : rapport entre, d'une part, l'incidence budgétaire des éléments rejetés par la CREG en raison de leur caractère inacceptable ou insuffisamment justifié et, d'autre part, le budget total du gestionnaire de réseau de distribution relatif aux coûts devant être couverts par les tarifs en vigueur pour la puissance souscrite et la puissance complémentaire et pour la gestion du système. Les tarifs proposés dans la proposition tarifaire remaniée pour la puissance souscrite et supplémentaire et/ou pour la gestion du système ont ensuite été diminués du pourcentage ainsi obtenu.

2.7. Prolongations de la validité des tarifs provisoires (8, 9 et 10) :

Puisque, en vertu de l'article 10 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, les tarifs provisoires imposés par la CREG n'ont qu'une validité de trois mois mais sont renouvelables pour une nouvelle période de trois mois, la procédure a dû être relancée tous les trois mois pour les gestionnaires de réseau de distribution qui s'étaient vu imposer des tarifs provisoires. L'arrêté royal du 11 juillet 2002 ne précise cependant aucun délai pour cette procédure.

La plupart des gestionnaires de réseau de distribution qui s'étaient vu imposer des tarifs provisoires ont soumis une nouvelle proposition tarifaire remaniée à la CREG au terme de chaque période de trois mois pendant l'année 2005.

Conformément à l'article 10, premier alinéa, de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, la CREG peut imposer uniquement des tarifs provisoires pour une période de trois mois renouvelable si elle a décidé de refuser la proposition tarifaire adaptée. Dès lors, au cours de l'exercice

d'exploitation, la CREG ne peut plus approuver de tarifs définitifs qui seraient d'application pour le reste de l'exercice. En d'autres termes, une fois que des tarifs provisoires ont été approuvés pour le premier trimestre d'une année, l'exercice d'exploitation entier suit le régime des tarifs provisoires, même si les gestionnaires de réseau de distribution se conforment à l'ensemble des remarques de la CREG dans la proposition tarifaire remaniée suivante.

C'est dans ce cadre, c.-à-d. le renouvellement des tarifs provisoires pour une nouvelle période de trois mois, que la CREG a systématiquement décidé, après examen des propositions tarifaires accompagnées du budget introduites, d'approuver les tarifs provisoires pour une nouvelle période de trois mois. La CREG a estimé que les propositions tarifaires constituaient des informations utiles pour déterminer, après examen, dans quelle mesure les tarifs provisoires précédemment approuvés devaient éventuellement être adaptés conformément à ces propositions.

Ces tarifs sont restés identiques à chaque renouvellement, à ceci près que, à partir du deuxième trimestre, la suppression par le gouvernement flamand de l'obligation de service public relative à la distribution gratuite d'électricité verte a été prise en considération¹, ce qui a entraîné une légère baisse des coûts et partant, une réduction des tarifs.

2.8. Publication des tarifs :

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

« **Art. 11.** § 1^{er}. 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. »

Conformément à cette disposition, la CREG a publié les tarifs au Moniteur belge ainsi que sur son propre site Internet, en version électronique.

¹ Cf. article 61 du décret du 24 décembre 2004 contenant diverses mesures d'accompagnement du budget 2005

En outre, la CREG a insisté pour que les gestionnaires de réseau de distribution, afin de faciliter le bon fonctionnement du marché et notamment de rendre le calcul des tarifs du réseau de distribution aussi accessible que possible à tout utilisateur du réseau intéressé, mettent à disposition, sur leur site Internet, un module de calcul qui permette à tout utilisateur du réseau intéressé de calculer le tarif du réseau de distribution en introduisant ses coordonnées personnelles.

2.9. Procédures devant le Conseil d'Etat (11) :

La colonne 11 du tableau 1 indique quels gestionnaires de réseau de distribution ont saisi le Conseil d'Etat contre une décision tarifaire de la CREG.

3. Remarques de la CREG

Cette partie est consacrée aux principales remarques formulées par la CREG au sujet des propositions tarifaires introduites mais ne se veut pas exhaustive.

3.1. Les paramètres de la rémunération équitable

Les paramètres utilisés pour calculer la rémunération équitable pour l'année 2005 sont les suivants:

- taux d'intérêt sans risque:	4,1683%
- prime de risque:	2,5400%
- le bêta recalculé:	1,0485
- facteur d'illiquidité:	20%

Ceci entraîne une rémunération de 8,20% sur 33% des CI et une rémunération de 4,8683% (soit une prime de risque majorée d'une surcharge de crédit de 70 pb sur la partie des fonds propres supérieure à 33% du total du bilan).

3.2. Data Envelopment Analysis

Le mécanisme tarifaire prévu par la loi électricité repose sur la méthode « cost-plus » et implique que les tarifs doivent couvrir les coûts réels de l'activité de distribution et assurer une rémunération équitable des capitaux investis². Cependant, un système « cost-plus » pur ne stimule pas directement la gestion efficace des réseaux puisqu'il garantit la couverture de tous les coûts, y compris ceux qui résultent de l'inefficacité des gestionnaires de réseau³. Pour remédier à cet inconvénient, le législateur impose aux gestionnaires de réseau de distribution de maîtriser au mieux les facteurs déterminant leurs coûts⁴ et donne à la CREG le pouvoir de refuser de répercuter sur les tarifs les coûts qu'elle juge déraisonnables dans une perspective d'efficacité des gestionnaires de réseau⁵. Le système « cost-plus » est donc corrigé.

² Article 12 de la loi électricité.

³ Mémorandum à l'intention du ministre chargé de l'énergie en vue d'une meilleure organisation de la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz, 22 mai 2003, paragraphe 10.

⁴ Article 22, § 1^{er}, 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, Moniteur belge, 27 juillet 2002.

⁵ Article 23 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002.

Pour pouvoir évaluer de façon objective et quantifiée les efforts de maîtrise des coûts des gestionnaires de réseau de distribution, la CREG a développé un modèle qui repose sur les principes fondamentaux suivants⁶ :

- a) les coûts maîtrisables présentés dans le budget pour l'exercice d'exploitation 2005 ne peuvent aucunement être supérieurs, en termes réels, aux coûts maîtrisables réels acceptés par la CREG pour l'exercice d'exploitation 2003, soit le premier exercice pour lequel la CREG dispose de chiffres contrôlés et qui donne une indication du niveau de coûts acceptable dans le secteur du réseau de distribution ;
- b) le gestionnaire du réseau de distribution doit, sur la base d'une comparaison par *Data Envelopment Analysis* avec des économies d'échelle constantes basées sur les coûts réels pour 2003, sur quatre années à compter de 2005, atteindre le score d'efficacité maximal (100%) ; par conséquent, un quart de l'amélioration de l'efficacité doit avoir été réalisé dans le budget 2005, sans préjudice des dispositions du point d) ;
- c) afin de comparer les coûts de différentes années, l'ensemble des coûts sont exprimés en termes réels de 2003 ;
- d) l'effort d'économie annuel total maximal qui peut être demandé d'un gestionnaire du réseau de distribution est limité à 8% pour l'amélioration de l'efficacité.

Les coûts maîtrisables, sur lesquels les efforts d'économie doivent porter, sont définis comme étant le total des éléments suivants :

- les coûts de fonctionnement totaux, déduction faite des coûts ci-après :
 - les indemnités pour l'utilisation du domaine public (Wallonie) ;
 - le précompte immobilier ;
 - les impôts autres que l'impôt des sociétés ;
 - les coûts d'utilisation du réseau de transport ;
 - les coûts opérationnels reportés aux immobilisations corporelles ;
 - les coûts liés aux obligations de service public ;
 - les coûts pour les pensions complémentaires non capitalisées ;
- les dépenses en capital, constituées des aspects suivants :
 - les amortissements sur immobilisations corporelles ;
 - la rémunération équitable des capitaux investis, *embedded cost* inclus.

⁶ Vous trouverez une discussion plus détaillée du modèle et de l'algorithme décisionnel qui en découle dans l'annexe 3 de la présente décision.

Afin de pouvoir comparer les coûts maîtrisables de 2003 et 2005, les coûts étroitement liés à la proportion de clients éligibles dans le nombre total de clients ont également été déduits des totaux. Il s'agit des coûts suivants :

- les coûts liés aux pertes de réseau : pour l'exercice 2003, les coûts liés aux pertes de réseau sont repris uniquement pour cette proportion de clients considérés comme éligibles alors que l'ensemble des clients résidentiels de Flandre ne sont devenus éligibles qu'en juillet 2003, de sorte que les coûts étaient beaucoup moins élevés que le niveau auquel on peut s'attendre pour un exercice d'exploitation complet ;
- les coûts pour l'activité de mesure et de comptage.

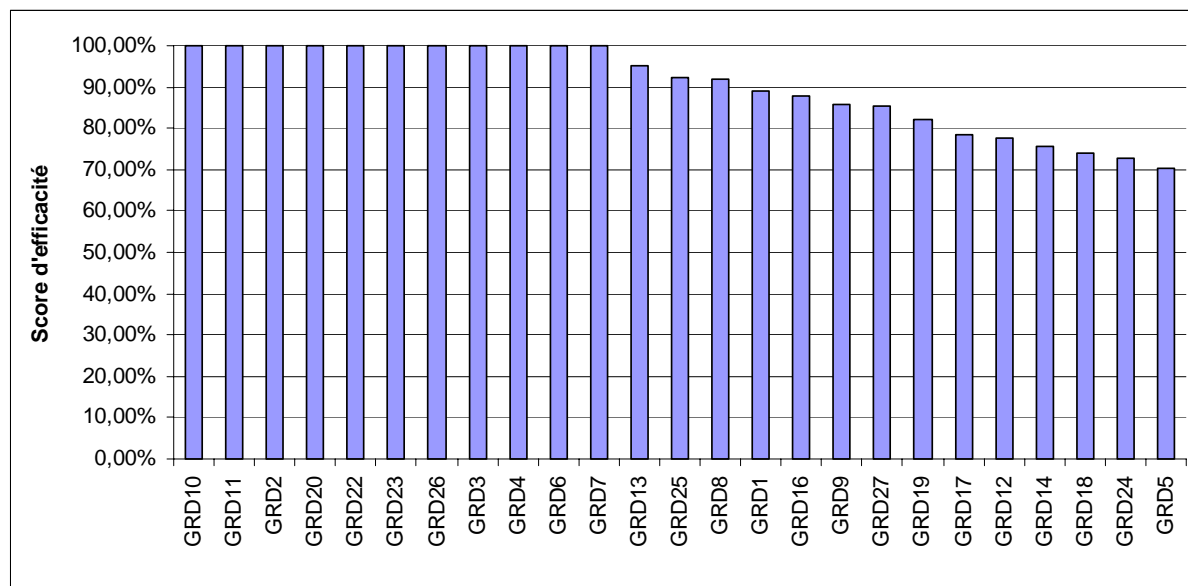
Enfin, les coûts liés aux nouveaux raccordements et aux extensions, inclus dans les frais de fonctionnement, ont également été déduits des coûts maîtrisables. A cet égard, la CREG souligne que ces coûts sont, selon elle, des coûts réellement maîtrisables et qu'ils ont uniquement été déduits des coûts maîtrisables dans cet exercice pour des raisons propres aux chiffres disponibles pour l'exercice d'exploitation 2003. Dès lors, ces coûts pourront être pris en considération dans les exercices ultérieurs.

Dans le modèle *Data Envelopment Analysis*, les coûts maîtrisables ainsi définis sont mis en relation en tant qu'*input* avec les *outputs* les plus pertinents qui déterminent l'activité du gestionnaire du réseau de distribution. Ces *outputs* sont les suivants :

- l'énergie transportée (total sans pertes de réseau) ;
- l'énergie transportée vers le réseau basse tension ;
- le nombre de points d'accès (haute tension) ;
- le nombre de points d'accès (basse tension) ;
- la puissance maximale ;
- la longueur du réseau (haute tension) ;
- la longueur du réseau (basse tension) ;
- le nombre de transformateurs.

La relation entre les *outputs* et les *inputs*, dans le cadre d'une comparaison mutuelle entre les différents gestionnaires de réseau de distribution belges, donne pour chaque gestionnaire de réseau de distribution un score situé entre 0 (totalement inefficent) et 100 (totalement efficient) (cf. figure 2). Ce dernier score est l'objectif final de tout gestionnaire de réseau de distribution.

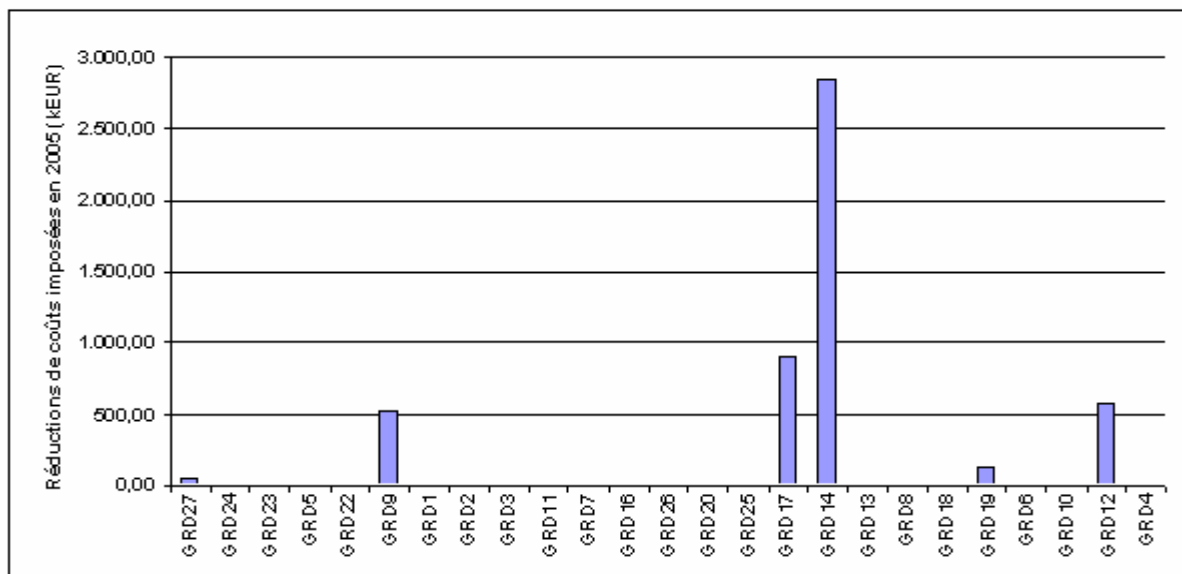
Figure 2 – Scores des gestionnaires de réseau de distribution



Nombre de GRD efficaces (#)	11
Efficacité moyenne (%)	90,30%
Efficacité minimale	70,20%

Sur la base de ces scores, un plan d'économie a été fixé pour les gestionnaires de réseau de distribution qui n'avaient pas obtenu un score de 100%. Les effets du benchmarking ont été adoucis par les règles selon lesquelles l'inefficacité mesurée en 2003 pouvait uniquement être résorbée pour un quart en 2005, alors que la réduction annuelle découlant de ce benchmarking avait également été limitée à 8% maximum. Sur la base de ces règles, six gestionnaires de réseau de distribution se sont vu imposer des réductions de coûts supplémentaires en 2005 pour un montant total de 5.221.400 EUR (cf. figure 3).

Figure 3 – Economies imposées



3.3. L'excédent d'exploitation en 2003

L'article 24, premier alinéa de l'arrêté royal du 11 juillet 2002 dispose que si la CREG constate, lors de son étude du rapport annuel visé à l'article 13, § 3 dudit arrêté royal, que les tarifs appliqués au cours de l'exercice d'exploitation concerné ont résulté en un boni ou un mali, elle en informe immédiatement le gestionnaire de réseau de distribution concerné. Dans les quinze jours calendrier après réception de la présente décision, le gestionnaire de réseau de distribution peut transmettre ses remarques à la CREG. Le gestionnaire de réseau de distribution peut également demander à être entendu par la CREG dans le délai susvisé. Dans les trente jours calendrier suivant l'expiration du délai susvisé, la CREG doit décider de manière définitive si les tarifs ont résulté en un boni ou un mali. Selon l'article 24, troisième alinéa de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, ce boni ou mali est imputé pour moitié sur les tarifs qui seront applicables au cours de l'exercice d'exploitation suivant l'exercice d'exploitation au cours duquel la CREG a adopté cette décision et pour moitié au gestionnaire de réseau concerné.

Pour que la notion de « boni-mali » prenne une forme bien concrète, la CREG a fait référence à l'article 12, §3, 5°, de la loi électricité qui stipule que le Roi fixe les règles relatives aux objectifs que doit poursuivre le gestionnaire du réseau en matière de maîtrise des coûts. Les dispositions de cet article de loi sont exécutées en application du chapitre 7 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002 intitulé « Maîtrise des coûts », chapitre dont fait également

partie l'article 24 relatif au boni/mali, lequel peut dès lors être considéré comme étant un instrument de maîtrise des coûts devant être exécuté en tenant compte des autres dispositions de ce chapitre. Citons, à titre d'exemple, l'article 22, § 1^{er}, de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, qui dispose qu'il incombe au gestionnaire du réseau de maintenir le coût par unité d'énergie transportée à un niveau aussi bas que possible en maîtrisant au mieux les facteurs déterminant le coût. La CREG a affirmé qu'afin d'encourager le gestionnaire du réseau dans cette voie, elle peut constater un boni ou un mali si ce dernier trouve son origine dans des mesures qui portent exécution de l'article 22, § 1^{er}, précité de l'arrêté royal du 11 juillet 2002.

Concrètement, cela signifie que le calcul de la différence entre les coûts et les revenus budgétisés et les coûts et les revenus réels ne peut aboutir à la constatation d'un boni que si une différence positive résulte de mesures de maîtrise des coûts délibérément prises par le gestionnaire du réseau. En outre, lors de différence négative entre les coûts et les revenus budgétisés d'une part et les coûts et les revenus réels d'autre part, il ne pourra non plus être question d'un mali, si tous les coûts, même ceux supérieurs aux coûts budgétisés, répondent à l'exigence de caractère raisonnable imposé par la CREG et si le gestionnaire du réseau a bel et bien consenti à tous les efforts nécessaires pour engranger les revenus nécessaires, l'origine de la diminution de ces revenus ne lui étant pas imputable.

Cette limitation du boni/mali en fonction des résultats des efforts de maîtrise des coûts :

- est conforme aux dispositions de l'article 12, §1^{er}, 3^o de la loi électricité, lequel dispose que les tarifs comprennent une marge bénéficiaire équitable pour la rémunération des capitaux investis,
- une autre interprétation de la notion de boni/mali autoriserait en effet le gestionnaire du réseau à réaliser un bénéfice supplémentaire en établissant le budget de manière négligente, ce qui saperait et rendrait inopérante la notion de marge bénéficiaire équitable.

Si les différences entre le budget et la réalité, dans le cadre de ce qui vient d'être expliqué au paragraphe précédent, n'entraînent pas la détermination d'un boni ou d'un mali, on parlera uniquement d'un excédent ou d'un déficit d'exploitation qui sera, si nécessaire, répercuté dans les coûts susceptibles d'être récupérés par le biais des tarifs appliqués au cours des années suivantes.

En 2004, la CREG a pris pour la première fois des décisions boni/mali en exécution des articles susmentionnés, notamment au sujet de l'application des tarifs du réseau de

distribution imposés ou approuvés pour l'exercice d'exploitation 2003, si les coûts et les revenus concernaient les clients éligibles. La CREG n'a pas constaté de boni ou de mali pour 2003, mais uniquement des excédents budgétaires et, dans un seul cas, un déficit budgétaire. Les montants constatés, à hauteur de 85.288.593,47 euros, ont été ajoutés aux coûts introduits pour les propositions tarifaires relatives à l'exercice 2005.

3.4. Structure des tarifs

La CREG a signalé aux gestionnaires de réseau de distribution que, alors qu'il était toléré de ne pas faire de distinction entre les groupes de clients 26-1 kW et TransLS lors de la phase transitoire, ce n'était plus acceptable au stade actuel de la libéralisation, puisque l'arrêté royal du 11 juillet 2002 prévoit explicitement, à l'article 1, 14° et 15°, 5 groupes de clients et que l'on peut lire à l'article 18, 1°, c, dudit arrêté que les frais d'infrastructure des niveaux d'infrastructure supérieurs doivent être portés en partie à la charge des niveaux d'infrastructure inférieurs.

En outre, la CREG a indiqué à un gestionnaire de réseau de distribution que les montants déjà repris dans les investissements ne pouvaient être portés en compte une seconde fois par le biais des tarifs de raccordement.

3.5. Revenus du tarif de l'énergie réactive

La CREG a signalé aux gestionnaires de réseau de distribution qu'ils devaient tenir compte, dans leur proposition tarifaire, des revenus provenant de l'application du tarif pour l'énergie réactive.

3.6. Pertes sur créances concernant la période captive

La CREG a signalé aux gestionnaires de réseau de distribution que les pertes sur créances issues de la période à laquelle ils étaient encore fournisseurs et liées à cette dernière activité ne pouvaient être reprises dans les coûts portés en compte dans les tarifs de réseau de distribution.

3.7. Certificats de trésorerie

Certains gestionnaires de réseau de distribution ont comptabilisé des sommes importantes de certificats de trésorerie sous le poste « Dettes à plus d'un an », de sorte qu'elles n'ont aucune influence dans le calcul du fonds de roulement net. Les informations complémentaires fournies prouvent toutefois qu'il s'agissait de véritables certificats de trésorerie d'une durée allant de sept jours à un an. Par conséquent, ces certificats de trésorerie devaient être considérés comme des dettes à un an au plus et être pris en compte dans le calcul du fonds de roulement net. Ils ont entraîné une baisse du fonds de roulement net et partant, du montant des capitaux investis à prendre en considération pour le calcul de la rémunération équitable.

3.8. Plus-values sur les désinvestissements

Dans le cadre du calcul des CI pour l'exercice d'exploitation 2005, les gestionnaires de réseau de distribution ont tenu compte des désinvestissements mais aucun amortissement de la plus-value sur ces désinvestissements n'avait été prévu. La CREG ne peut accepter cette façon de procéder et indique qu'elle pourrait entraîner une situation dans laquelle le gestionnaire de réseau de distribution, s'il mettait son infrastructure complète hors service sans la remplacer, afficherait encore une plus-value importante dans son bilan et devrait dès lors être rémunéré pour une chose qui n'existe plus et qui n'est donc plus utilisée. Dans ses lignes directrices, la CREG a laissé le choix au gestionnaire de réseau de distribution d'évaluer la valeur initiale des immobilisations corporelles régulées selon des valeurs de reconstruction économique. La plus-value ainsi créée a ensuite été rémunérée selon le même pourcentage que la valeur comptable de ces immobilisations. Par ailleurs, la CREG exige que si des certaines immobilisations sont mises hors service, la rémunération sur la valeur comptable et sur la plus-value de ces immobilisations soit également abandonnée. En cas de désinvestissement, la valeur totale du bien mis hors service, plus-value incluse, doit être déduite des CI. Par plus-value, on entend ici à la fois la valeur de remplacement économique éventuelle plus élevée et les valeurs comptabilisées dans les CI en plus de la valeur comptable nette par le jeu des valeurs résiduelles supérieures qui avaient été acceptées par la CREG lors de la détermination des Ci.

3.9. Obligations de service public

L'article 3, §2, de l'arrêté du gouvernement flamand du 14 novembre 2003 fixant les règles détaillées en vue de l'attribution et des décomptes d'électricité gratuite au profit de clients domestiques (ci-après : l'arrêté du 14 novembre 2003) stipule que « l'électricité gratuite que le fournisseur ou le gestionnaire de réseau doit fournir en application des autres lois et décrets, est indemnisée sur la base des règles fixées dans les lois et décrets concernés. Dans ce cas, les montants déduits, visés au § 1^{er} et à l'article 2, § 1^{er}, sont diminués par l'indemnité, visée au premier alinéa, sans que le résultat puisse pour autant être négatif. » En d'autres termes, il ne peut y avoir aucun cumul des différentes mesures qui prévoient de l'électricité gratuite pour les clients domestiques.

L'arrêté ministériel du 15 mai 2003 fixant les prix maximaux pour la fourniture d'électricité aux clients protégés résidentiels à revenus modestes ou à situation précaire (ci-après: l'arrêté ministériel du 15 mai 2003) stipule que les clients protégés résidentiels ont droit à 500 kWh gratuits par an. Dès lors, pour ces clients, en vertu de l'article 3, §2, de l'arrêté du gouvernement flamand du 14 novembre 2003, le nombre « flamand » de kWh à accorder gratuitement doit être diminué du nombre de kWh gratuits accordé conformément à l'arrêté ministériel du 15 mai 2003.

Dès lors, la CREG a imposé au gestionnaire de réseau de distribution d'adapter son estimation des coûts des 100 kWh gratuits afin de tenir compte de l'interdiction de cumul des deux dispositions et a proposé la méthode ci-dessous à cette fin. Chaque gestionnaire de réseau de distribution devait estimer le nombre de ménages ayant droit au tarif social au sein de sa zone de distribution. Chacun de ces ménages a droit à 500 kWh gratuits par le biais du tarif social. Pour empêcher tout cumul, la part de ces ménages doit être décomptée du budget pour l'électricité gratuite alloué conformément à l'arrêté du gouvernement flamand du 14 novembre 2003. La CREG avait proposé de fixer la taille moyenne de ces ménages à 3 personnes, qui ont donc droit à 400 kWh gratuits en vertu de l'arrêté susmentionné. Par conséquent, chaque gestionnaire de réseau de distribution a dû déduire de son budget pour les 100 kWh gratuits 400 kWh multipliés par le nombre de ménages ayant droit au tarif social.

En ce qui concerne le montant par lequel il convient de multiplier la quantité d'électricité gratuite, l'arrêté du 14 novembre 2003 stipule que le prix unitaire par kWh est le prix maximal des kWh consommés, à l'exception des frais fixes éventuels, qui est en vigueur au 1^{er} janvier de l'année de facturation, en l'occurrence le 1^{er} janvier 2005. Seul le prix au 1^{er} janvier 2005,

fixé pour le terme proportionnel, peut être utilisé, sans autre évolution. Dans ses décisions, la CREG a alors imposé une estimation du prix au 1^{er} janvier 2005.

3.10. Distribution gratuite d'électricité verte

Le 1^{er} octobre 2004, le gouvernement flamand a approuvé sur le fond l'avant-projet d'arrêté portant modification de l'arrêté du gouvernement flamand du 5 mars 2004 favorisant la production d'électricité à partir des sources d'énergie renouvelables. Dans cet avant-projet, l'article 18 dudit arrêté, qui prévoit la distribution gratuite d'électricité verte, est abrogé. A compter de la date de publication de l'arrêté, les tarifs de réseau de distribution sont donc également d'application pour l'énergie verte.

Le gestionnaire de réseau de distribution avait encore tenu compte, dans la proposition tarifaire 2005, de la distribution gratuite d'électricité verte en prenant en considération un certain manque à gagner. Dans ses décisions, la CREG a précisé qu'elle pouvait accepter que ce coût soit pris en compte tant que l'arrêté du gouvernement flamand n'avait pas été définitivement adopté. Puisque l'article 61 du décret du 24 décembre 2004 contenant diverses mesures d'accompagnement du budget 2005 a abrogé la distribution gratuite d'électricité verte en Flandre à dater du 1^{er} janvier 2005, les gestionnaires de réseau de distribution n'en ont plus tenu compte dans la proposition tarifaire remaniée, de même que la CREG dans sa décision finale. Cependant, en ce qui concerne les gestionnaires de réseau de distribution qui s'étaient vu imposer des tarifs provisoires, cette modification a été prise en compte lors de la décision relative aux tarifs provisoires pour le second semestre 2005.

3.11. Programme URE

D'après les dossiers présentés, les gestionnaires de réseau de distribution ont épargné en 2003 et 2004 davantage que ce qui leur était imposé par l'arrêté du gouvernement flamand du 26 septembre 2003 modifiant l'arrêté du gouvernement flamand du 29 mars 2002 relatif aux obligations de service public en vue de promouvoir l'utilisation rationnelle de l'énergie. Puisque ce même arrêté prévoit explicitement la possibilité d'utiliser les excédents d'une année pour atteindre le résultat des années suivantes, la CREG a décidé de réduire le budget URE 2005 du montant excédentaire économisé les années précédentes.

En outre, la CREG a signalé qu'elle allait accepter pour chaque année tarifaire les coûts de la politique URE proportionnellement au nombre de kWh devant obligatoirement être économisé pendant l'année concernée. Les frais consentis pendant un an afin d'économiser plus que la quantité requise sont versés et activés sur un compte transitoire. Quelques

années plus tard, ces frais sont repris dans les comptes pour autant que le gestionnaire de réseau de distribution fasse appel aux kWh épargnés, par le biais du système bancaire prévu dans le décret flamand, afin de satisfaire à ses obligations légales d'économie.

3.12. 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, 2°, de la loi électricité, où il est dit 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 veillé à ce 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.

3.13. Réserve

Les dossiers des différents gestionnaires de réseau de distribution contiennent encore des lacunes, notamment en ce qui concerne la justification des coûts 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 les 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.

4. Tarifs

La figure 4 ci-dessous donne un aperçu des budgets qui, au terme de la procédure entière d'approbation par la CREG, ont reçu l'approbation d'être incorporés dans les tarifs du réseau de distribution.

Figure 4 – Budgets portés en compte

	Mixtes Flandres	Mixtes Wallonie	Bruxelles	Pures Flandres	Pures Wallonie
	2005	2005	2005	2005	2005
OPEX	385.175.520,15	258.928.205,00	115.249.398,48	150.556.598,87	82.248.055,72
CAPEX	132.698.600,00	52.239.500,00	16.511.185,03	43.987.939,94	20.271.469,87
Rémunération équitable	151.541.108,46	108.674.361,63	23.316.200,23	51.514.339,93	29.768.783,38
Embedded costs	20.885.393,72	4.056.835,50	3.405.647,54	8.878.595,79	1.258.971,92
SOUS-TOTAL	690.300.622,33	423.898.902,13	158.482.431,28	254.937.474,53	133.547.280,89
Excédent d'exploitation	-75.968.098,00	-5.043.100,00	-169.551,83	-4.107.843,64	0,00
TOTAL (à couvrir par les tarifs)	614.332.524,33	418.855.802,13	158.312.879,45	250.829.630,89	133.547.280,89

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 le présent rapport. Les tableaux ci-après illustrent les tarifs imposés ou approuvés par la CREG pour les exercices d'exploitation 2003, 2004 et 2005 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 5 à 56 incluses) et pour chaque client type séparément sur les différents gestionnaires de réseau de distribution (figures 57 à 72 incluses), indiquant chaque fois l'évolution entre 2003 et 2005.

Les définitions des clients types utilisées sont celles élaborées par Eurostat et reprises au Tableau 5. 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 Ig2 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. Pour l'ensemble des clients types résidentiels, les raccordements prévus le sont au réseau à basse tension.

Tableau 5 – Clients types Eurostat

Clients typeEUROSTAT							
	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	
Réseau MT avec une puissance supérieure à 56kVA	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						
	Clients domestiques					
	Consommation annuelle en kWh				Puissance souscrite (indicative) en kW	
	Total	Jour (Heures de pointes)	Nuit (Heures creuses)	Weekend		
Réseau BT avec une puissance inférieure ou égale à 56kVA	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 5 – clients industriels IMEA

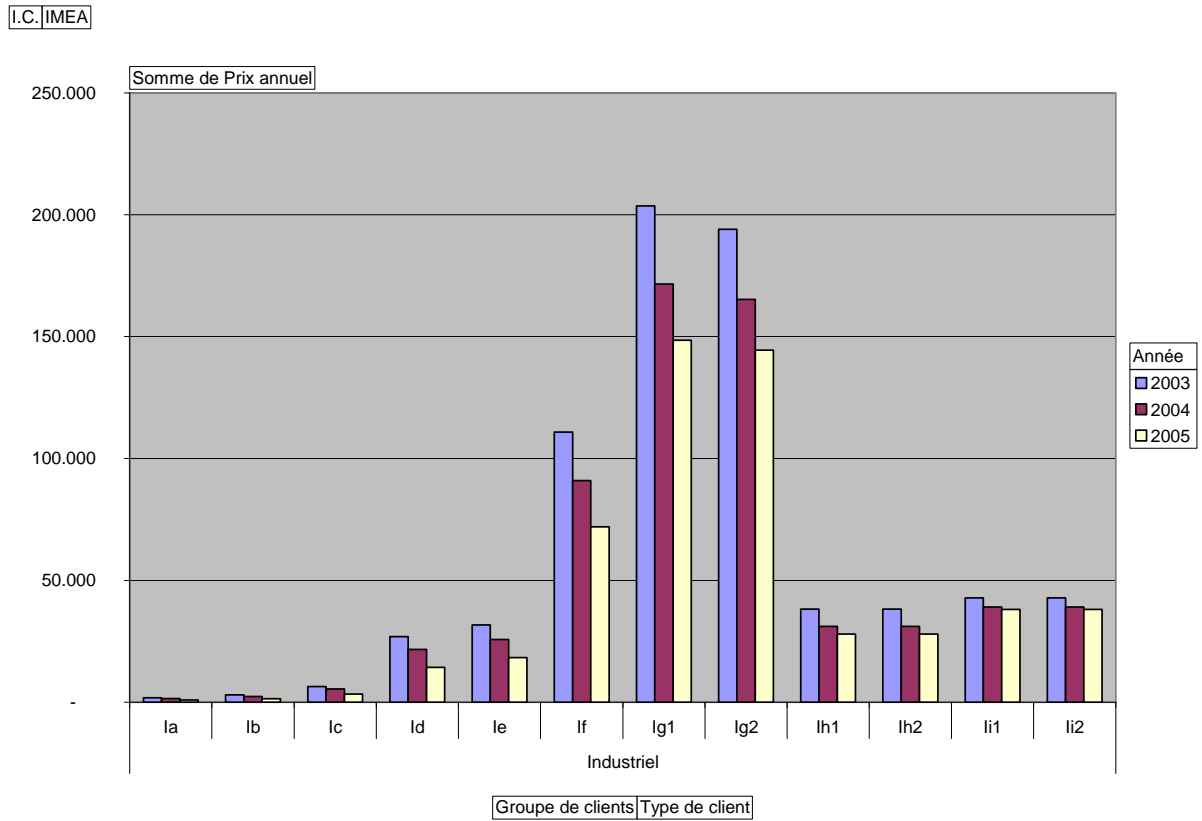


Figure 6 – clients résidentiels IMEA

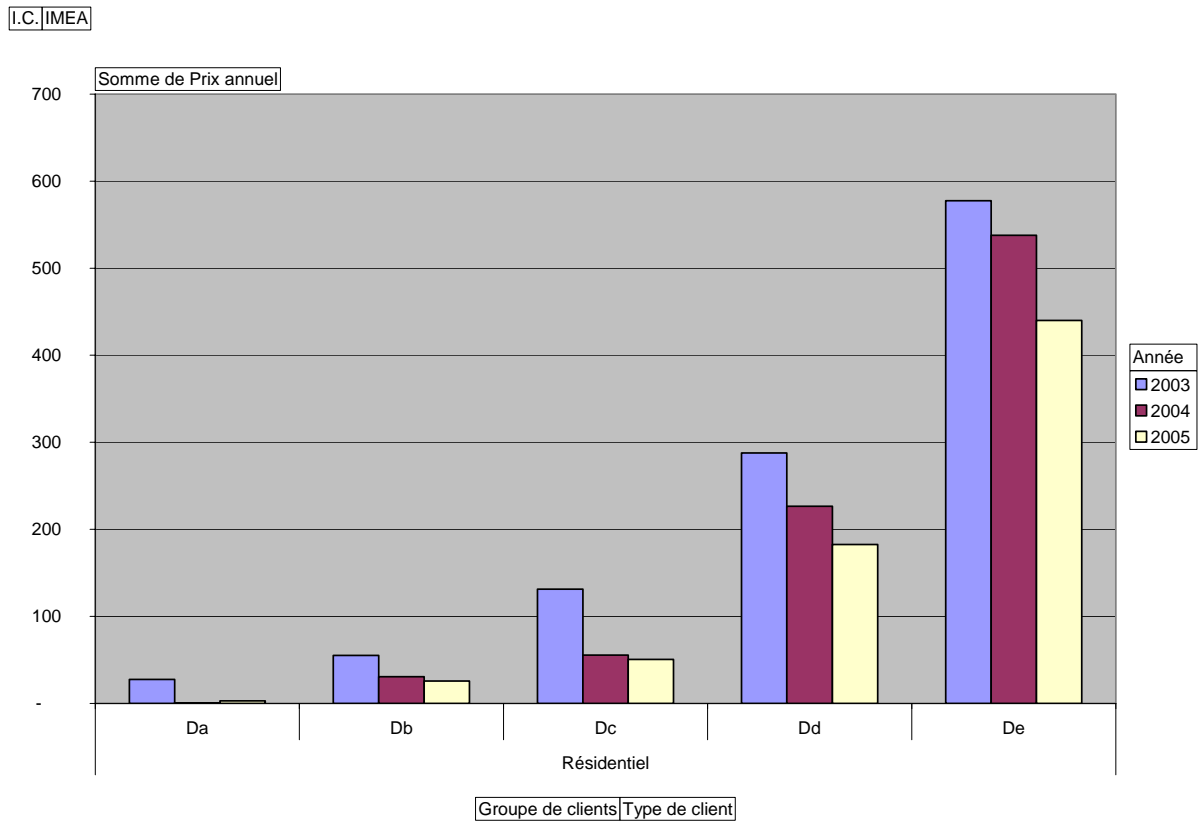


Figure 7 – clients industriels IMEWO

I.C. IMEWO

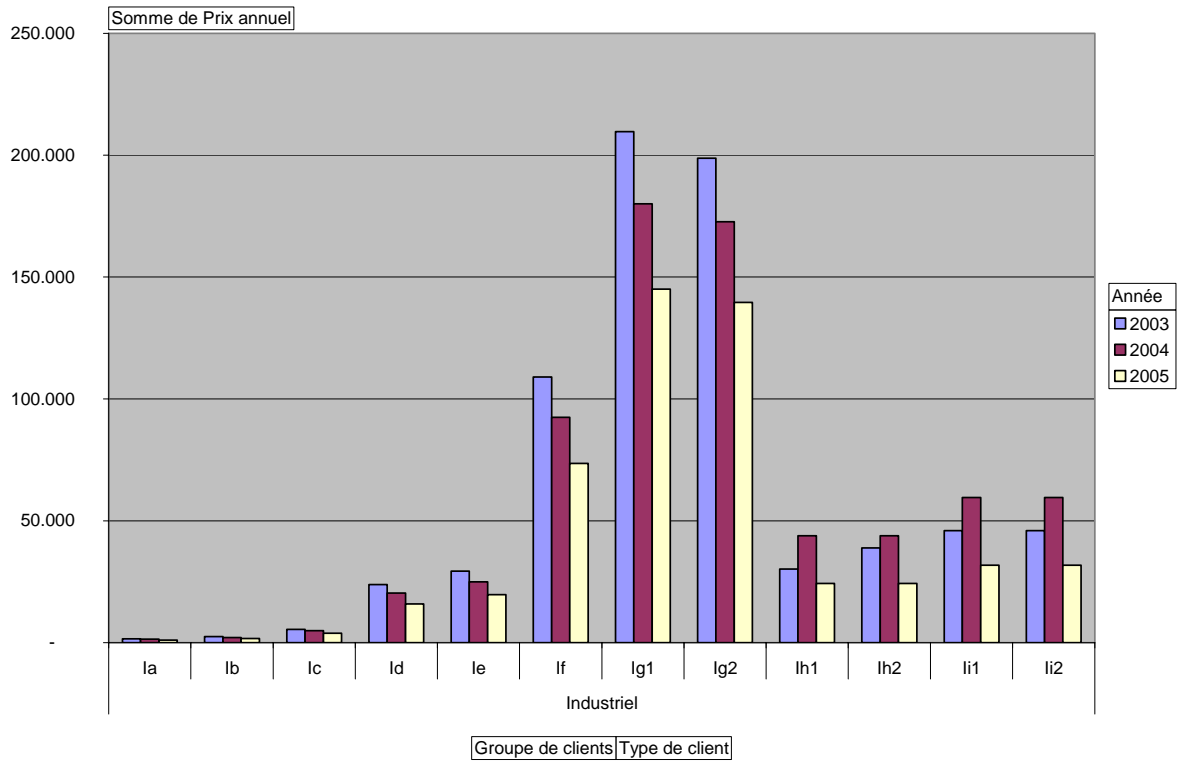


Figure 8 – clients résidentiels IMEWO

I.C. IMEWO

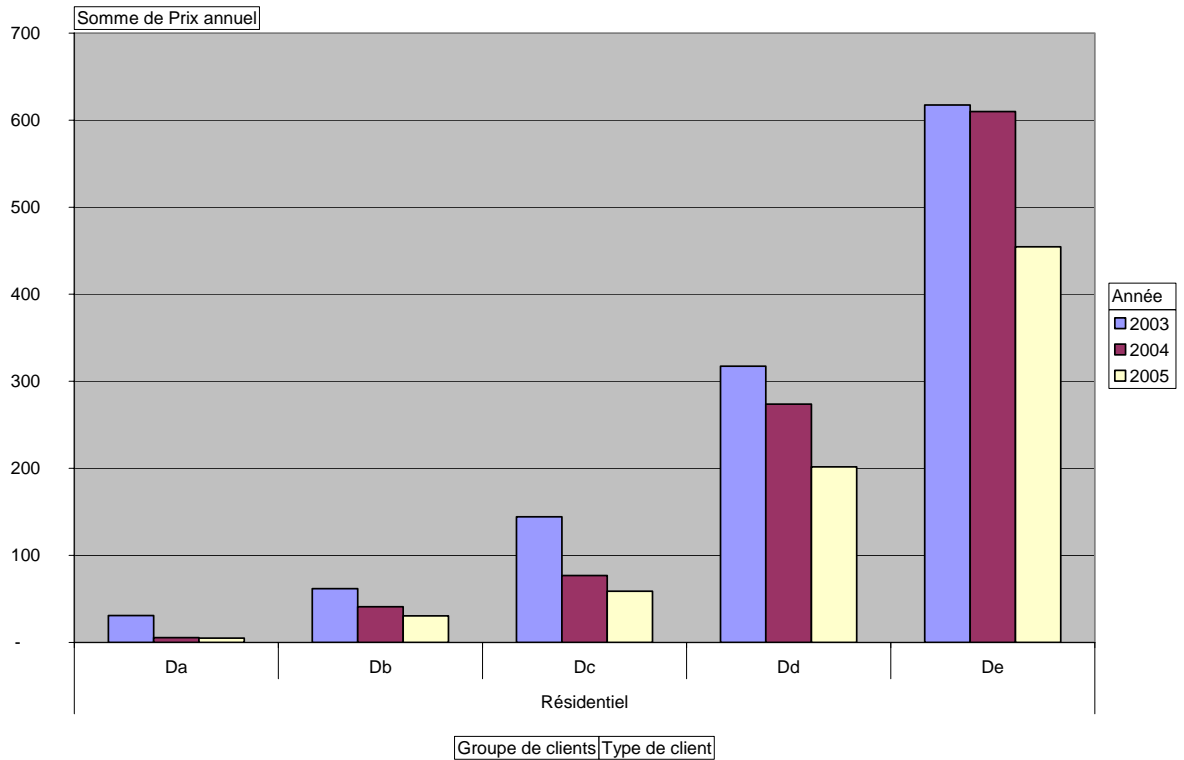


Figure 9 – clients industriels IVEKA

I.C. IVEKA

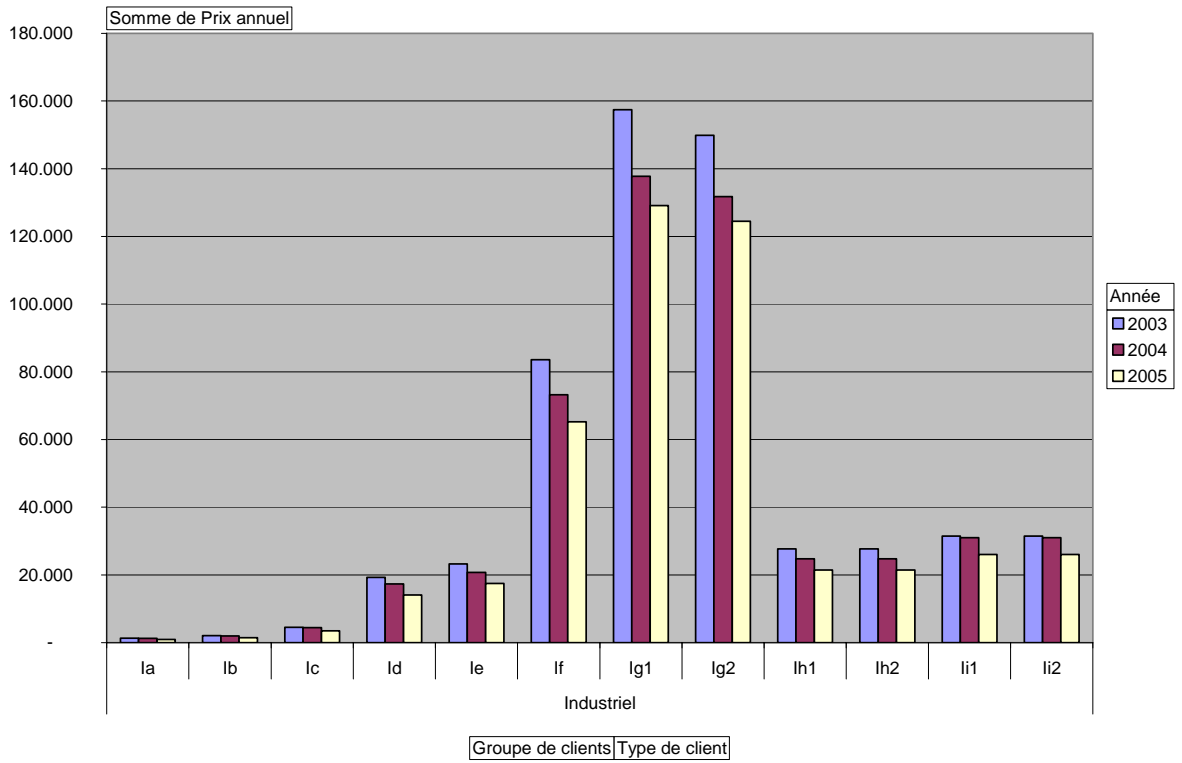


Figure 10 – clients résidentiels IVEKA

I.C. IVEKA

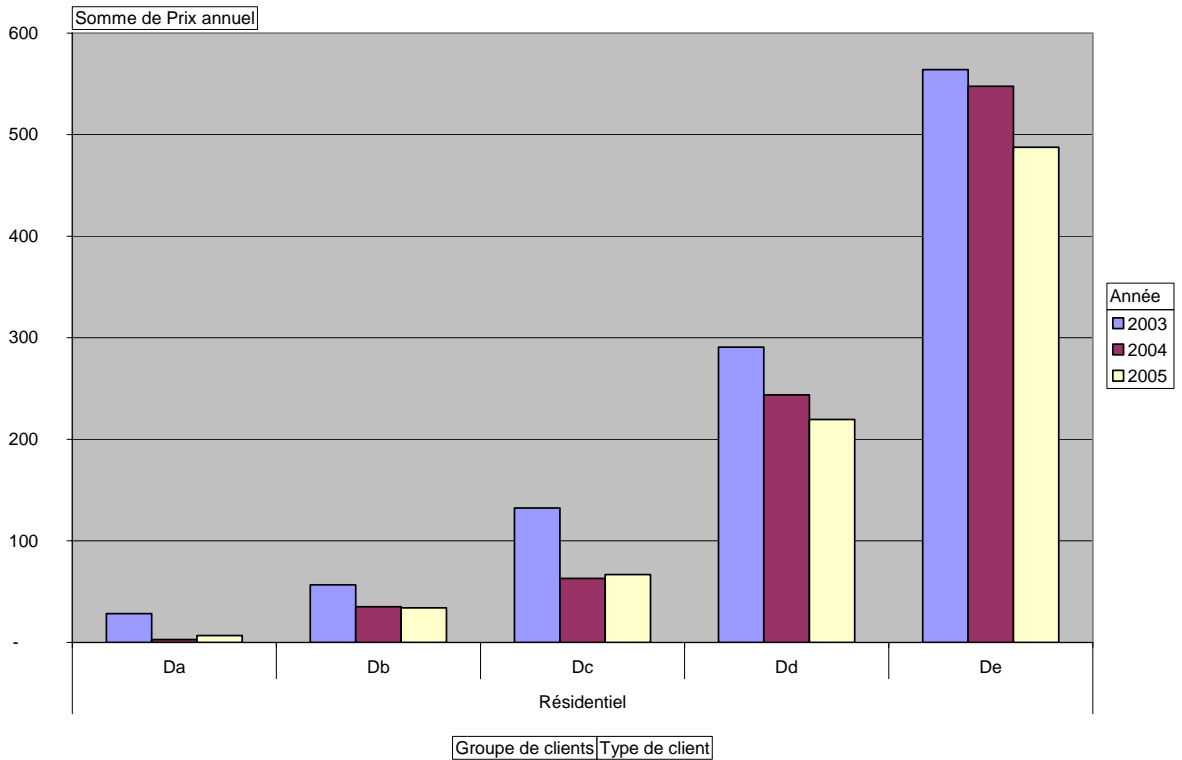


Figure 11 – clients industriels PBE

I.C. | PBE

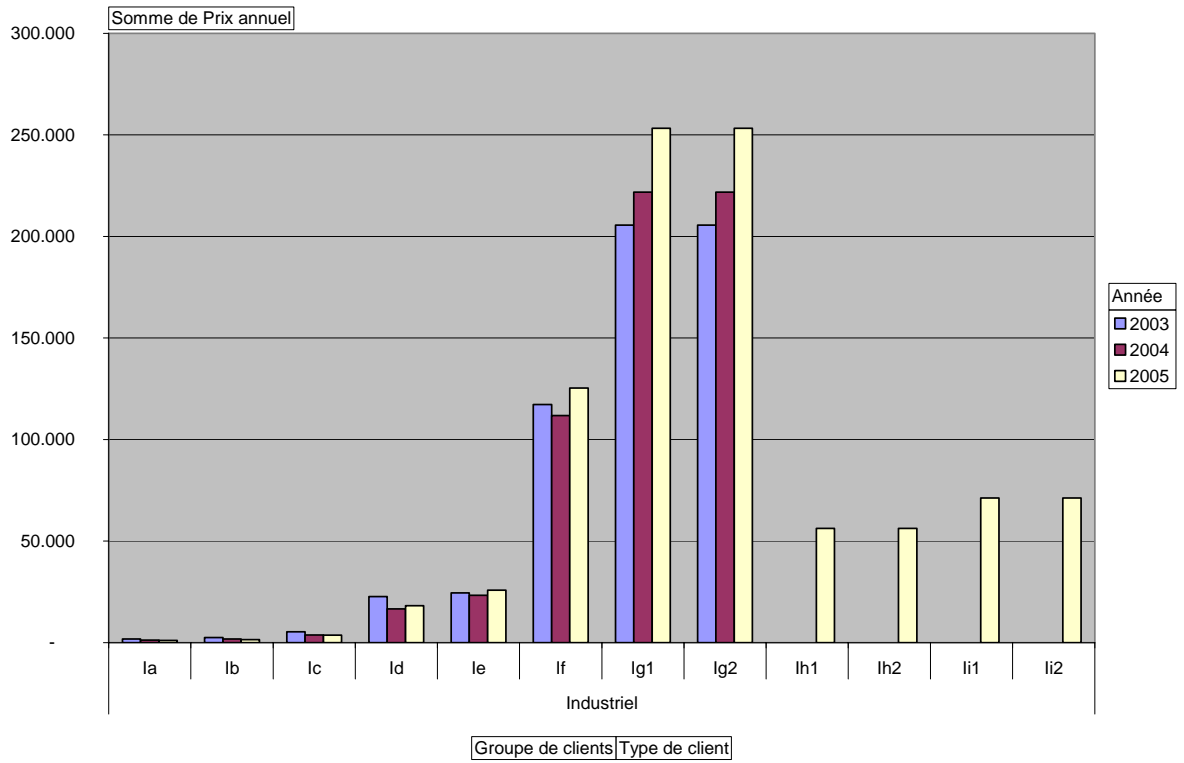


Figure 12 – clients résidentiels PBE

I.C. | PBE

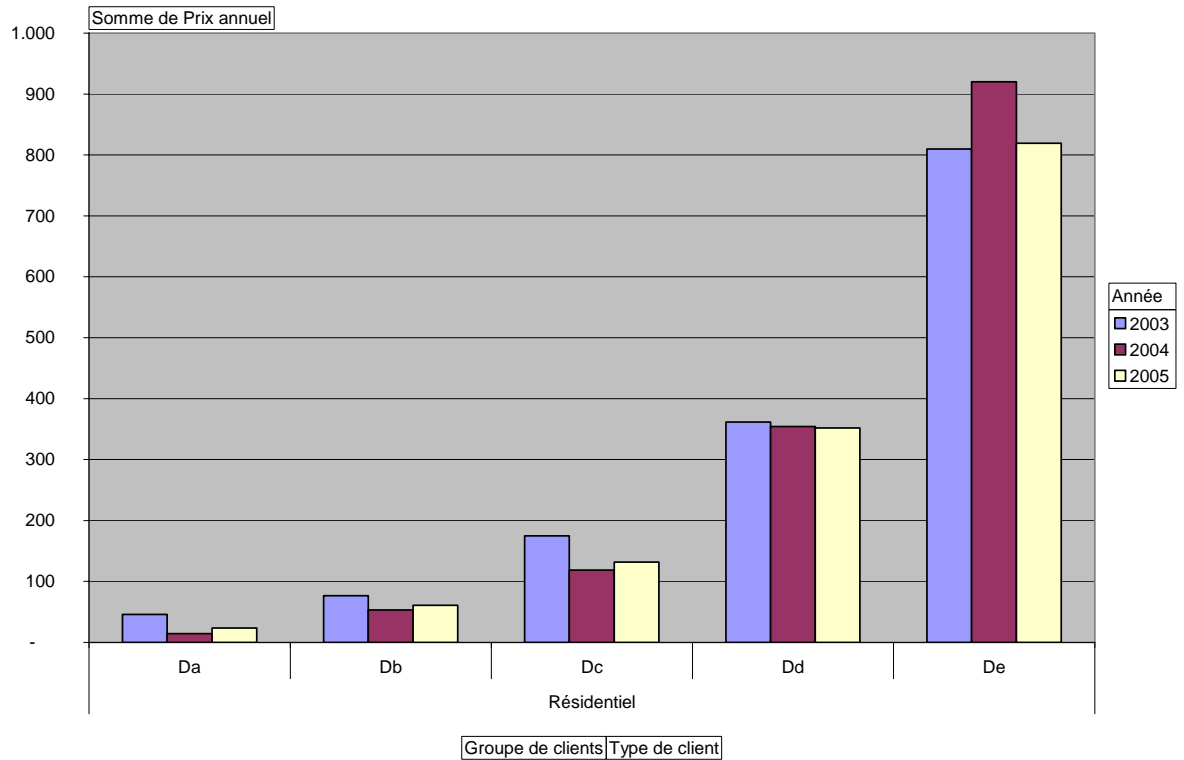


Figure 13 – clients industriels WVEM

I.C. WVEM-ETIZ

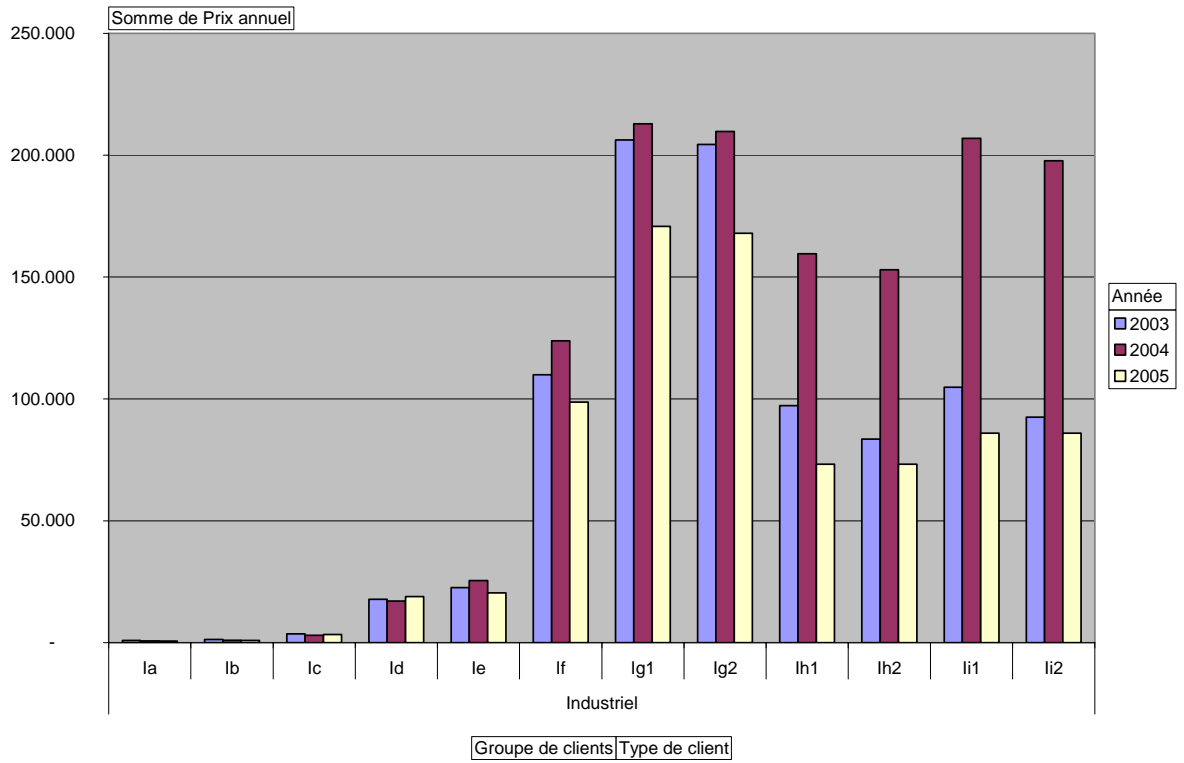


Figure 14 – clients résidentiels WVEM

I.C. WVEM-ETIZ

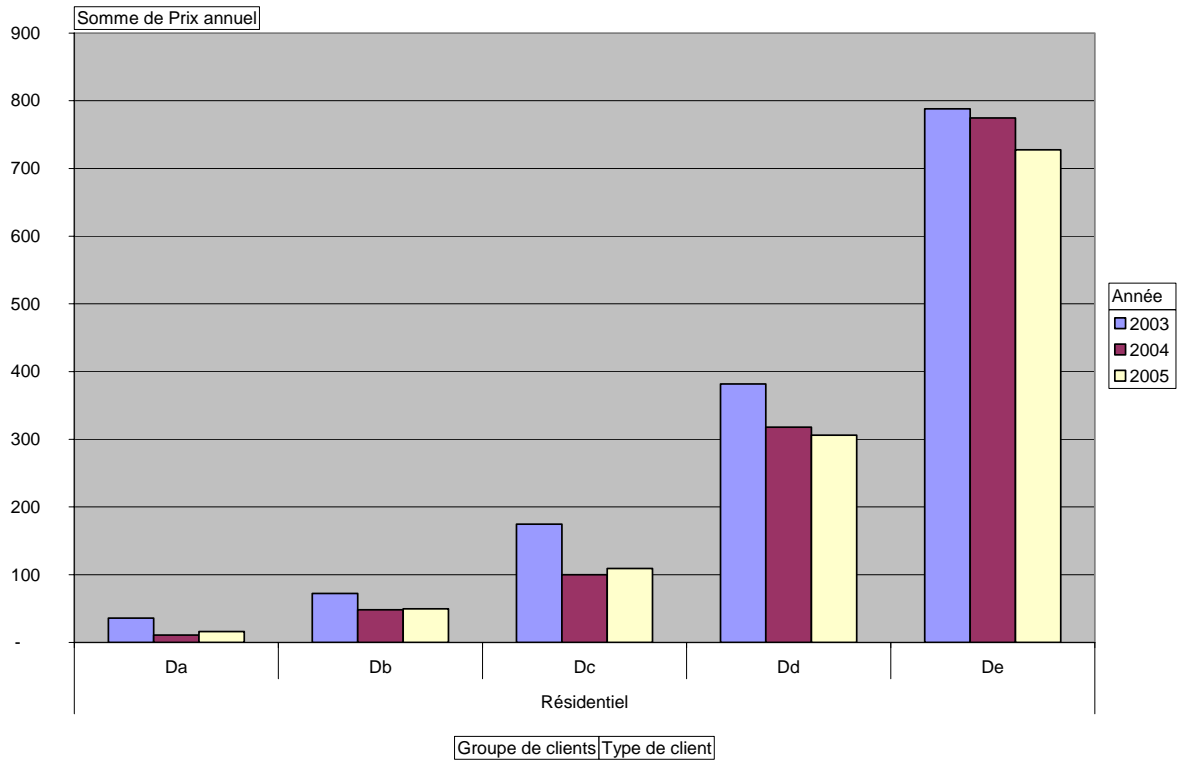


Figure 15 – clients industriels IVERLEK

I.C. IVERLEK

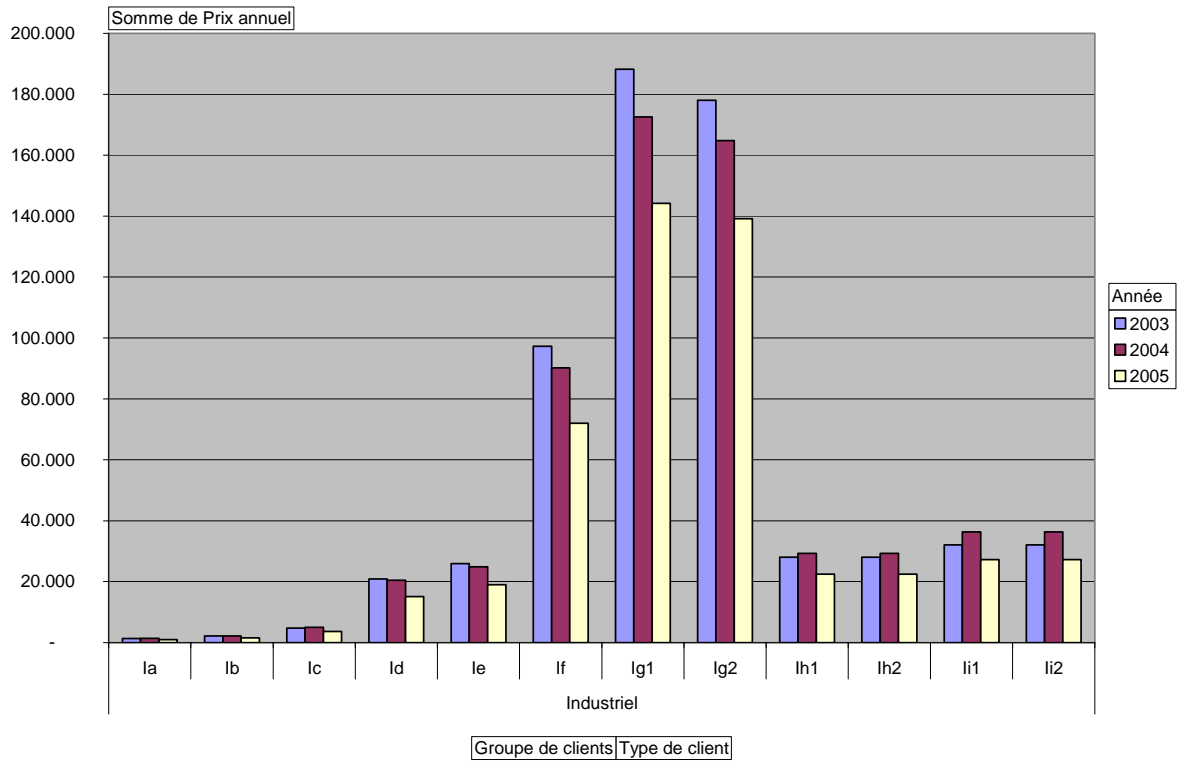


Figure 16 – clients résidentiels IVERLEK

I.C. IVERLEK

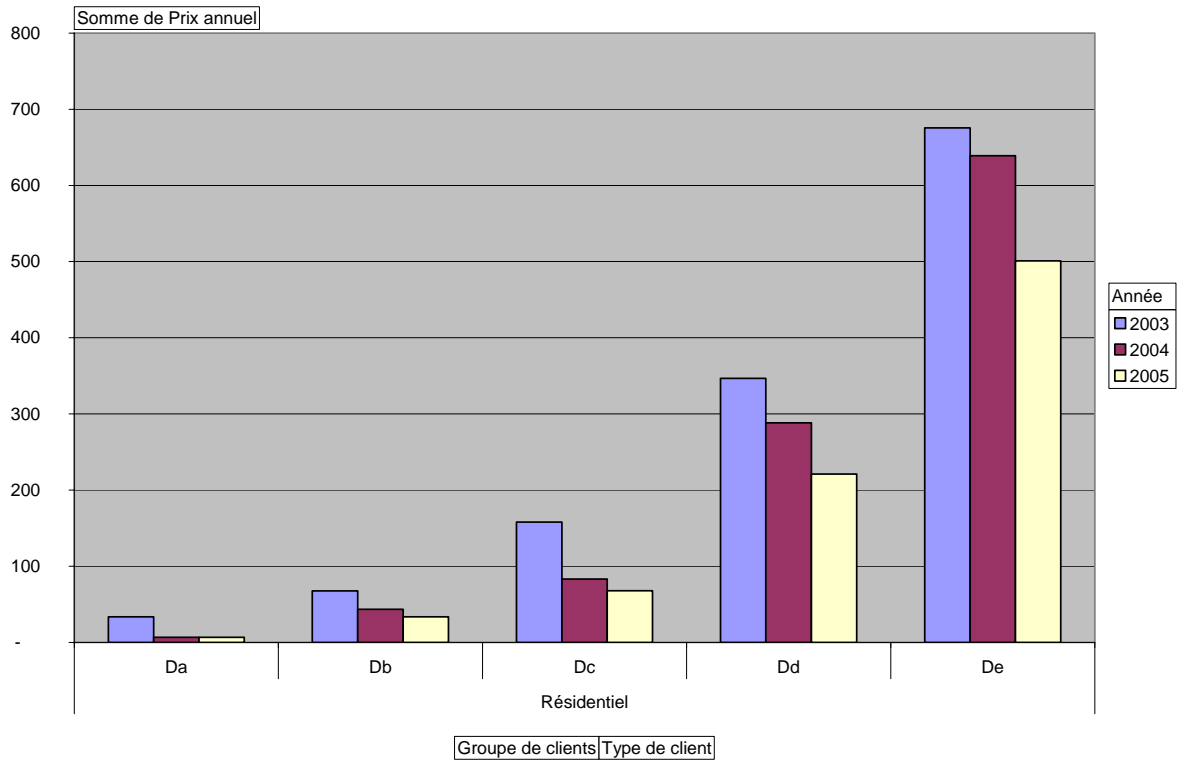


Figure 17 – clients industriels EV/GHA

I.C. EV/GHA

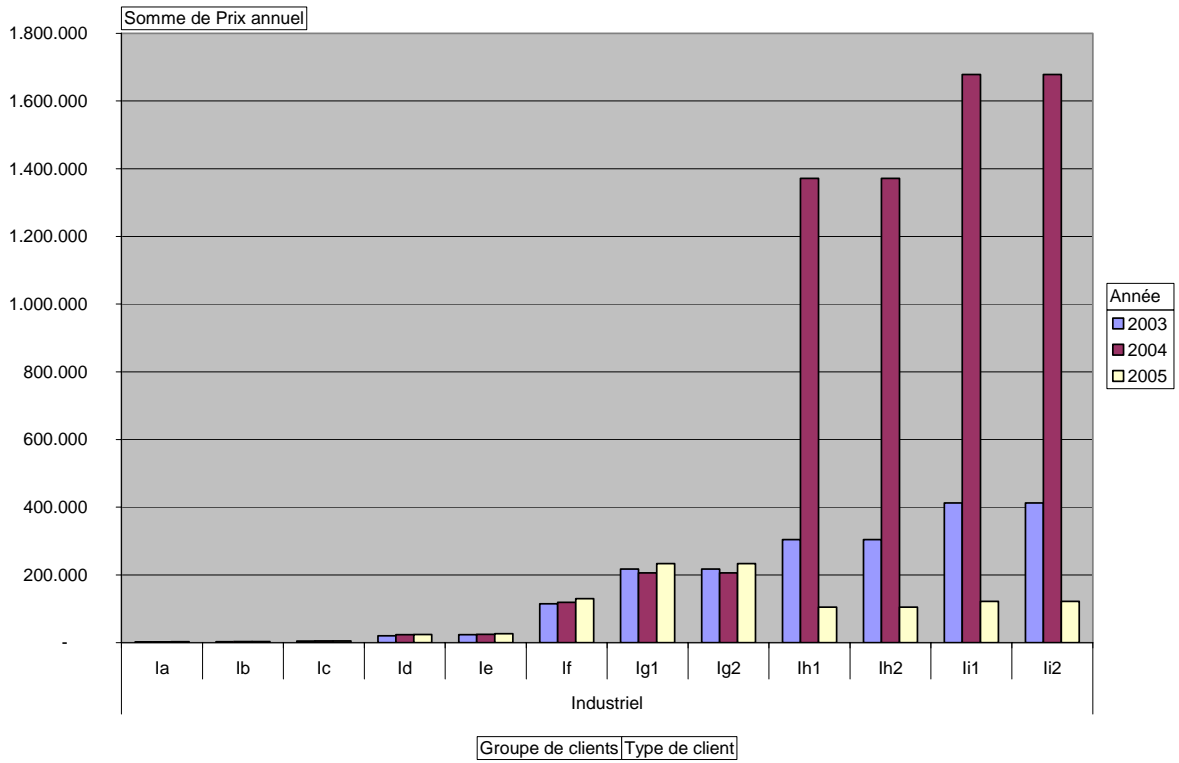


Figure 18 – clients résidentiels EV/GHA

I.C. EV/GHA

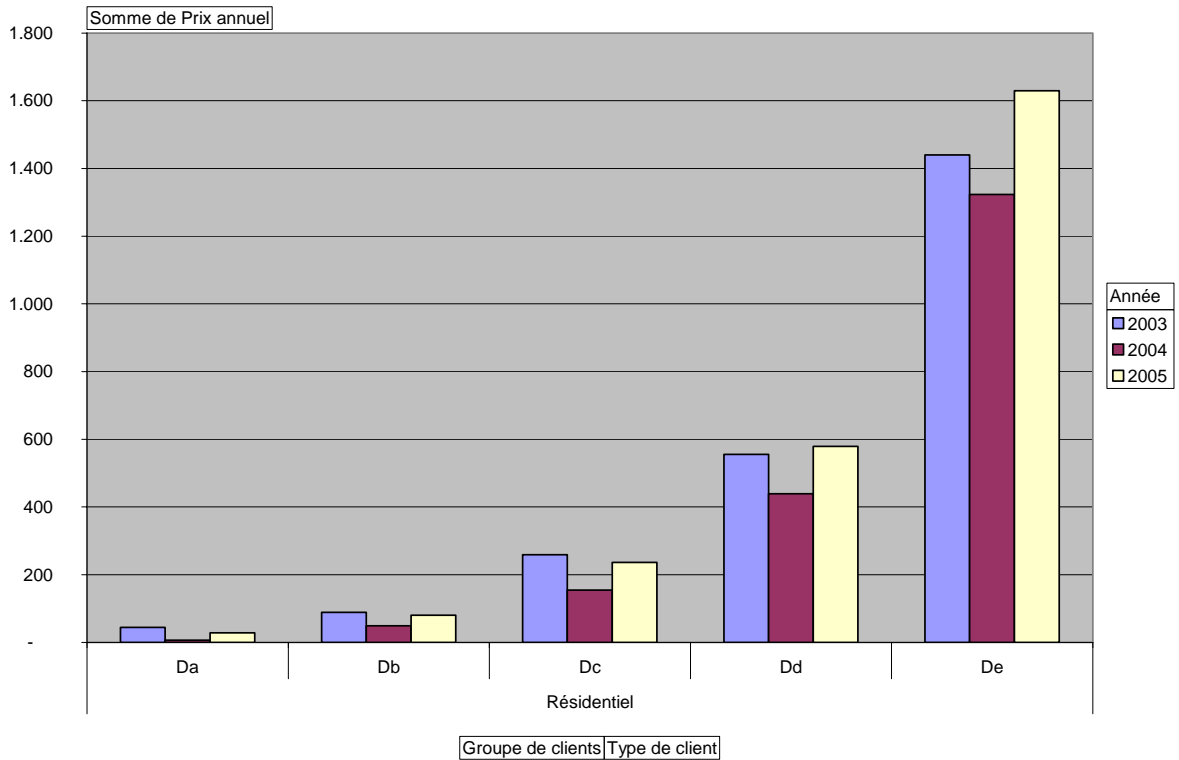


Figure 19 – clients industriels GASELWEST

I.C. GASELWEST

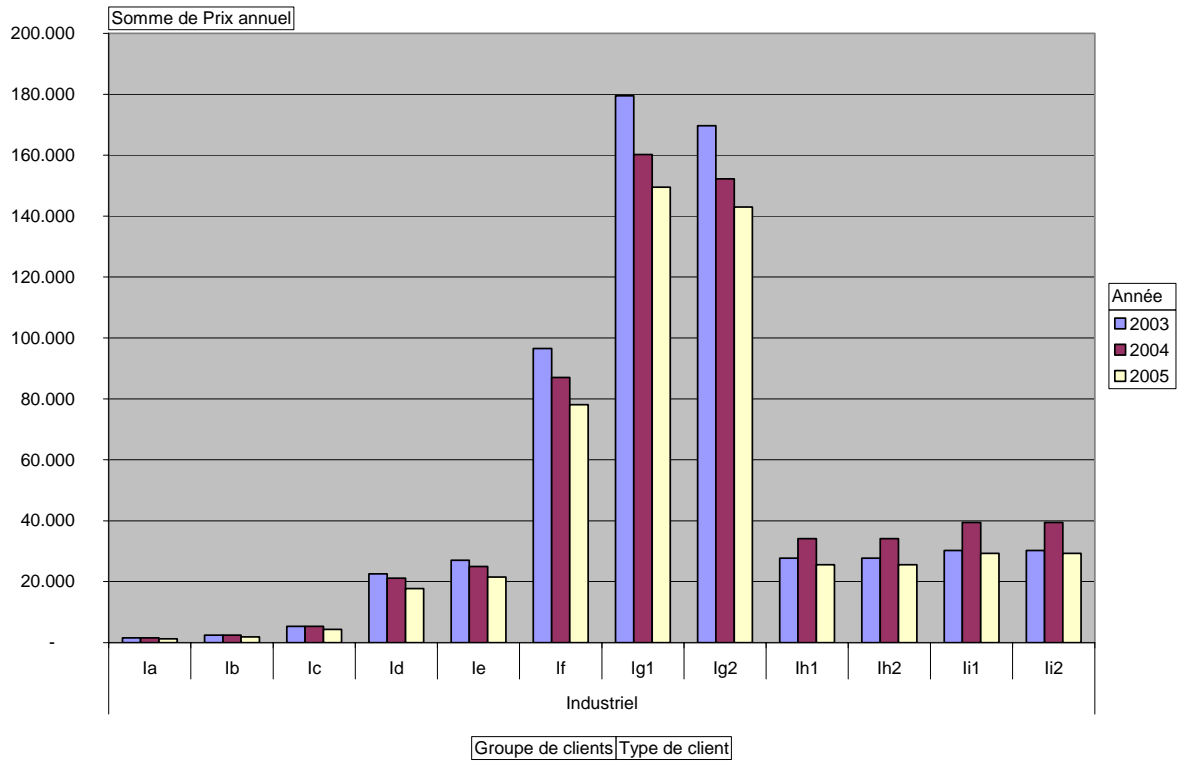


Figure 20 – clients résidentiels GASELWEST

I.C. GASELWEST

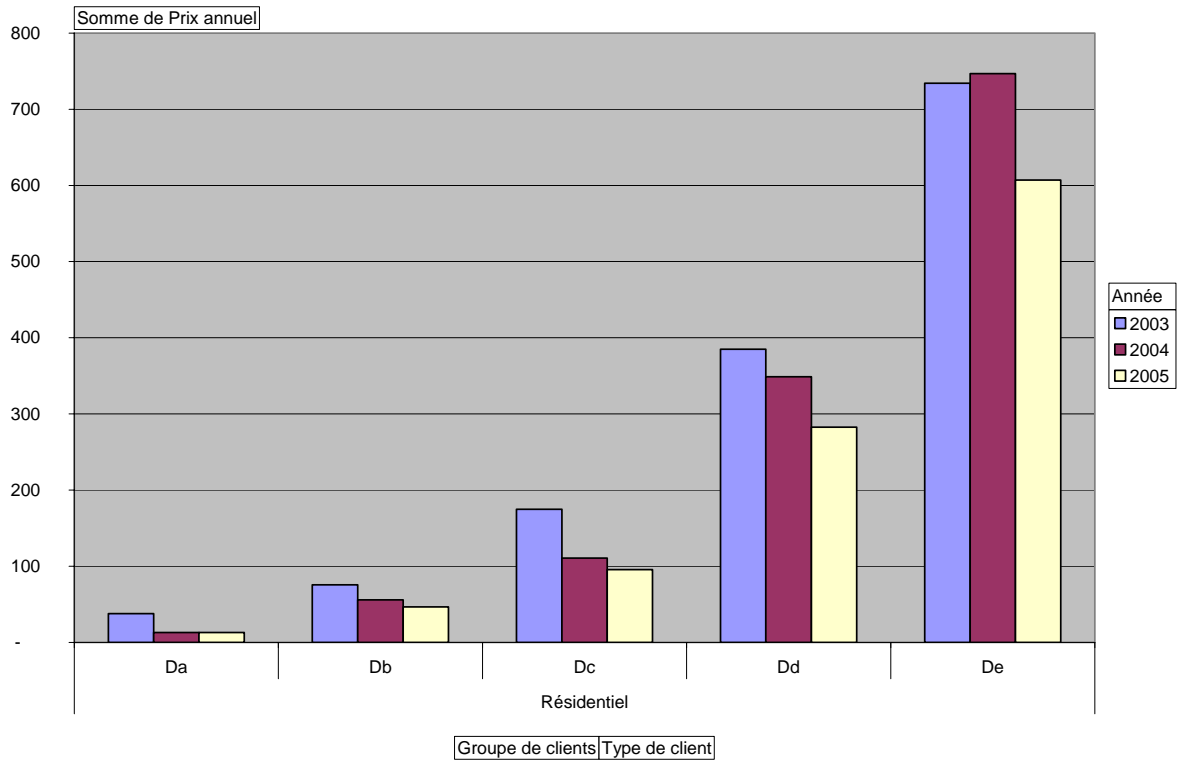


Figure 21 – clients industriels INTERELECTRA

I.C. INTERELECTRA

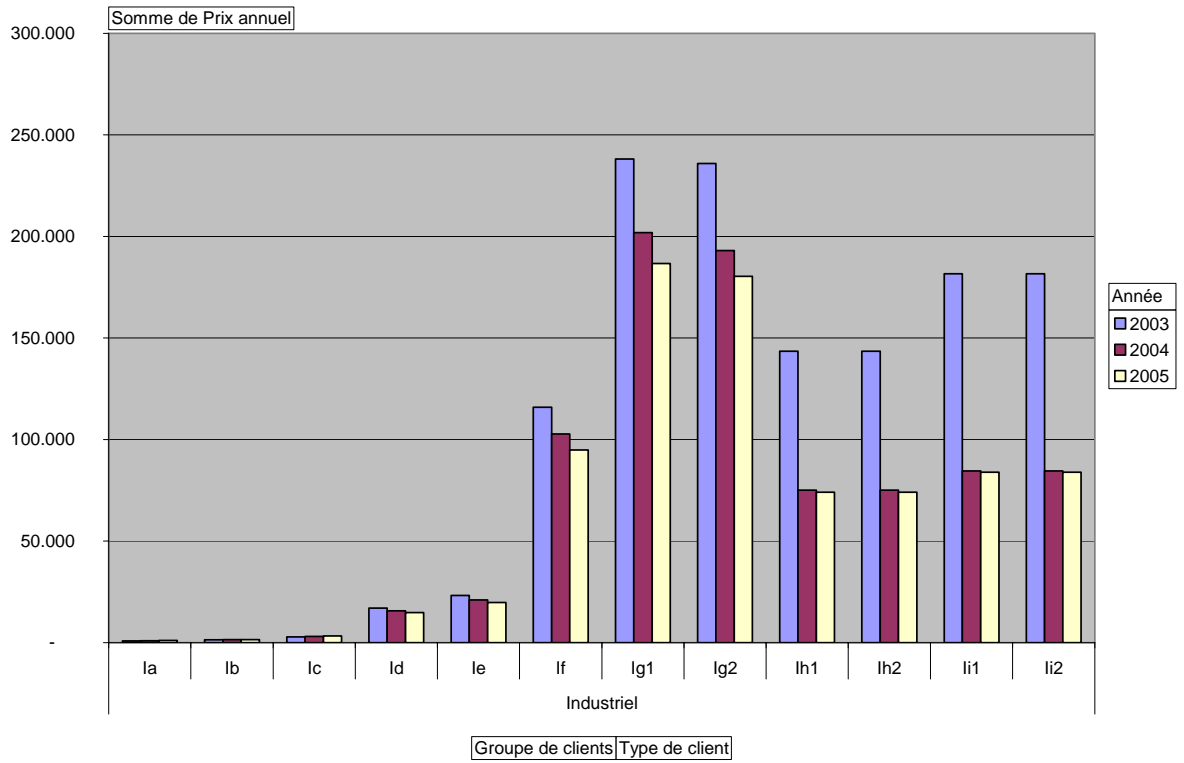


Figure 22 – clients résidentiels INTERELECTRA

I.C. INTERELECTRA

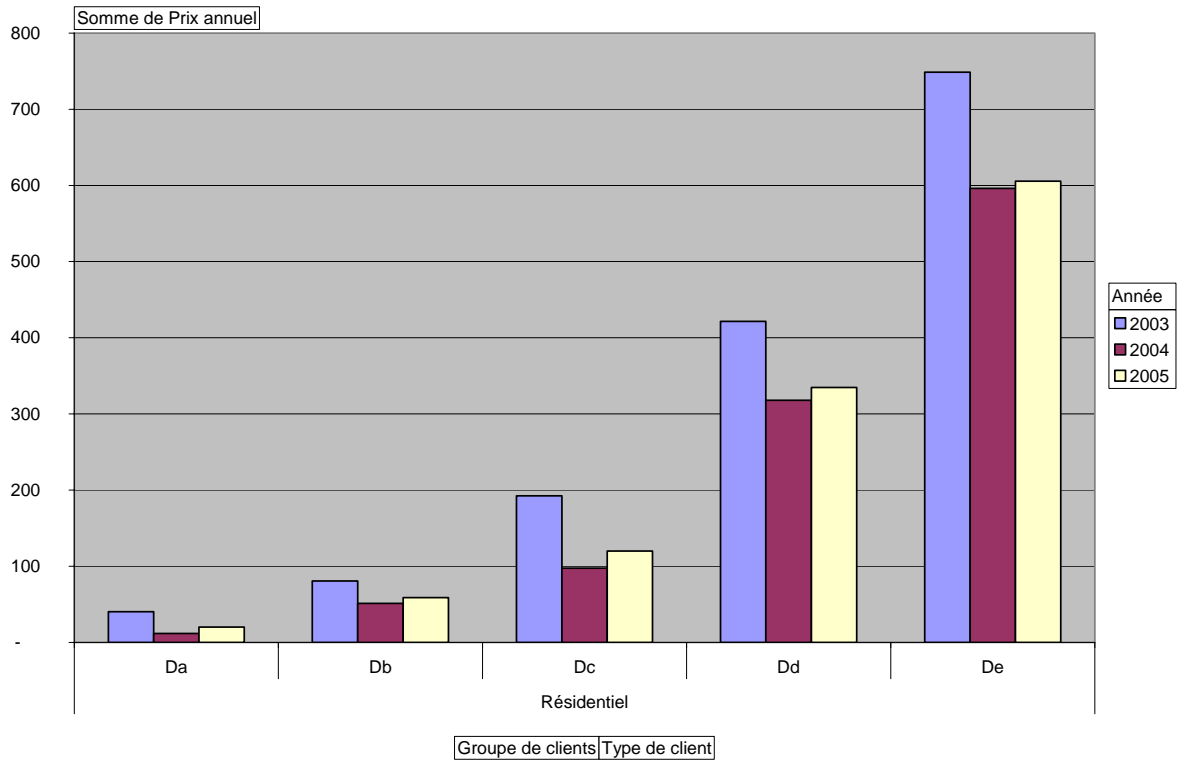


Figure 23 – clients industriels INTERGEM

I.C. INTERGEM

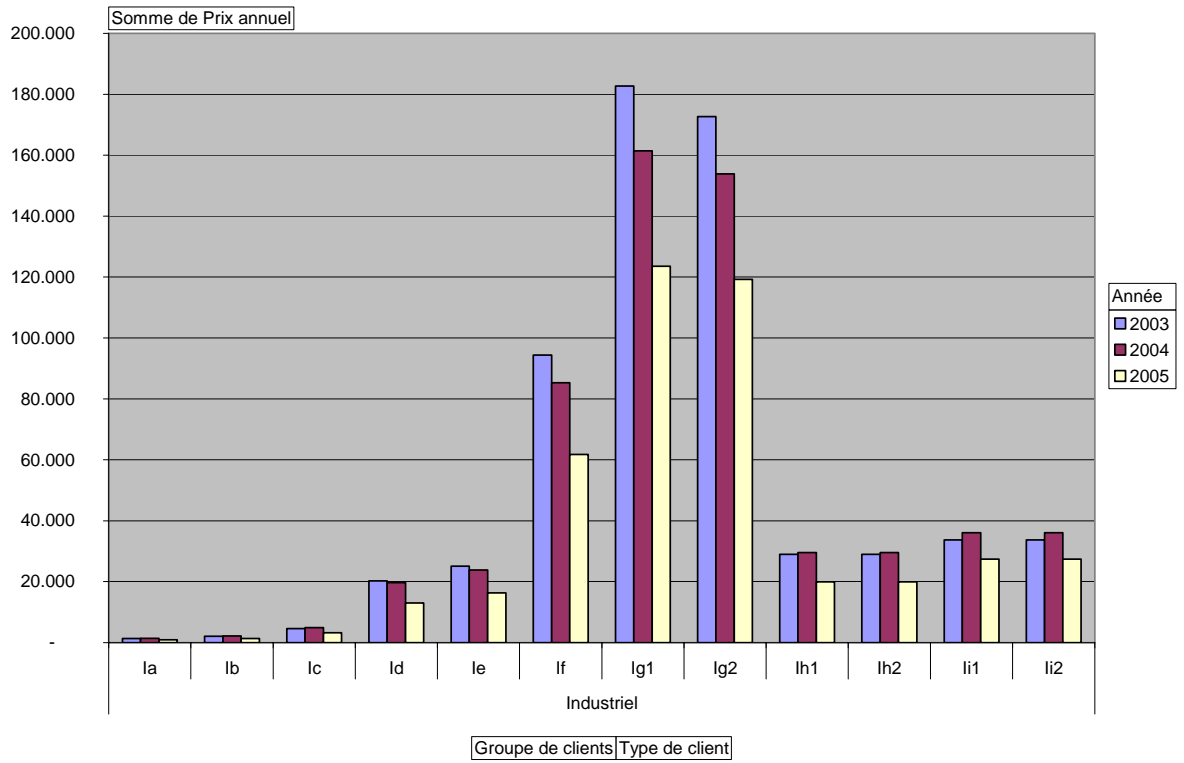


Figure 24 – clients résidentiels INTERGEM

I.C. INTERGEM

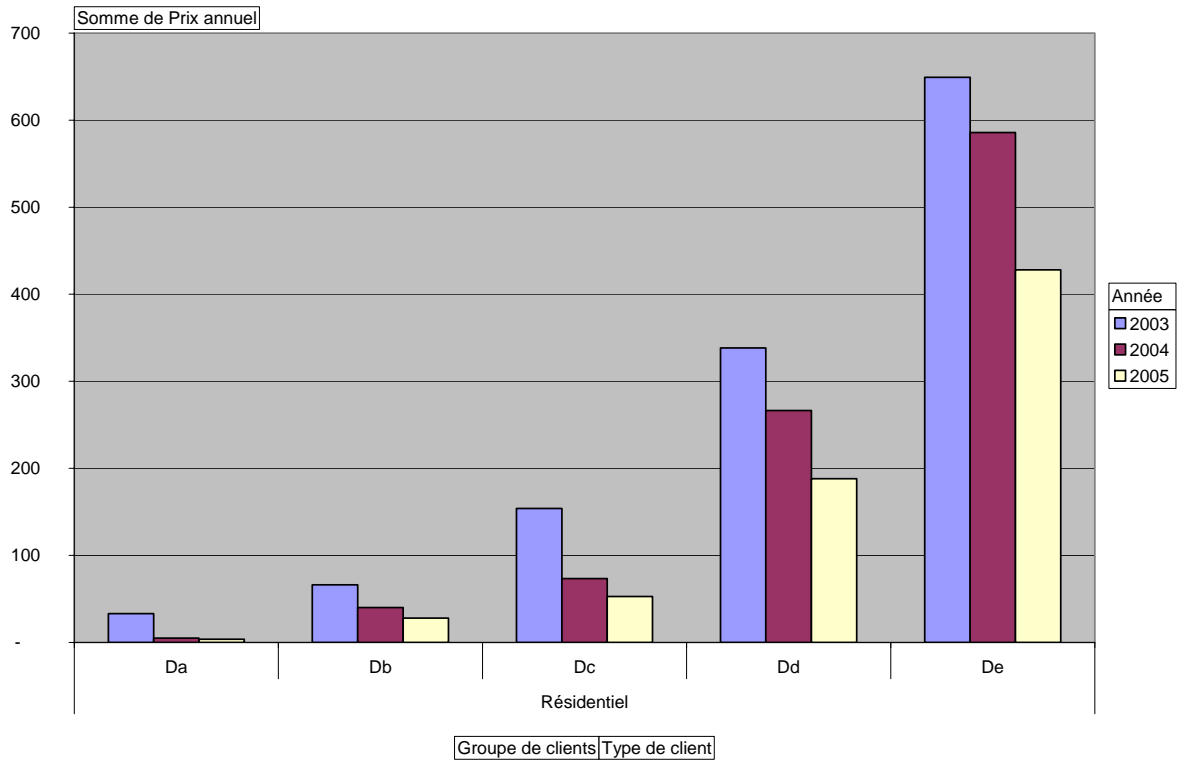


Figure 25 – clients industriels IVEG

I.C. IVEG

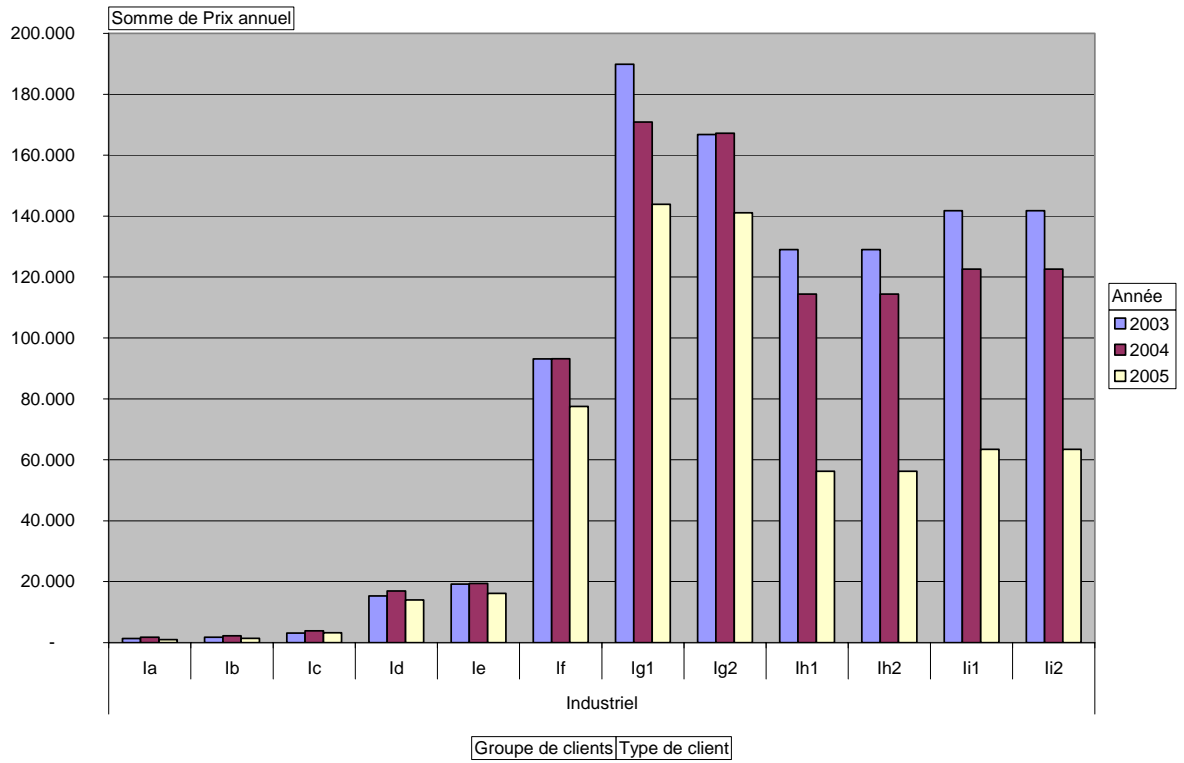


Figure 26 – clients résidentiels IVEG

I.C. IVEG

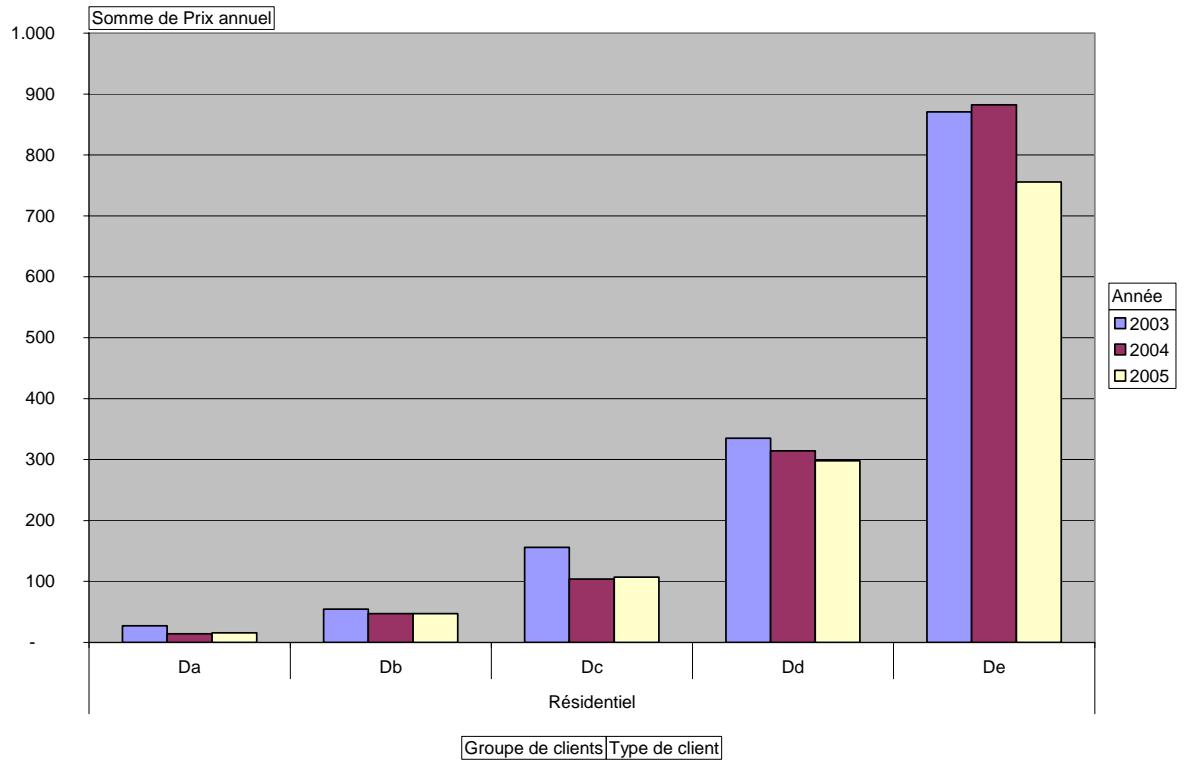


Figure 27 – clients industriels SIBELGAS NOORD

I.C. SIBELGAS NOORD

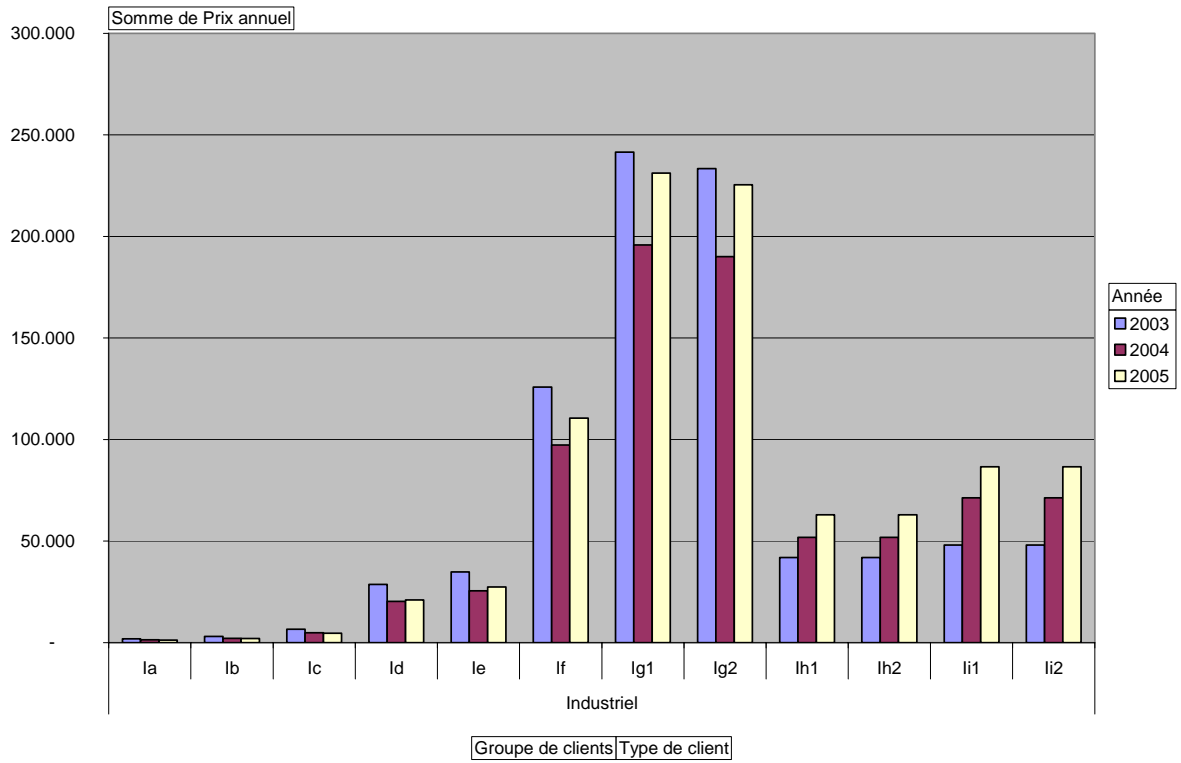


Figure 28 – clients résidentiels SIBELGAS NOORD

I.C. SIBELGAS NOORD

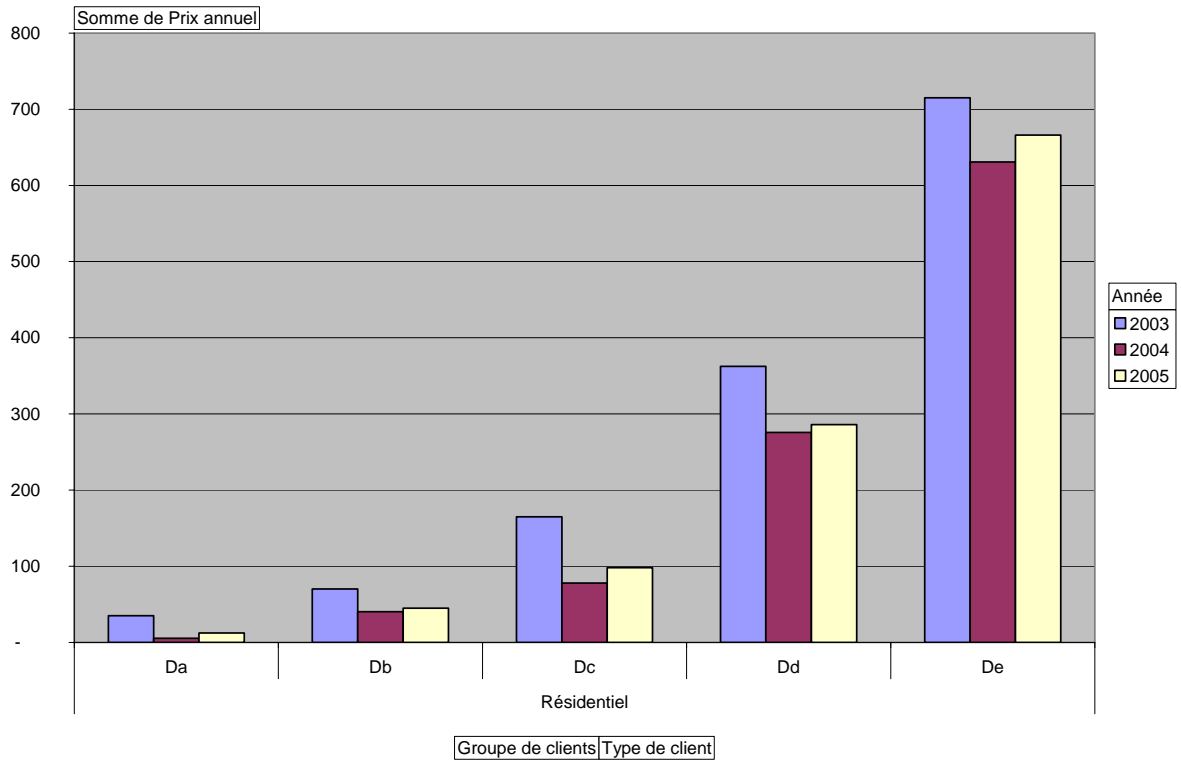


Figure 29 – clients industriels SIMOGEL

I.C. SIMOGEL

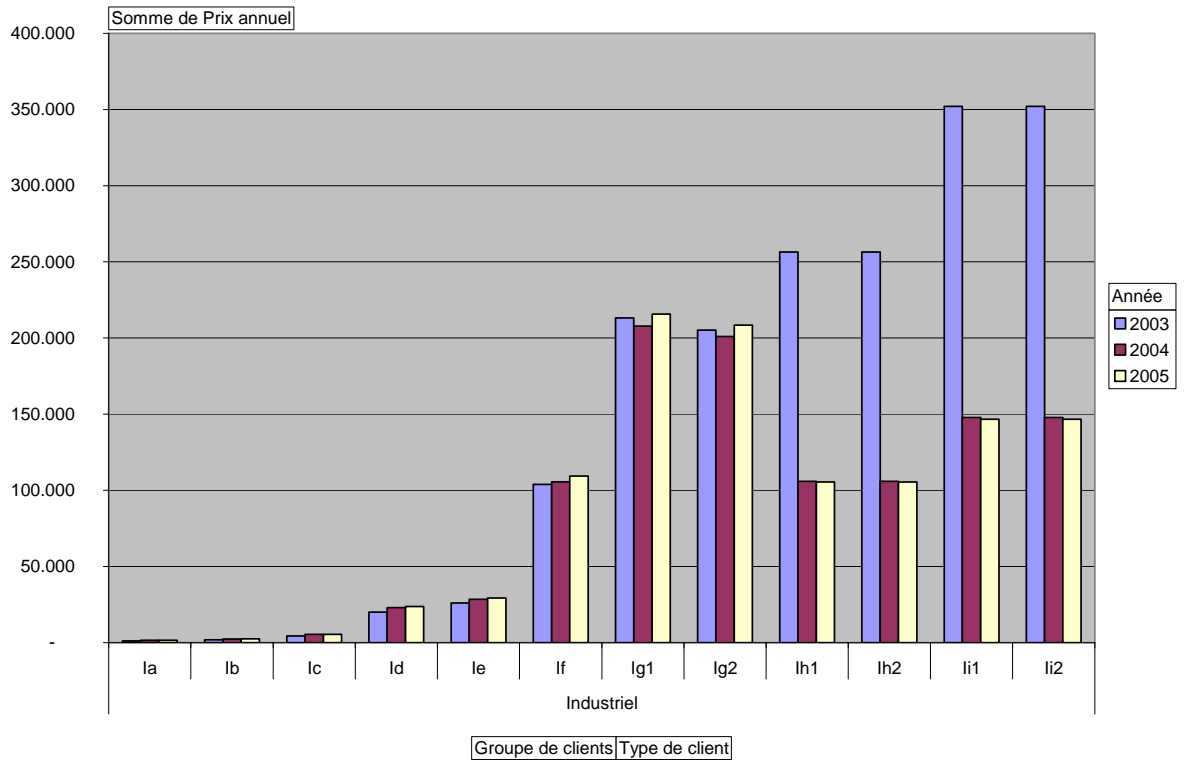


Figure 30 – clients résidentiels SIMOGEL

I.C. SIMOGEL

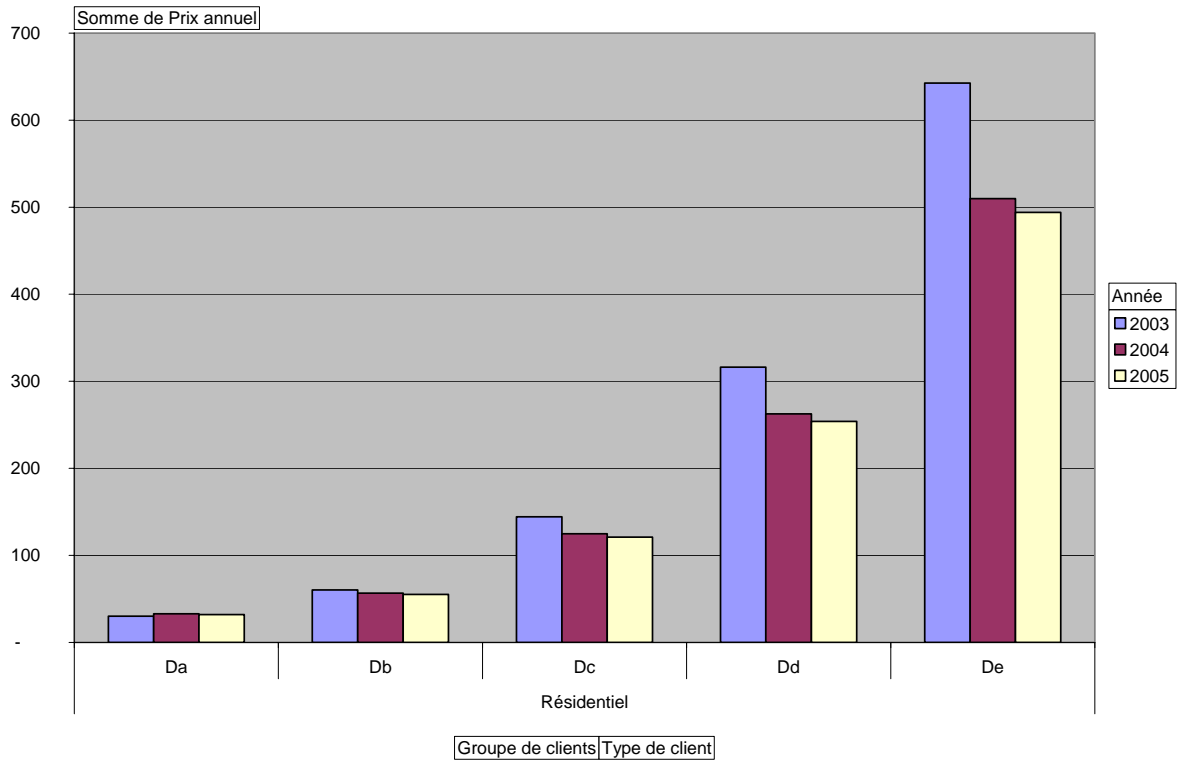


Figure 31 – clients industriels IEH

I.C. | IEH

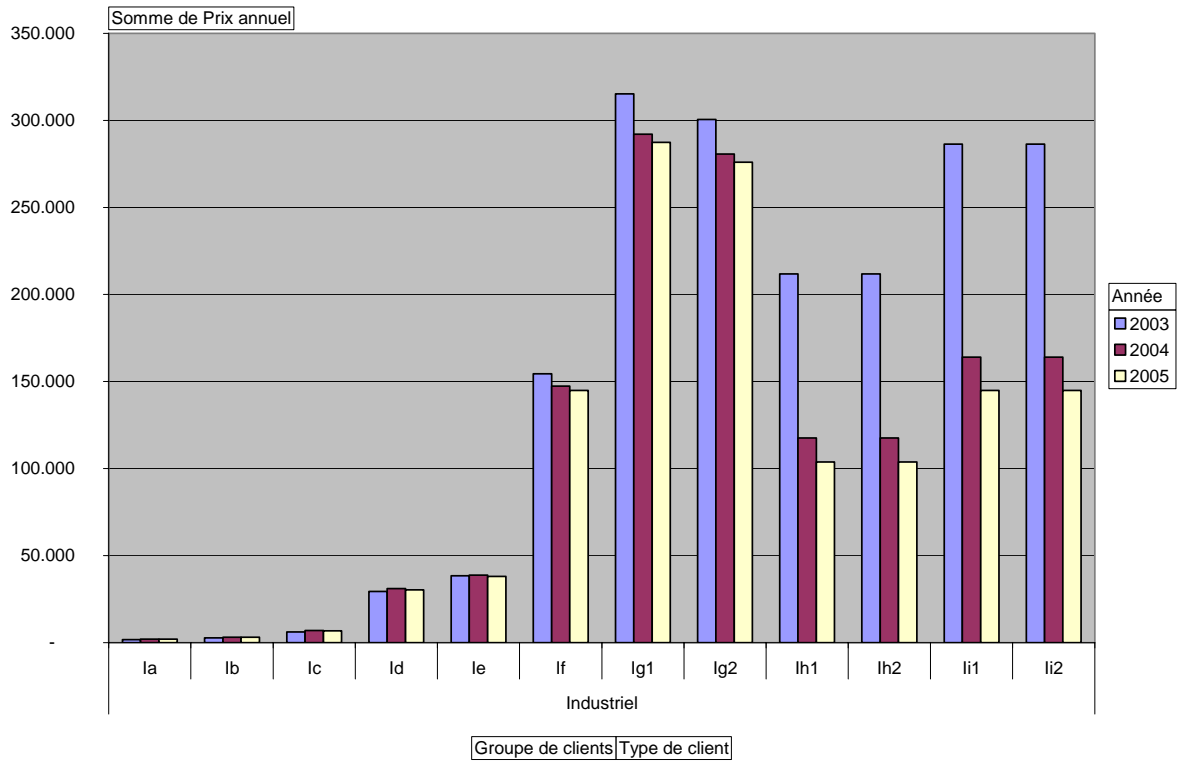


Figure 32 – clients résidentiels IEH

I.C. | IEH

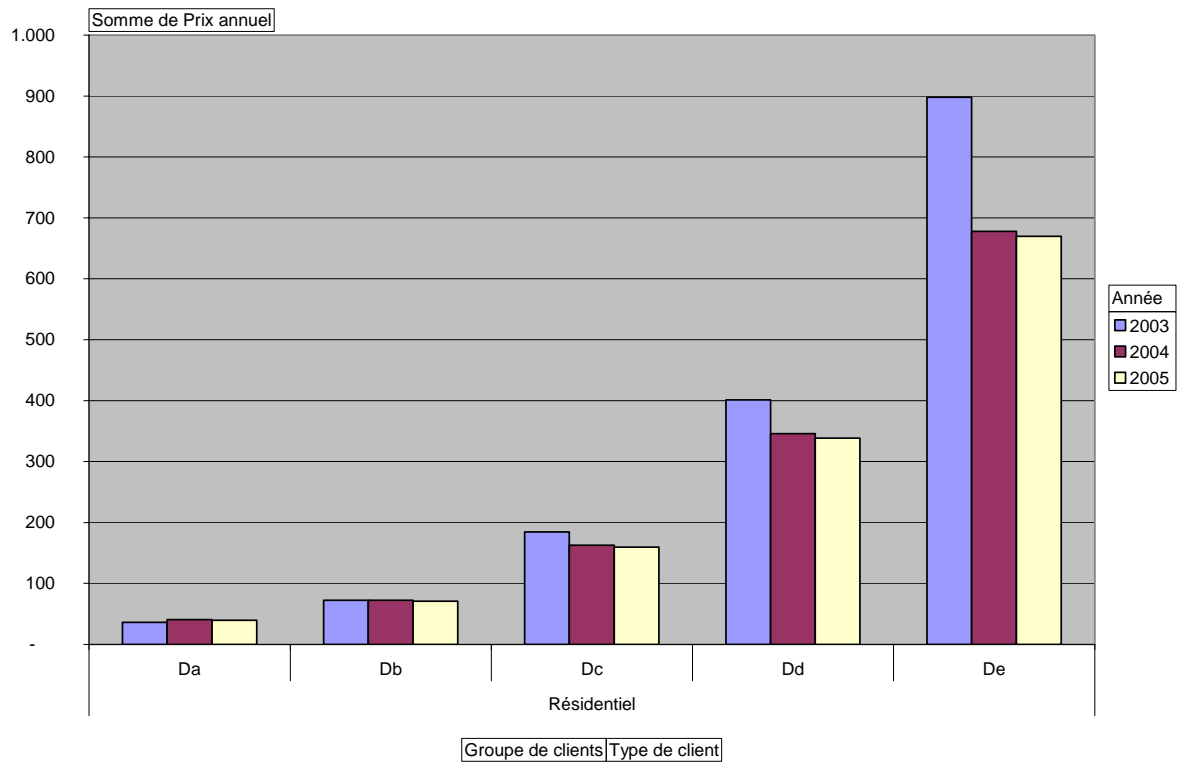


Figure 33 – clients industriels SEDILEC

I.C. SEDILEC

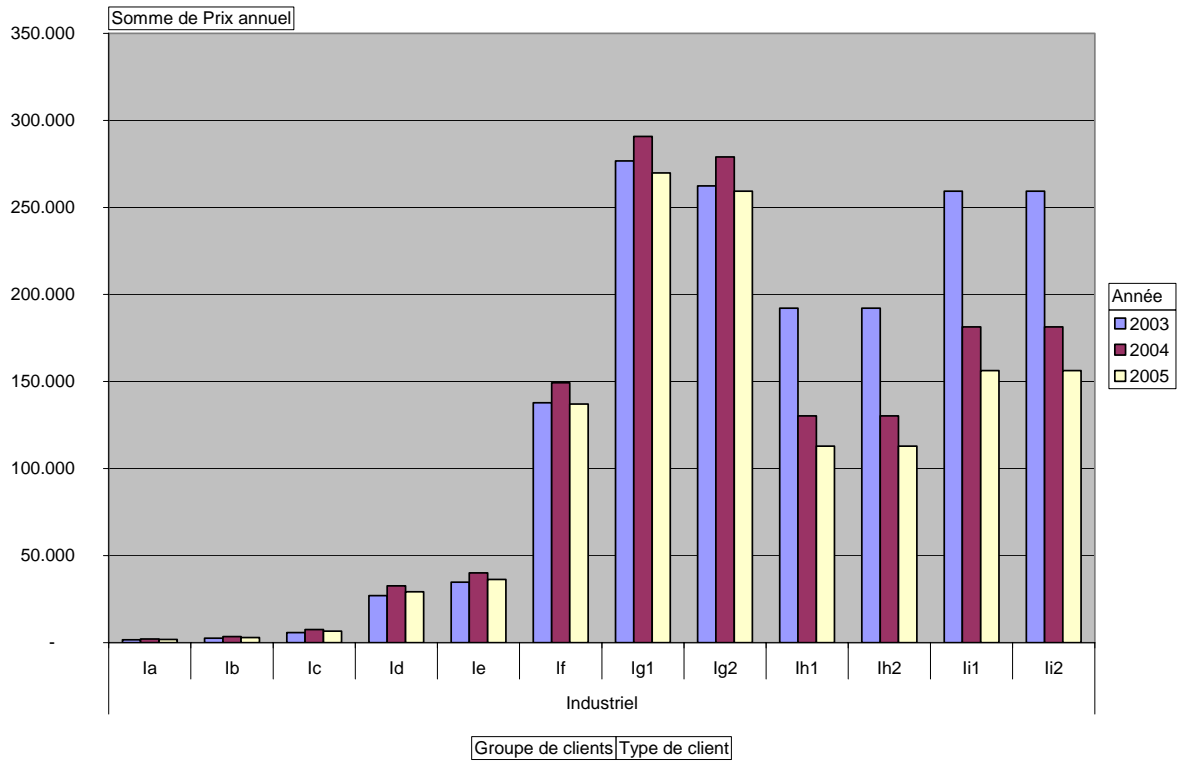


Figure 34 – clients résidentiels SEDILEC

I.C. SEDILEC

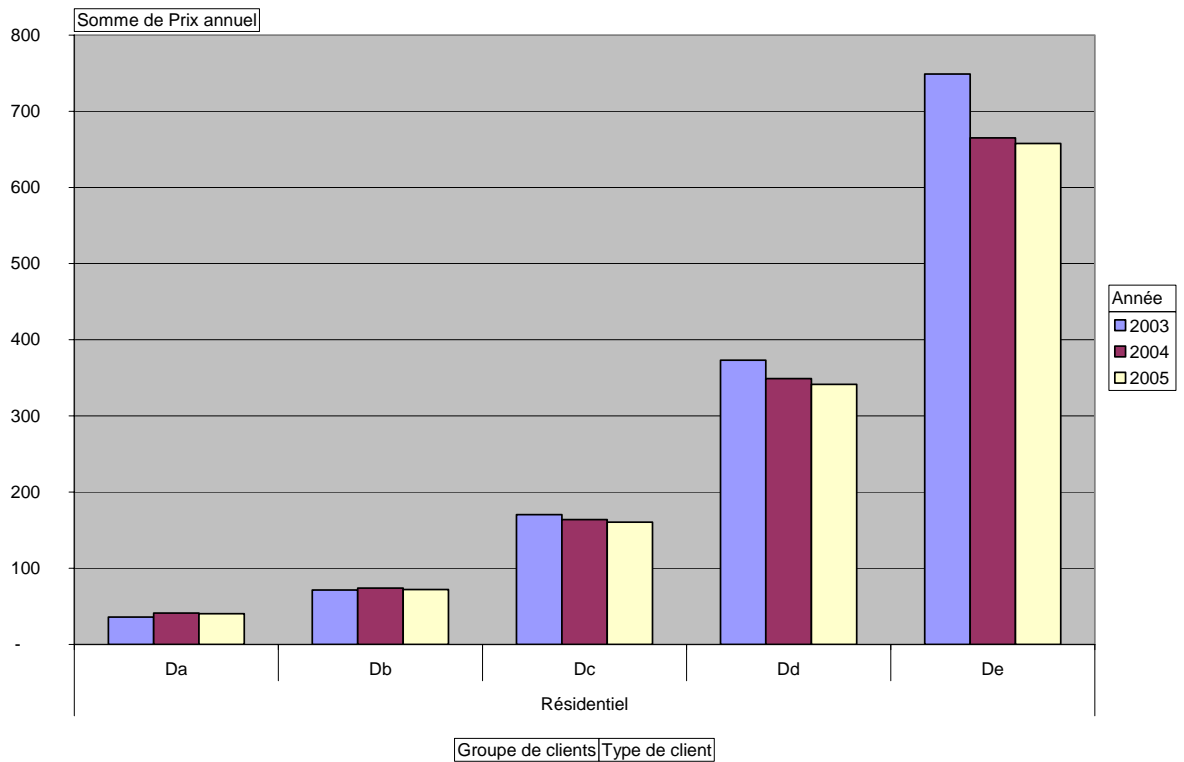


Figure 35 – clients industriels INTEREST

I.C. INTEREST

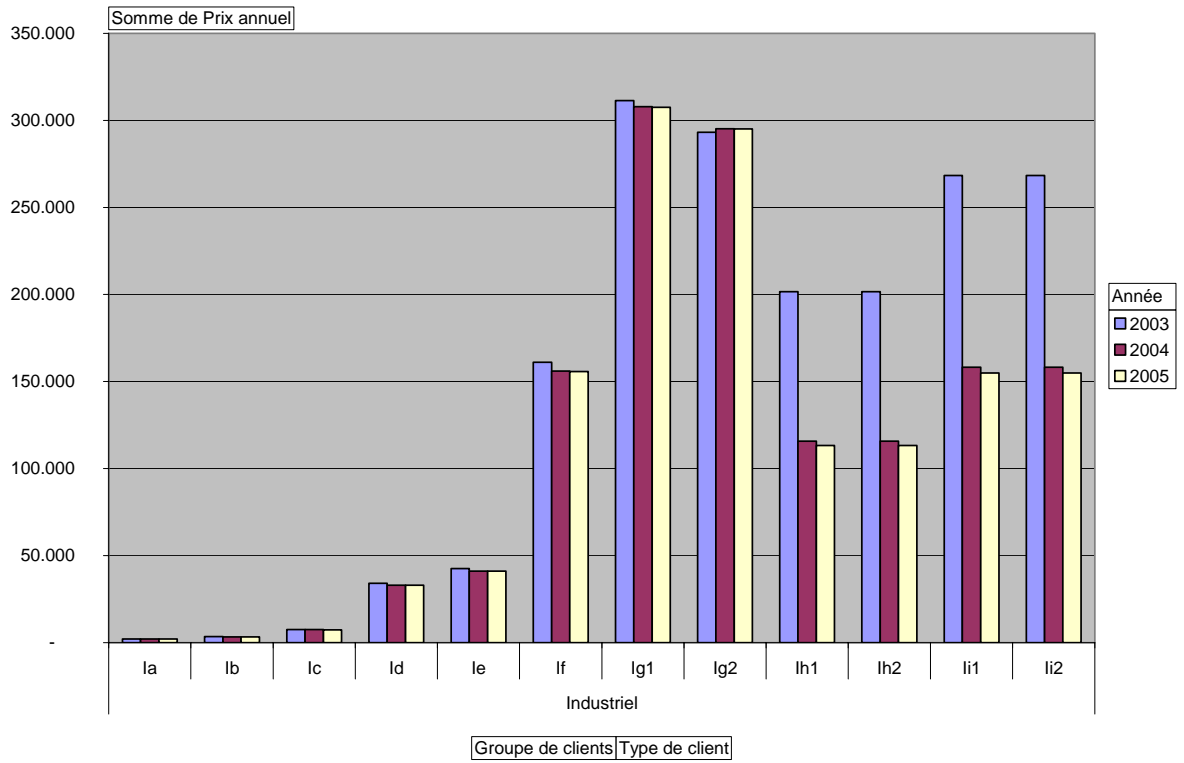


Figure 36 – clients résidentiels INTEREST

I.C. INTEREST

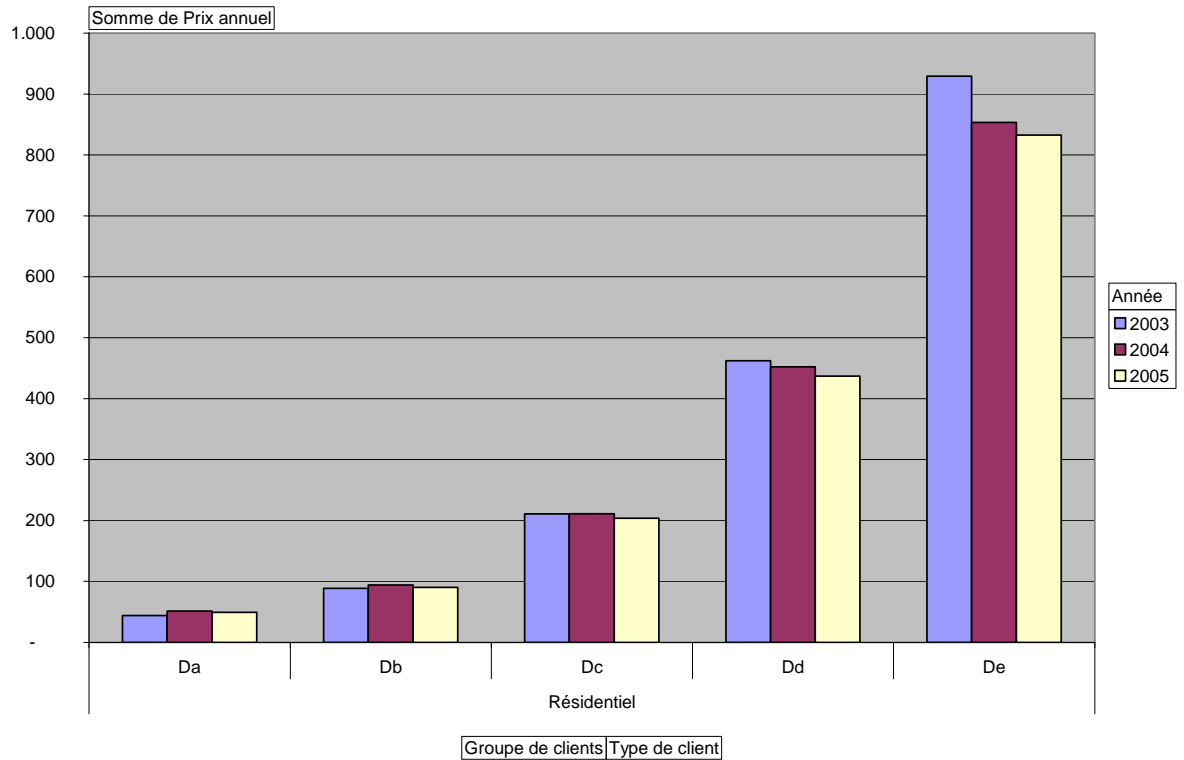


Figure 37 – clients industriels INTERMOSANE

I.C. INTERMOSANE

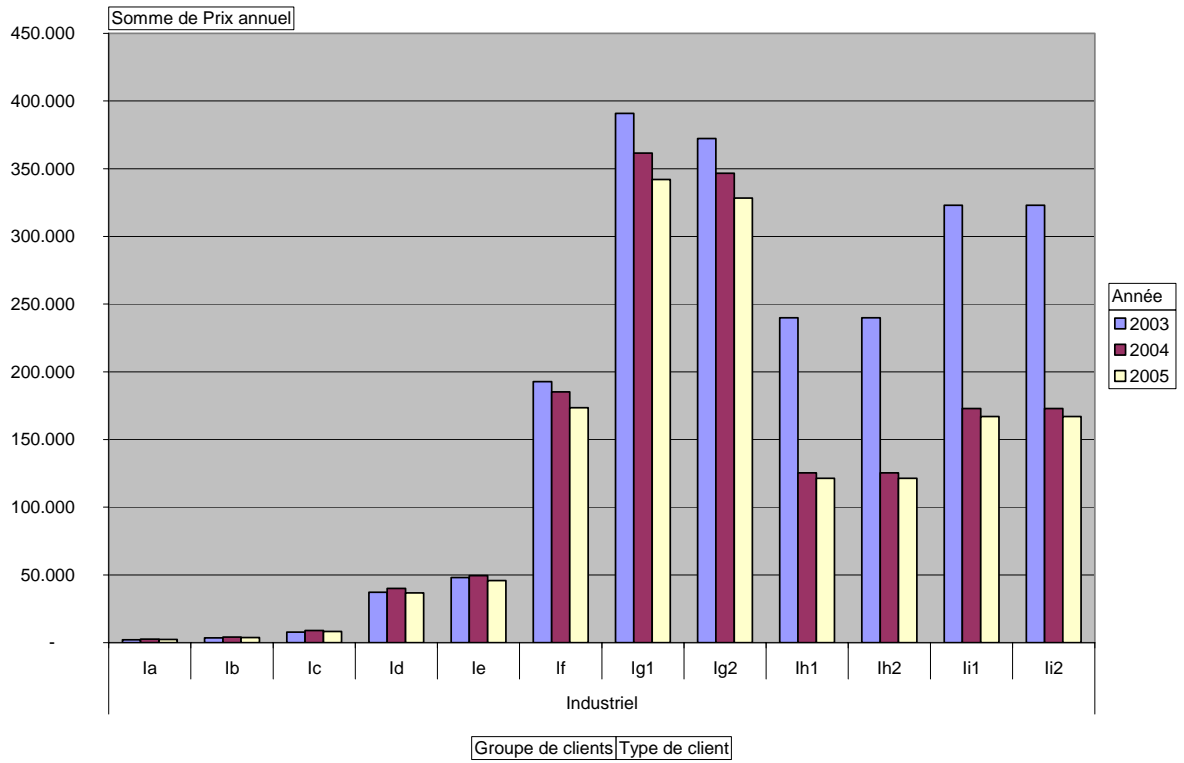


Figure 38 – clients résidentiels INTERMOSANE

I.C. INTERMOSANE

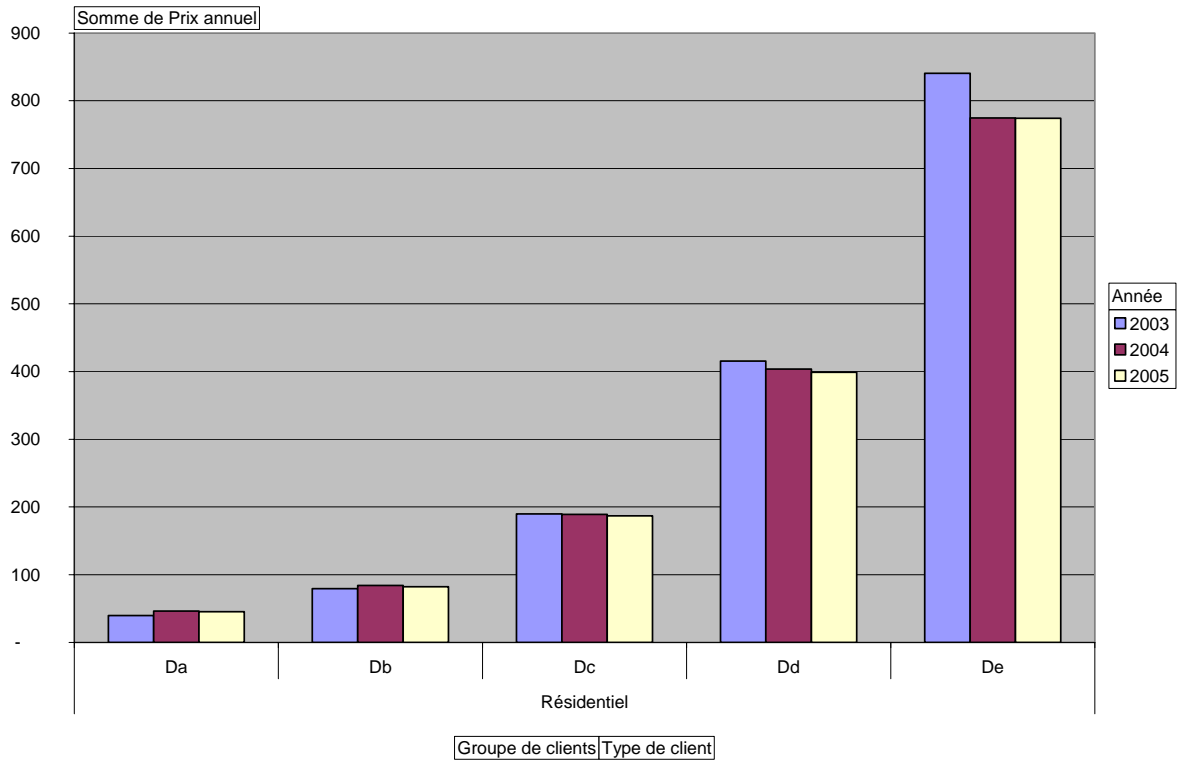


Figure 39 – clients industriels IDEG

I.C. IDEG

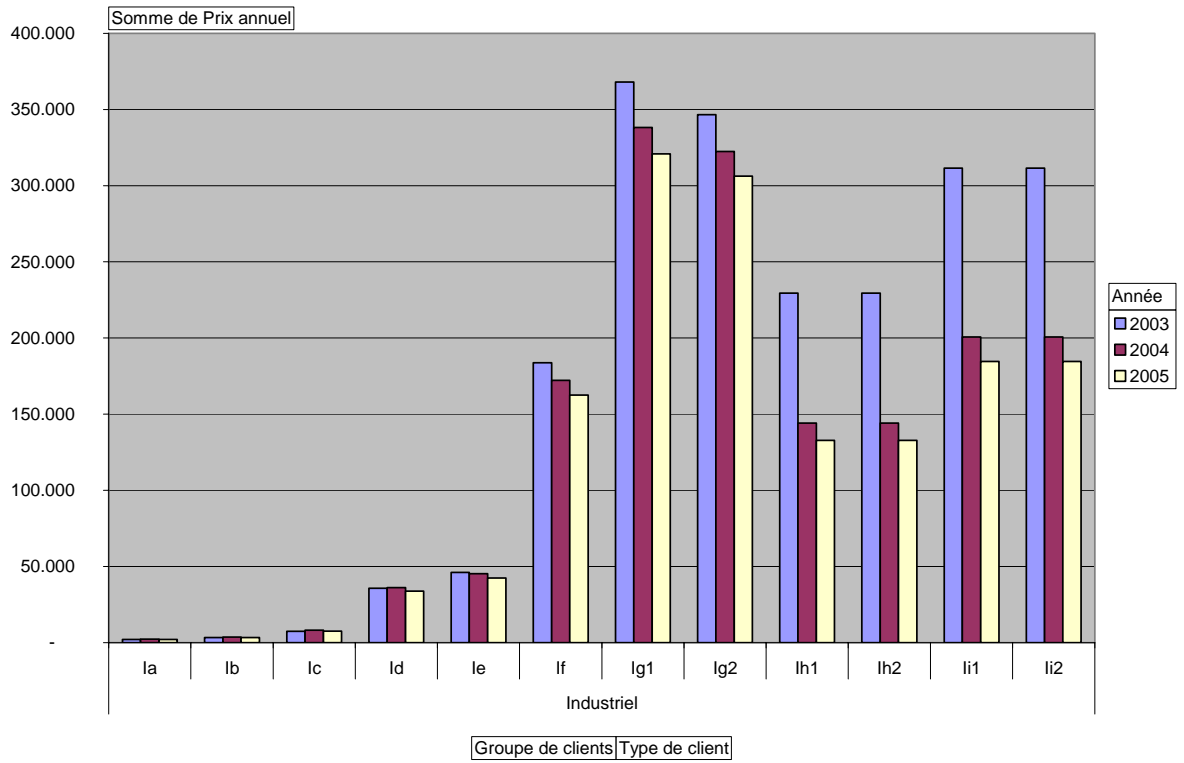


Figure 40 – clients résidentiels IDEG

I.C. IDEG

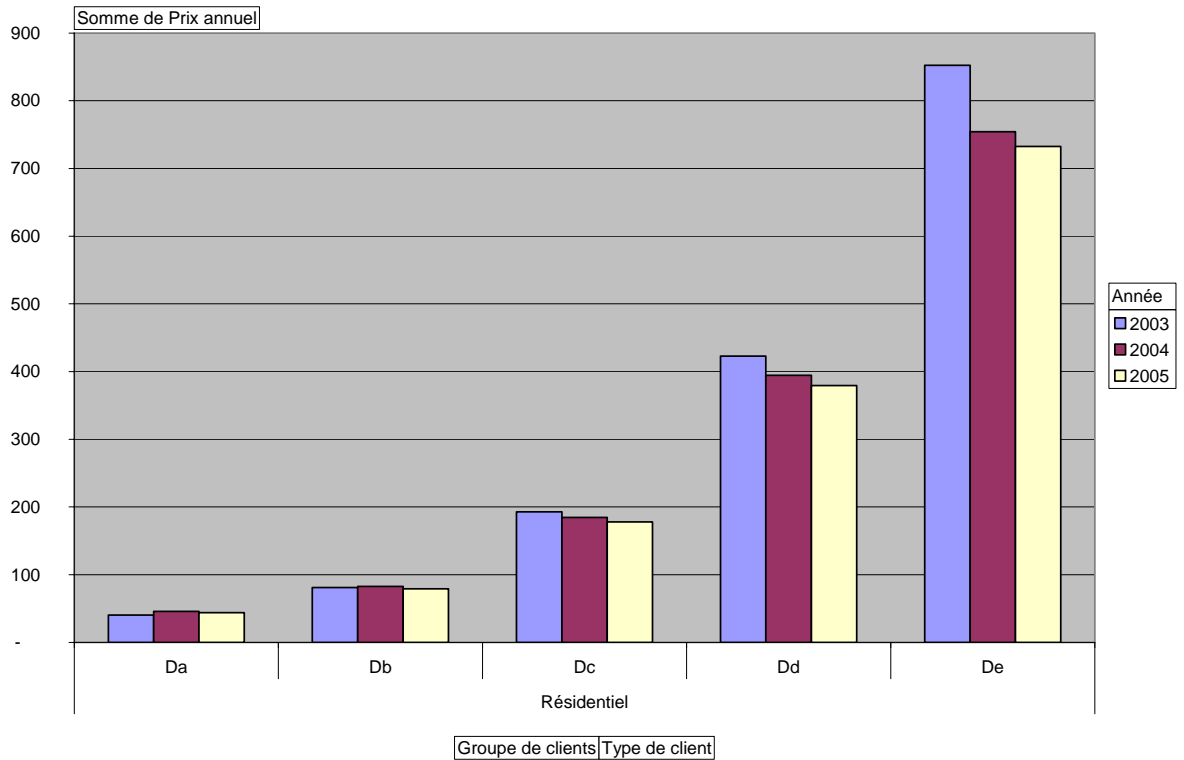


Figure 41 – clients industriels INTERLUX

I.C. INTERLUX

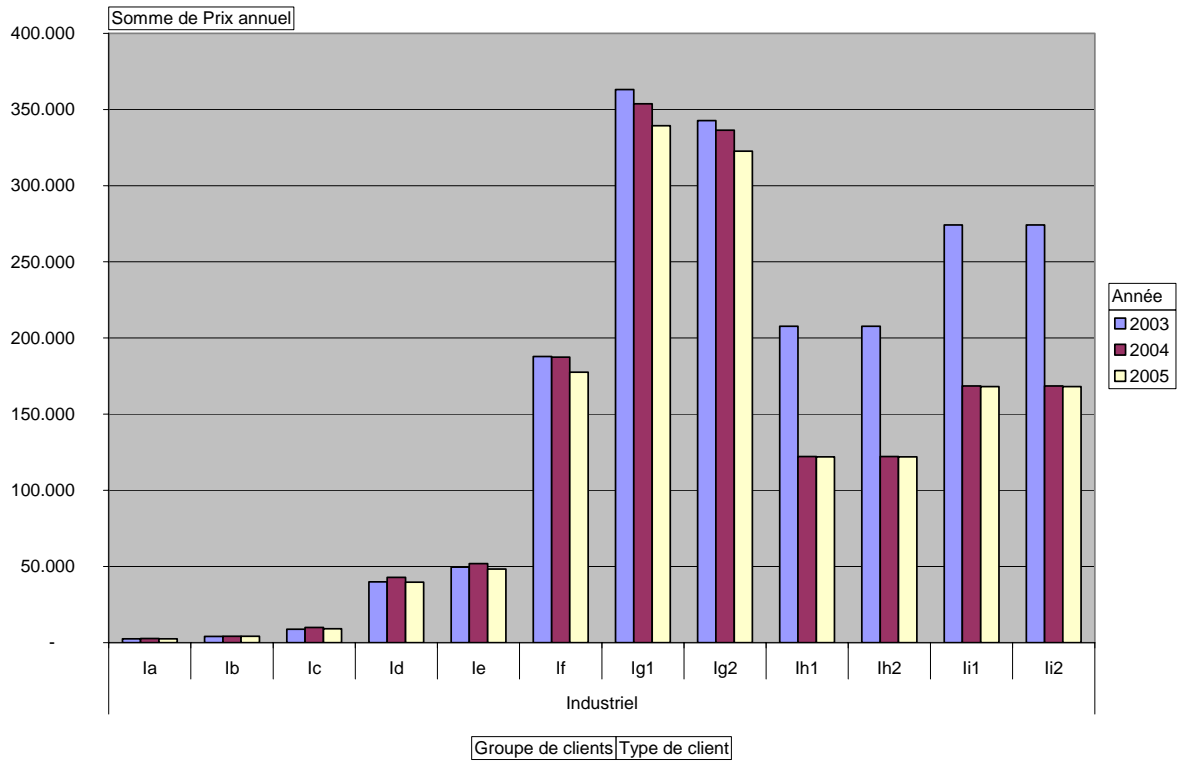


Figure 42 – clients résidentiels INTERLUX

I.C. INTERLUX

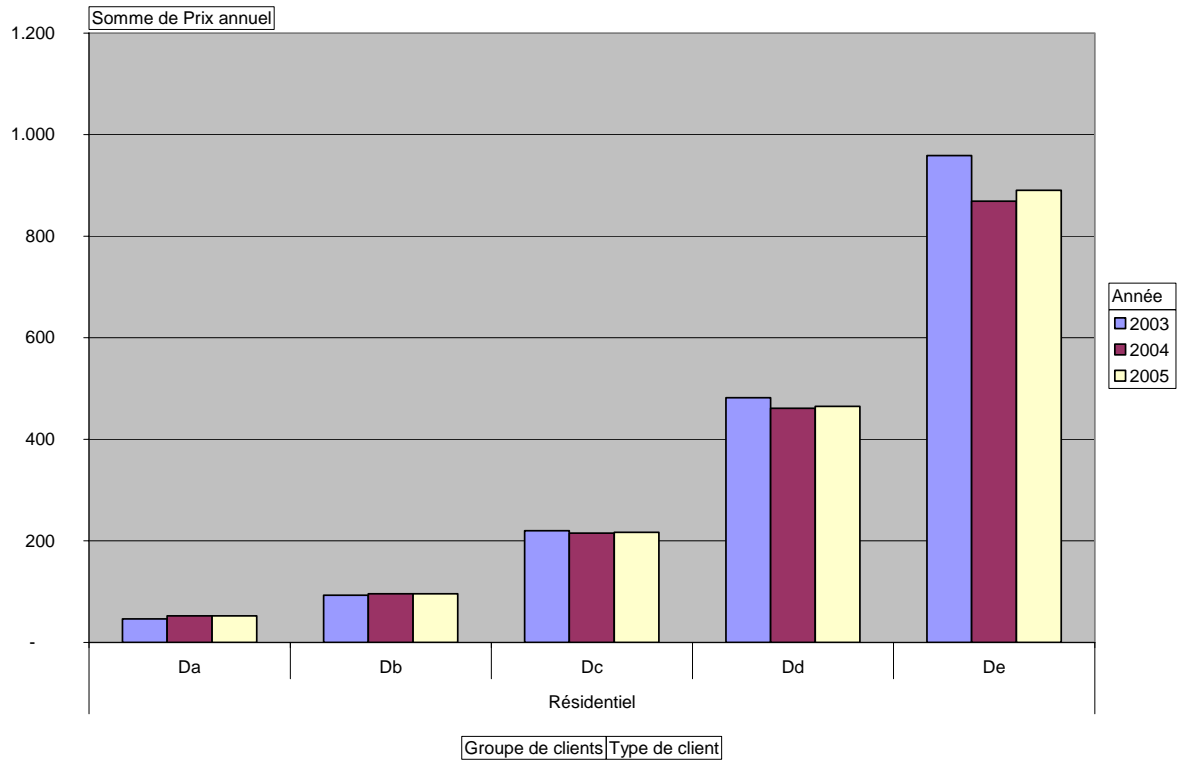


Figure 43 – clients industriels AGEM

I.C. | AGEM

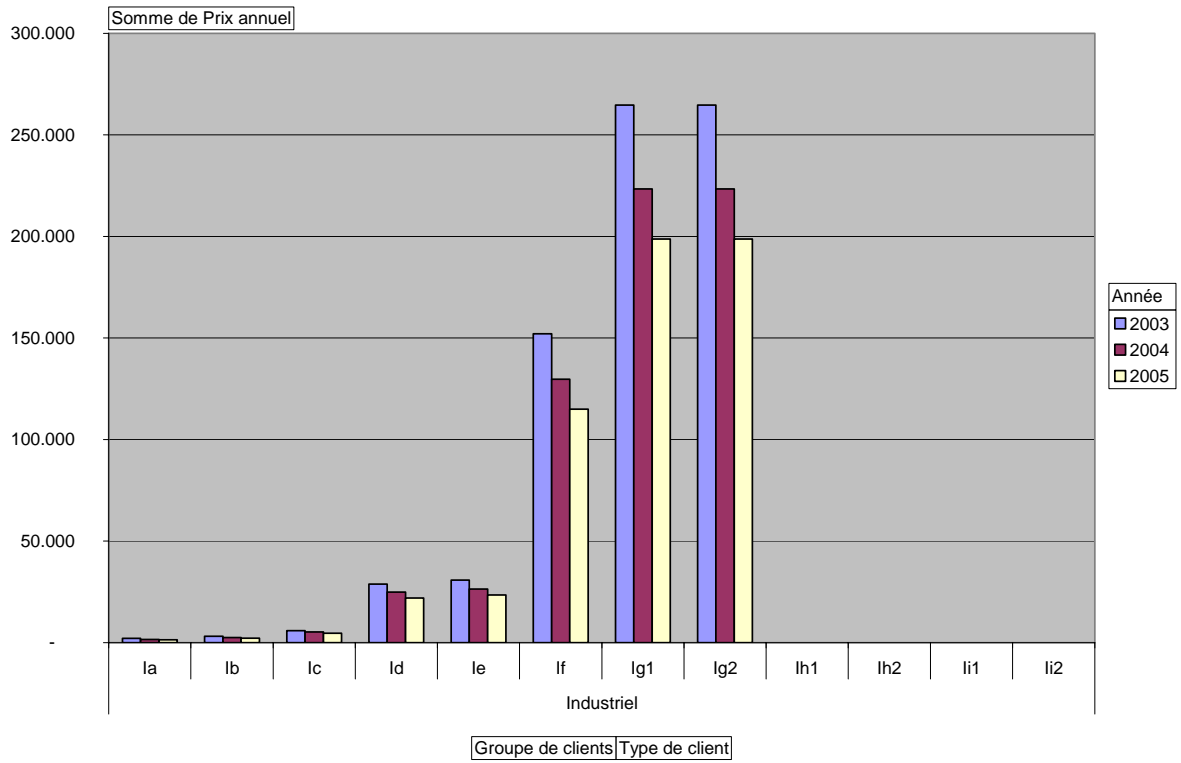


Figure 44 – clients résidentiels AGEM

I.C. | AGEM

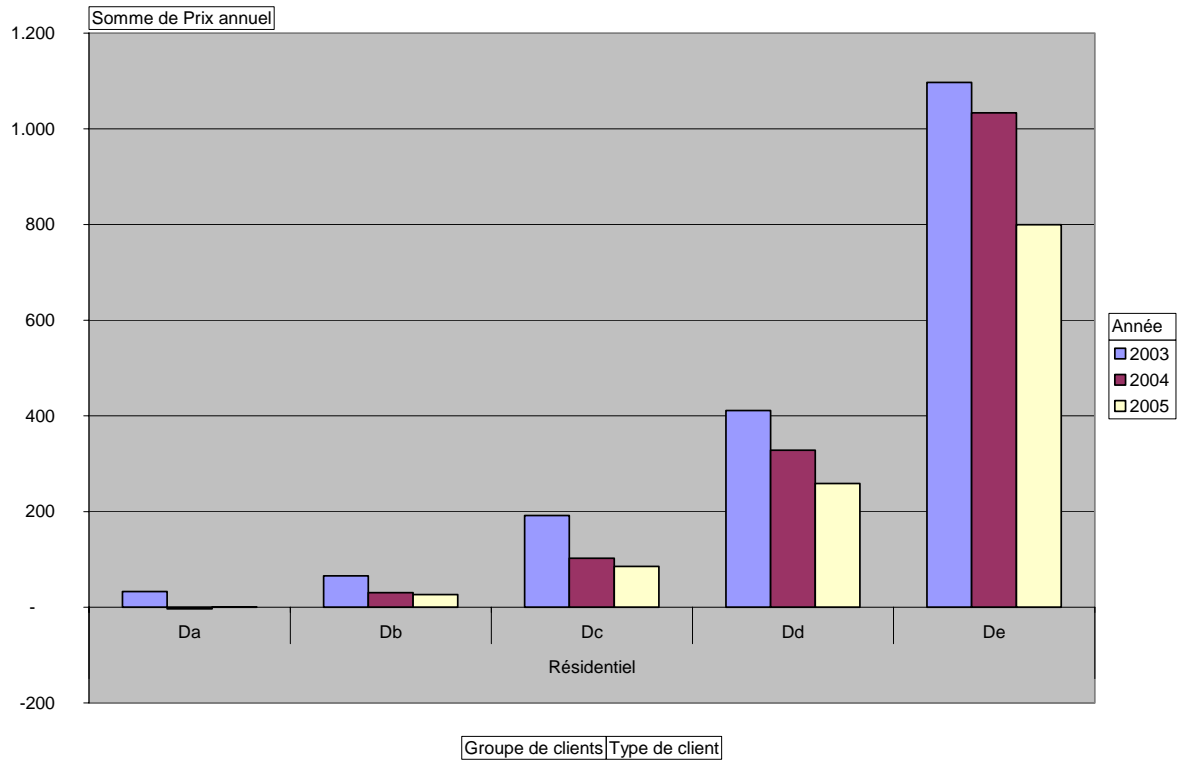


Figure 45 – clients industriels ALE

I.C./ALE

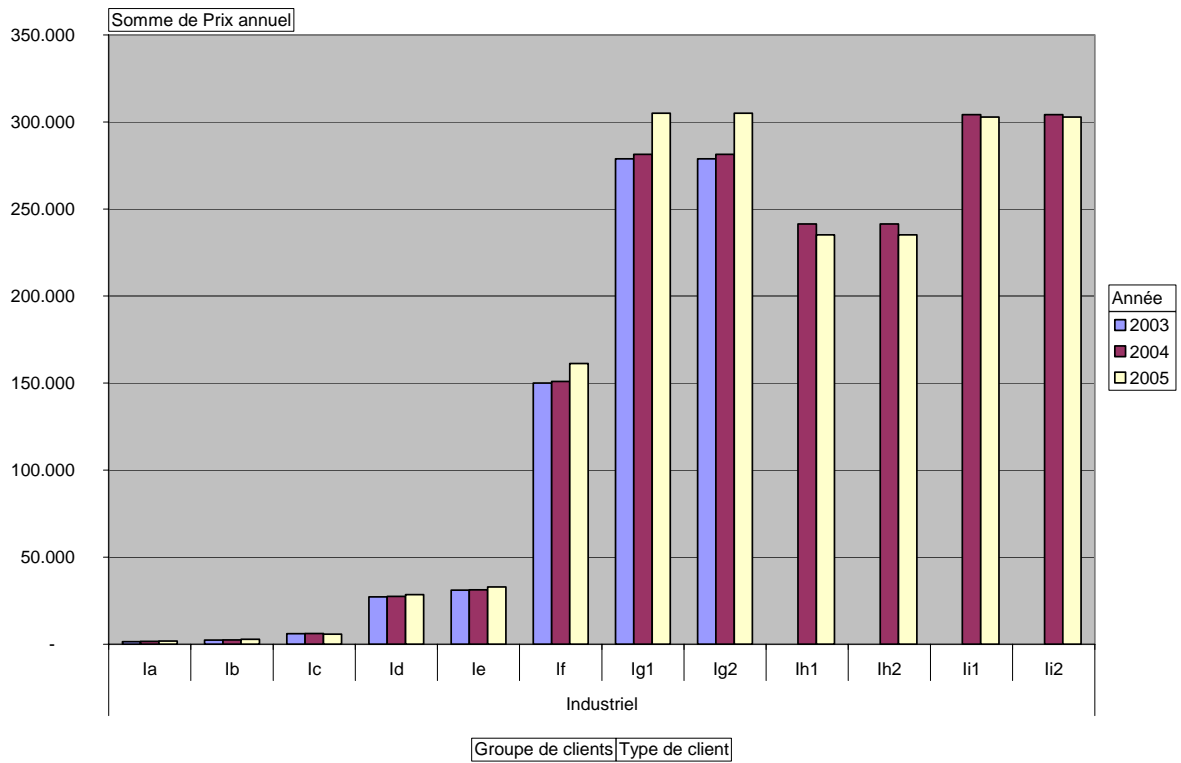


Figure 46 – clients résidentiels ALE

I.C./ALE

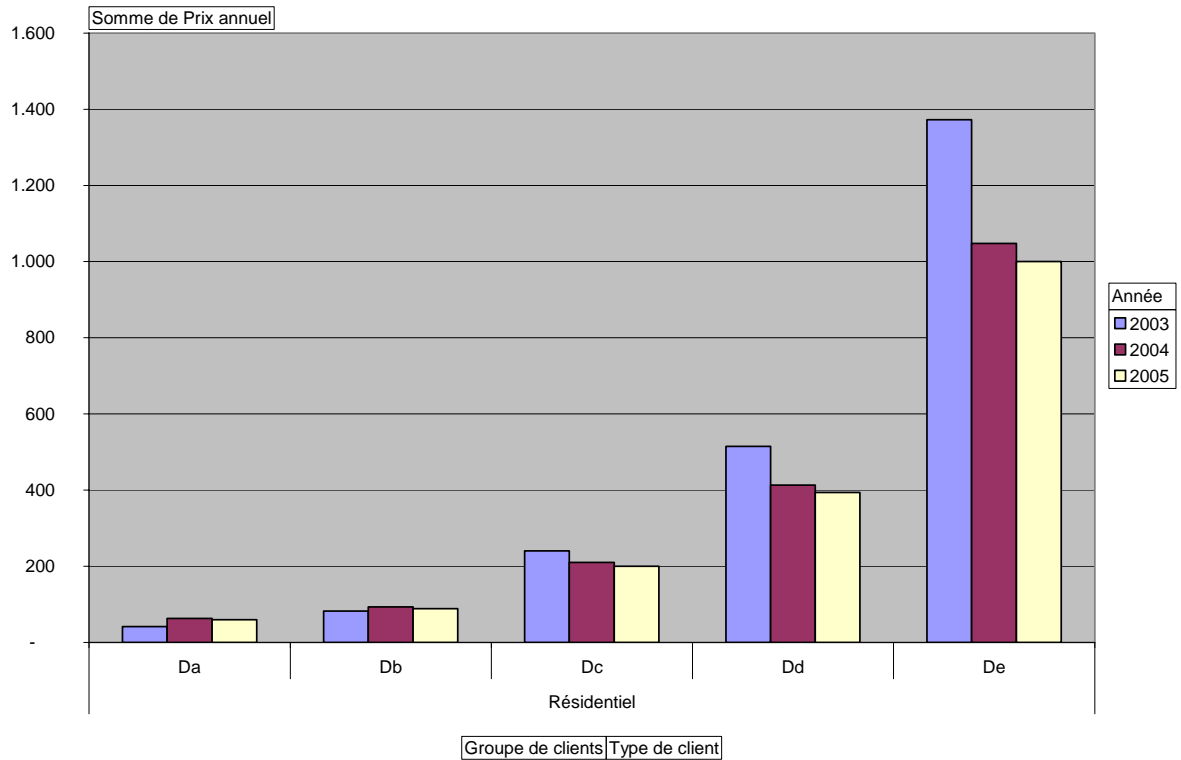


Figure 47 – clients industriels AIESH

I.C. | AIESH

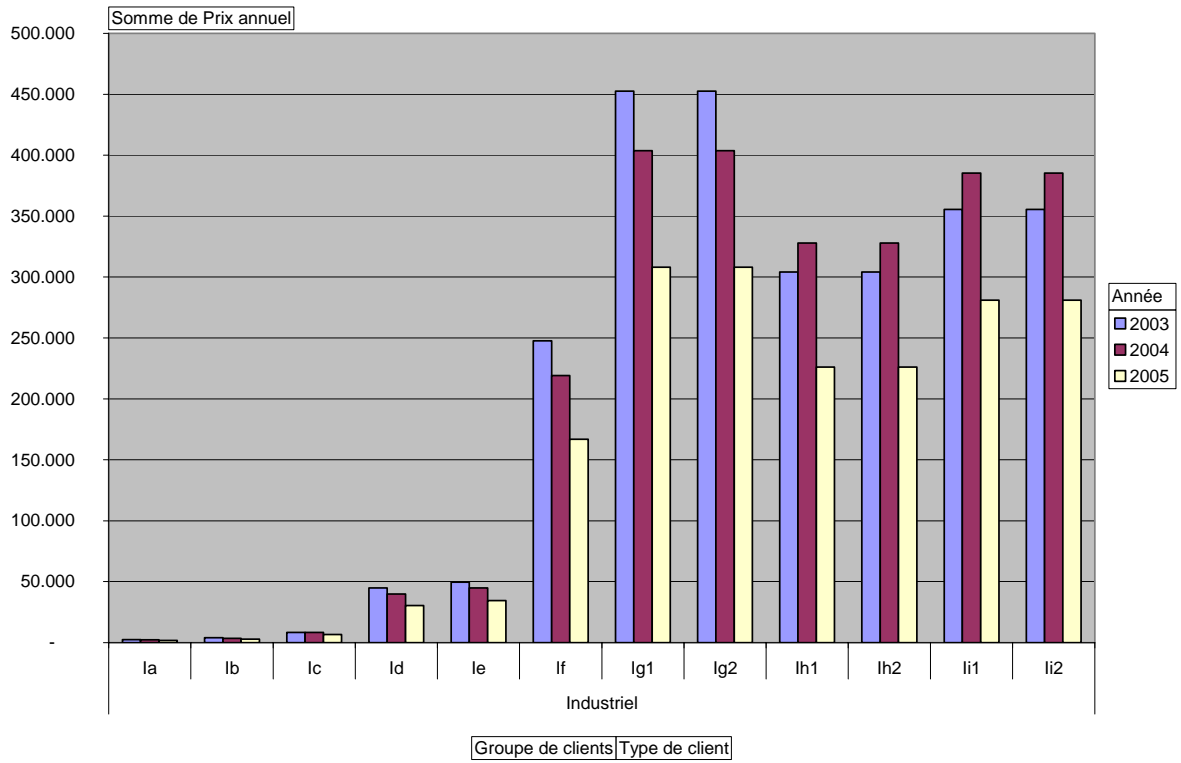


Figure 48 – clients résidentiels AIESH

I.C. | AIESH

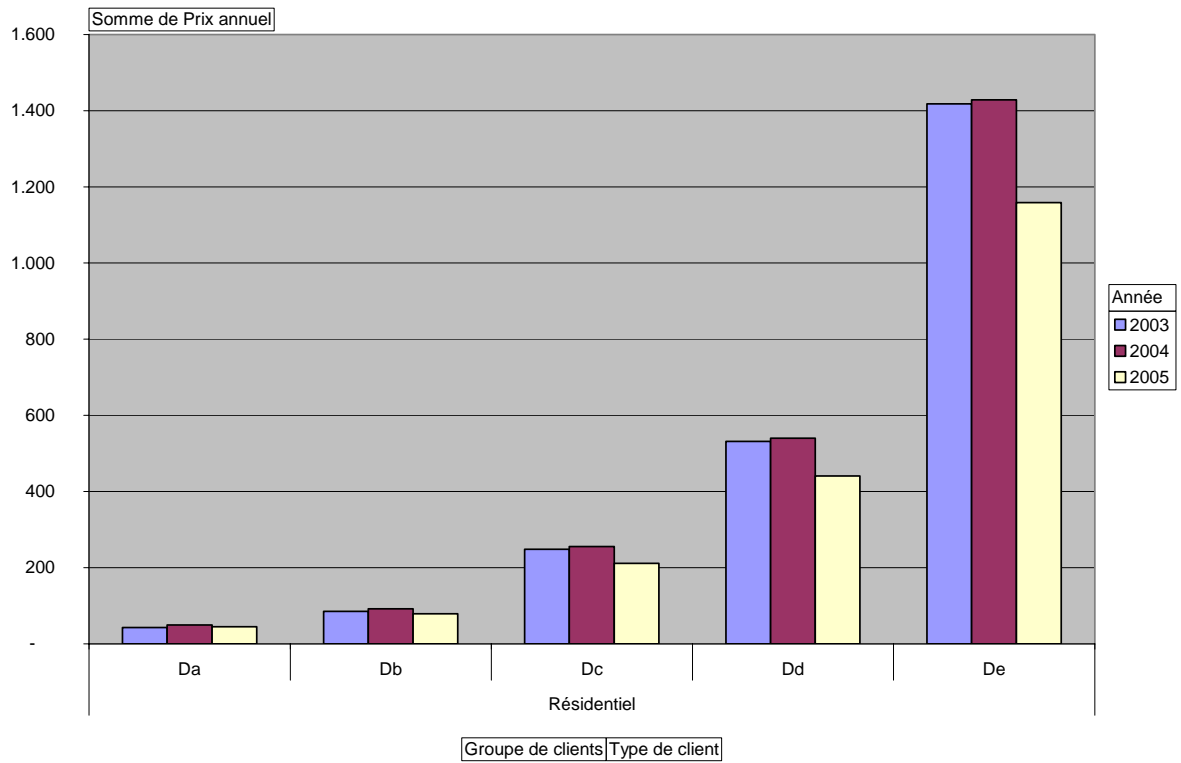


Figure 49 – clients industriels SIBELGA

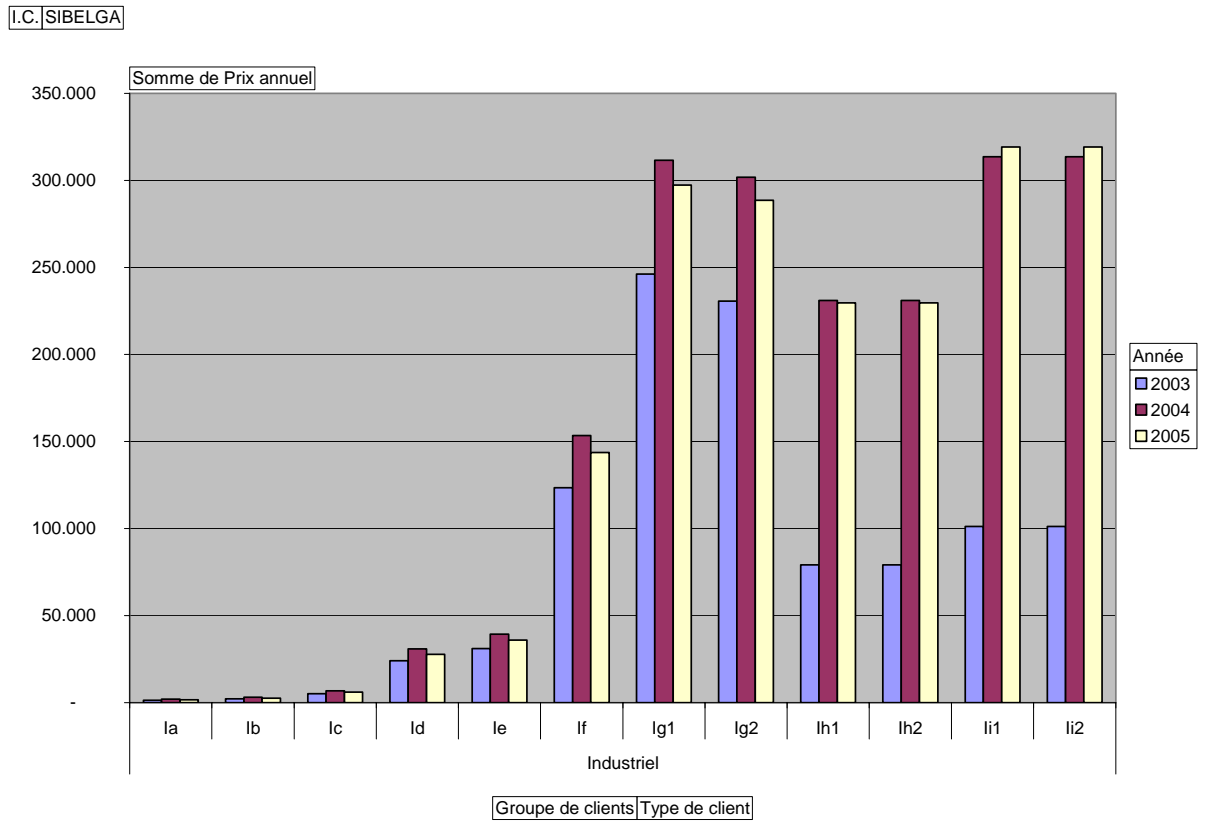


Figure 50 – clients résidentiels SIBELGA

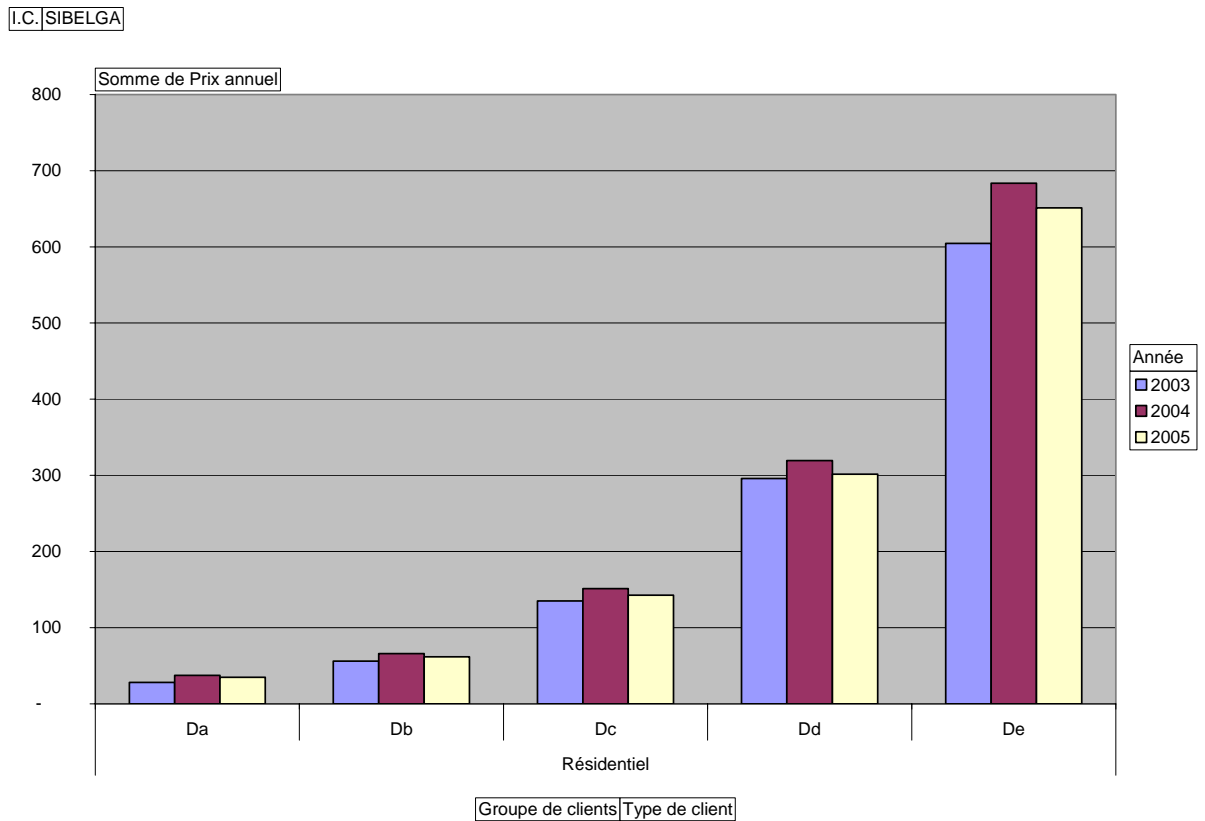


Figure 51 – clients industriels AIEG

I.C. | AIEG

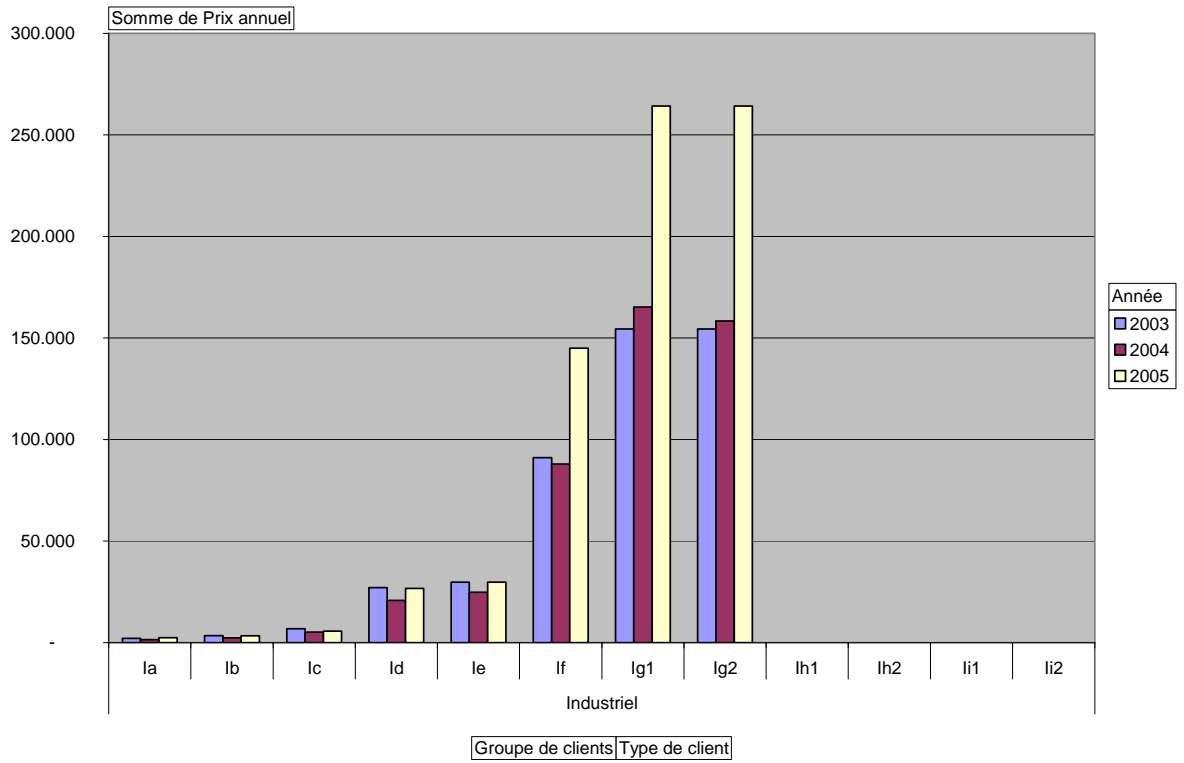


Figure 52 – clients résidentiels AIEG

I.C. | AIEG

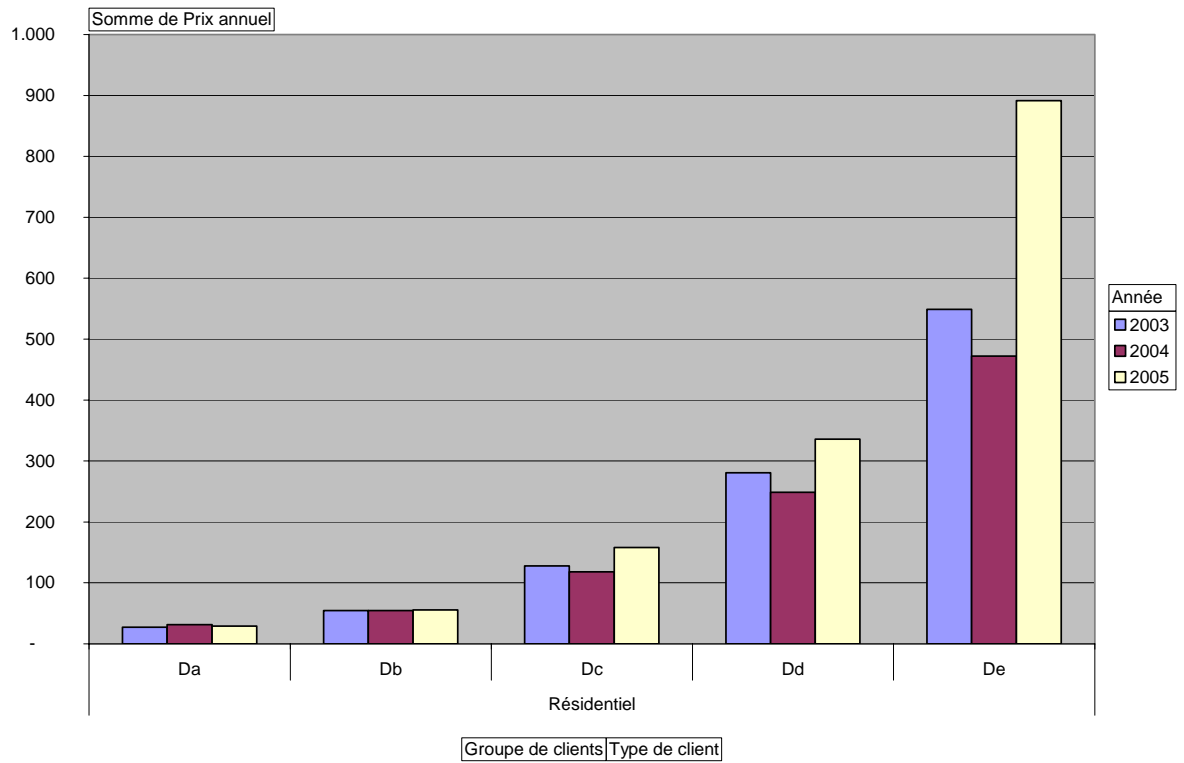


Figure 53 – clients industriels WAVRE

I.C. | WAVRE

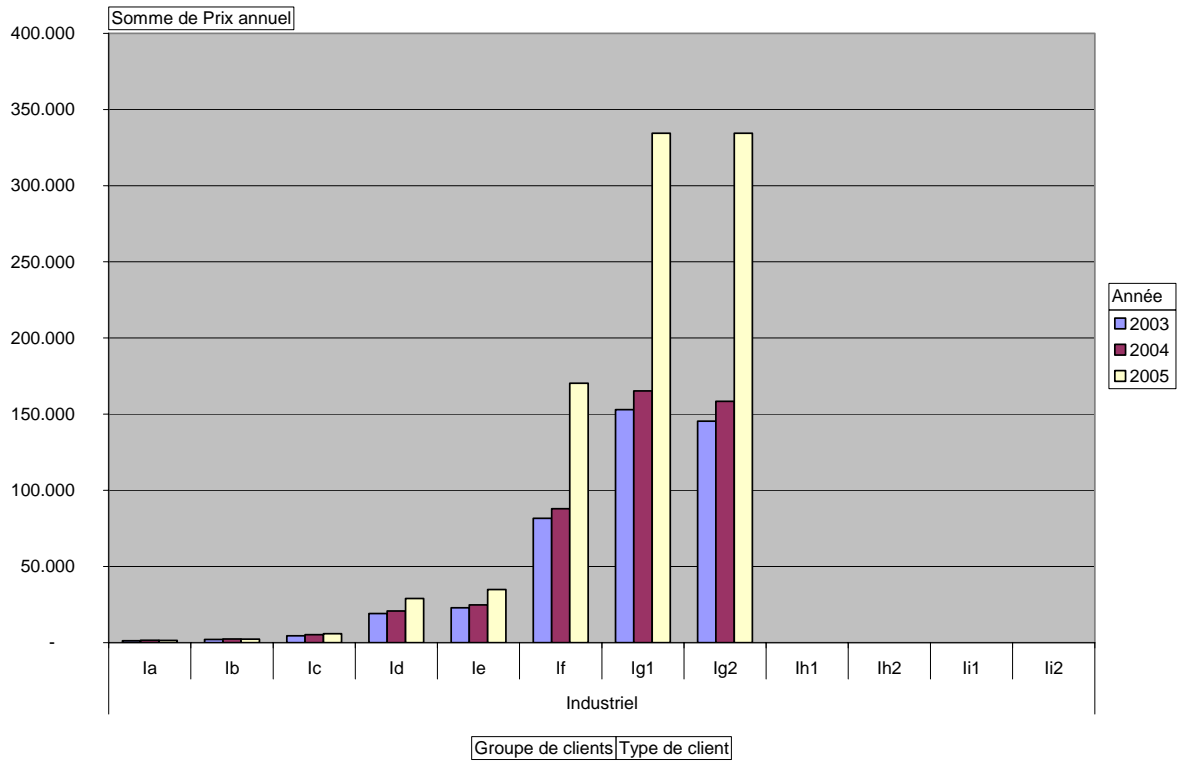


Figure 54 – clients résidentiels WAVRE

I.C. | WAVRE

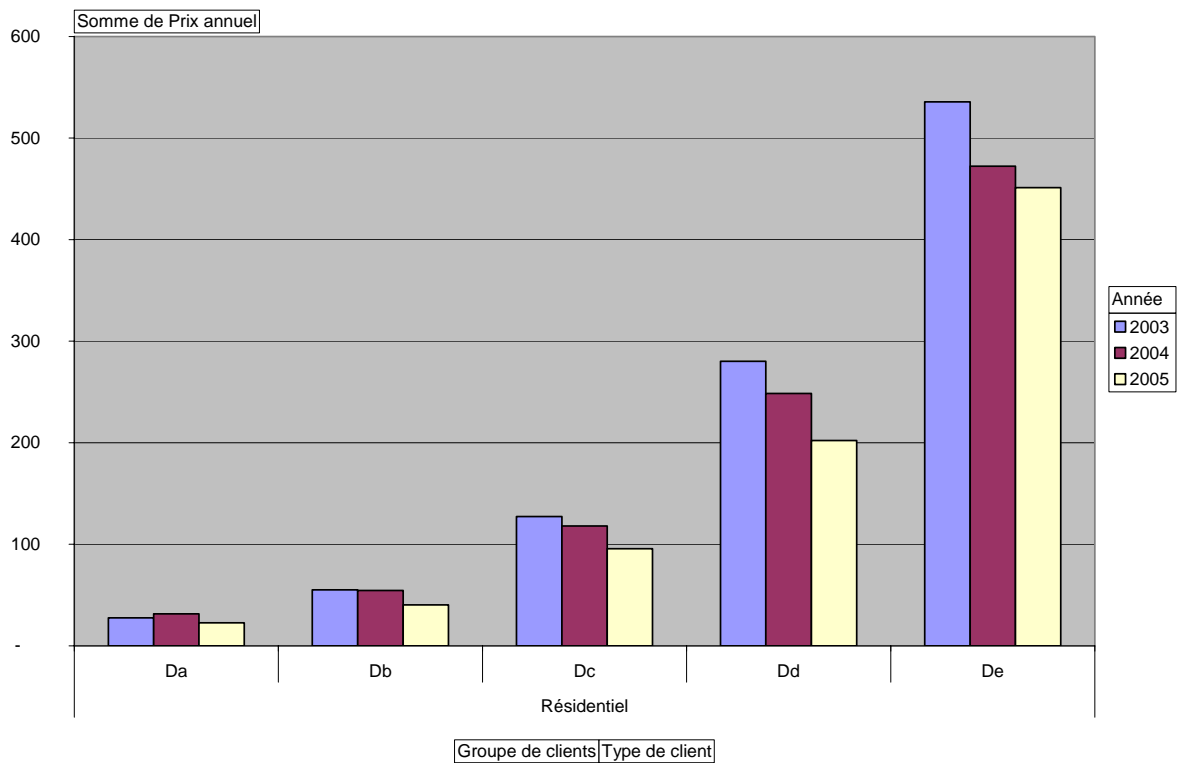


Figure 55 – clients industriels DNB BA

I.C. | BIAC

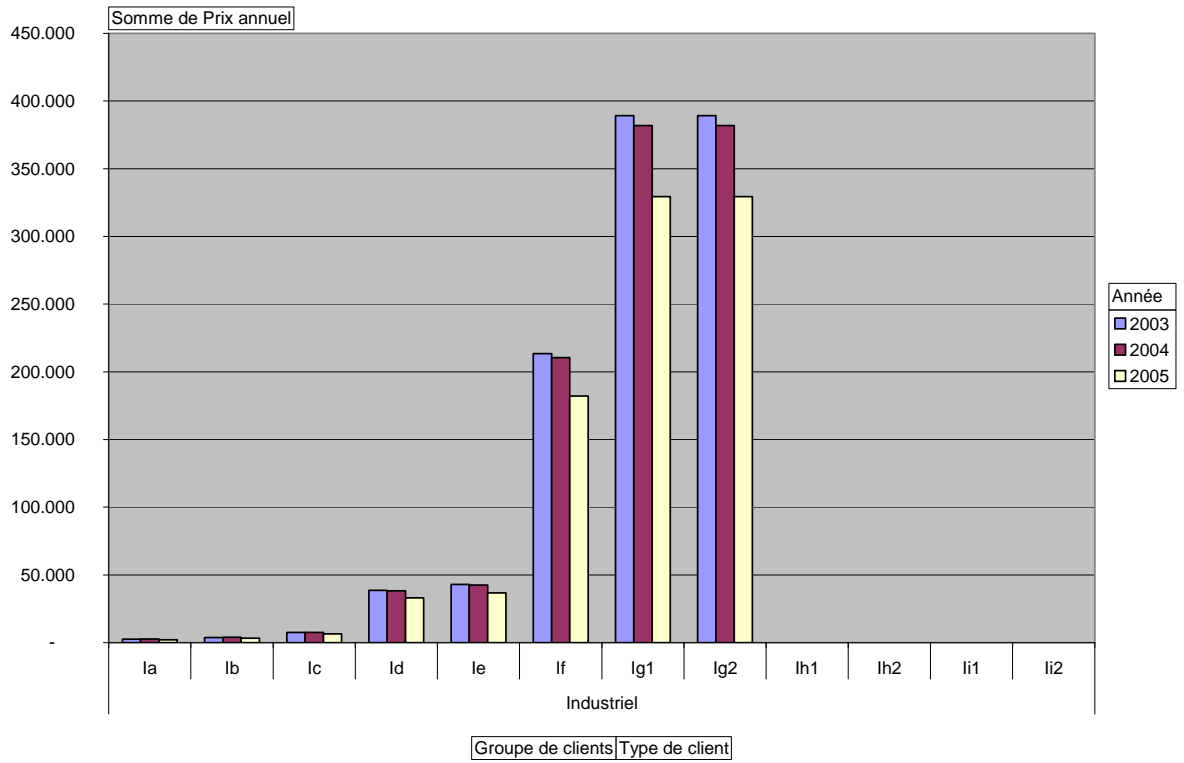


Figure 56 – Clients domestiques - Da (600 kWh/an)

Type de client | Da | Région | [Alle categorieën]

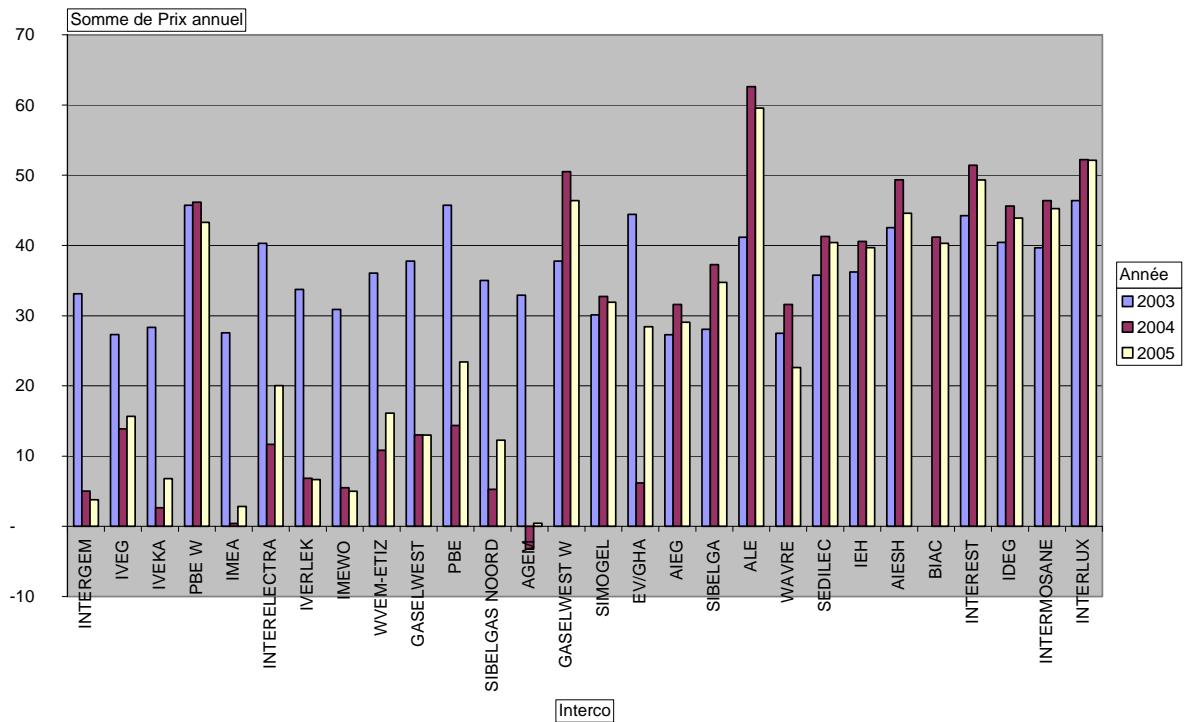


Figure 57 – Clients domestiques - Db (1.200 kWh/an)

Type de client | Db | Région | [Alle categorieën]

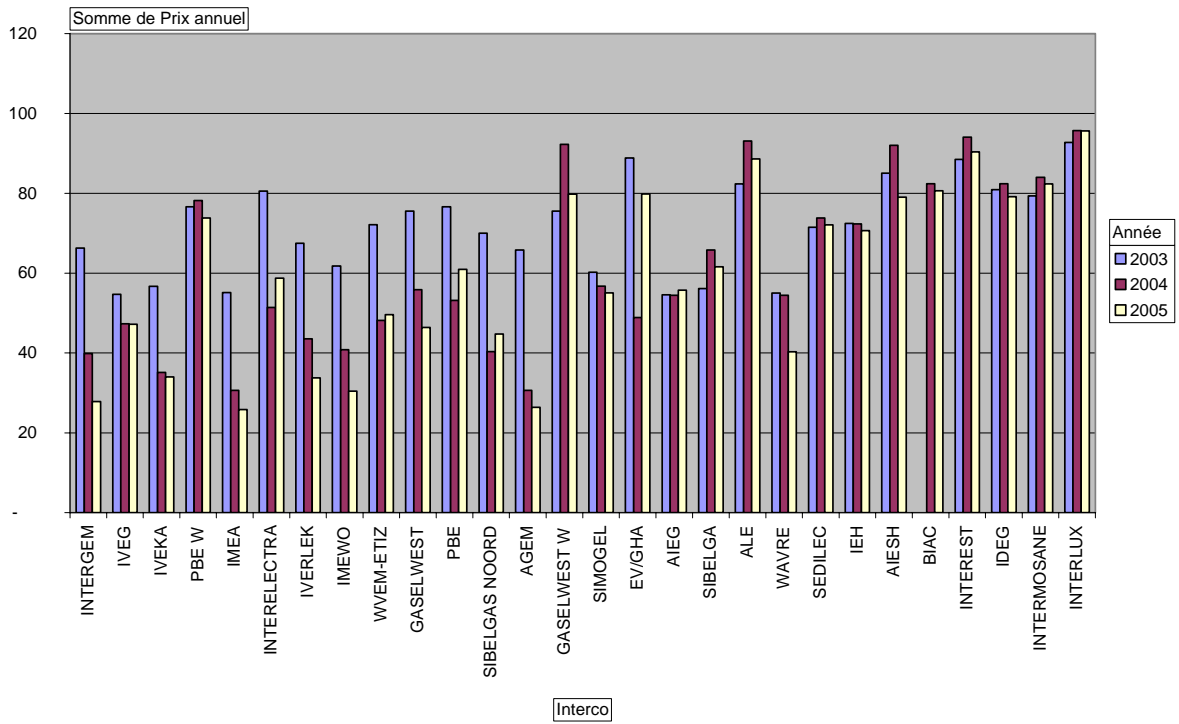


Figure 58 – Clients domestiques - Dc (3.500 kWh/an)

Type de client | Dc | Région | [Alle categorieën]

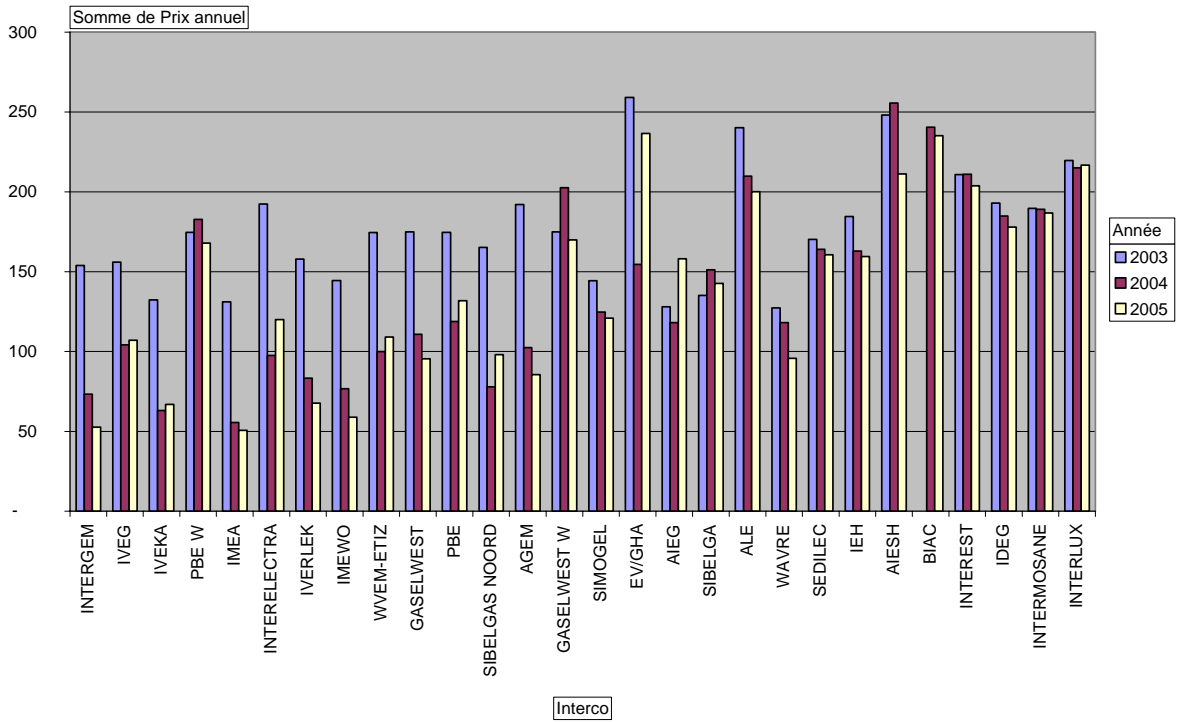


Figure 59 – Clients domestiques - Dd (7.500 kWh/an)

Type de client [Dd] Région [Alle categorieën]

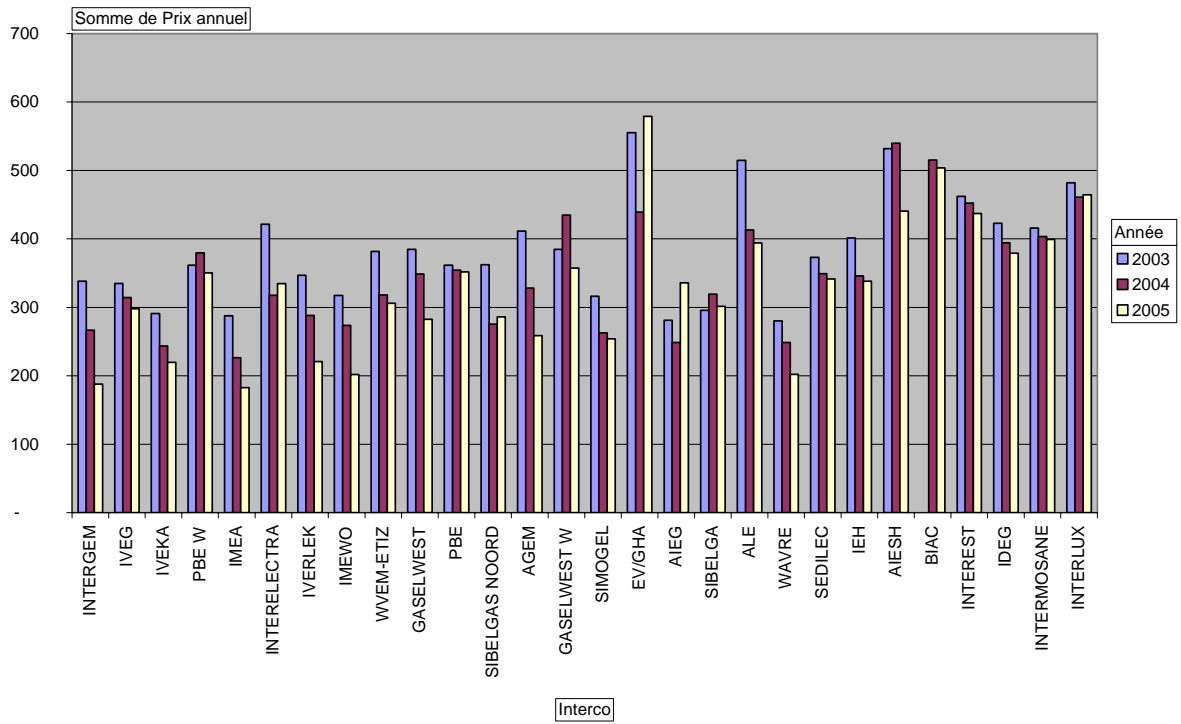


Figure 60 – Clients domestiques - De (20.000 kWh/an)

Type de client [De] Région [Alle categorieën]

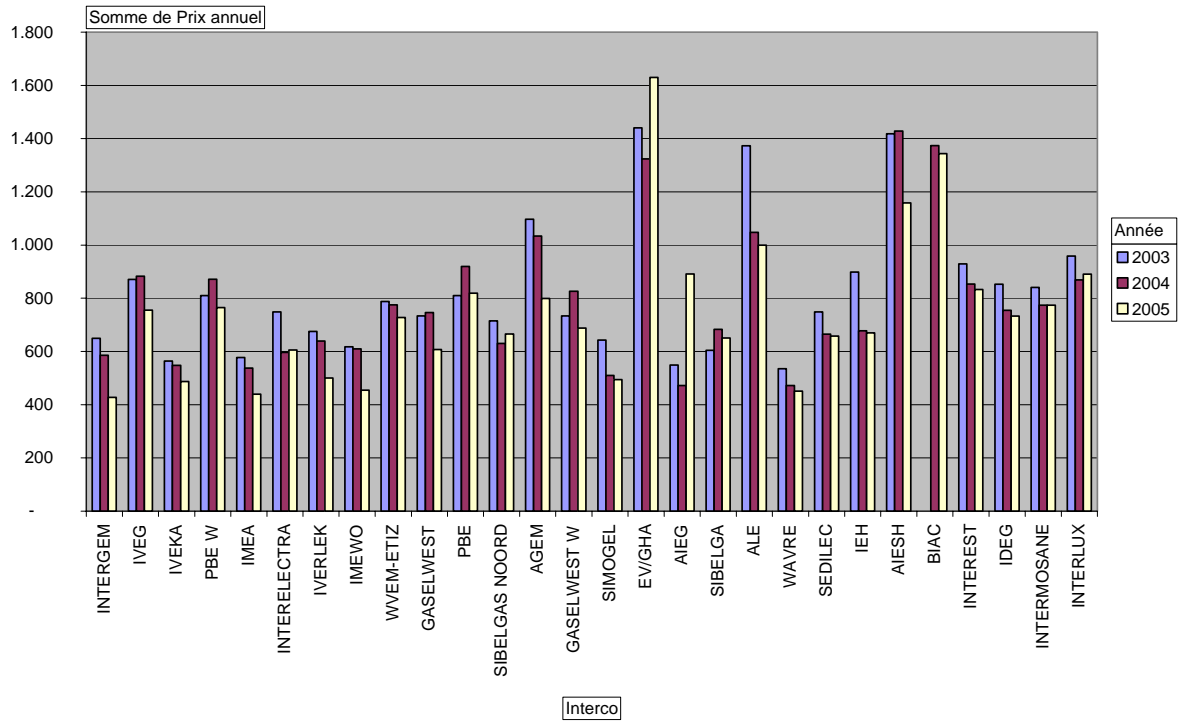


Figure 61 – Clients industriels – 26-1 kV – Ia (30.000 kWh/an)

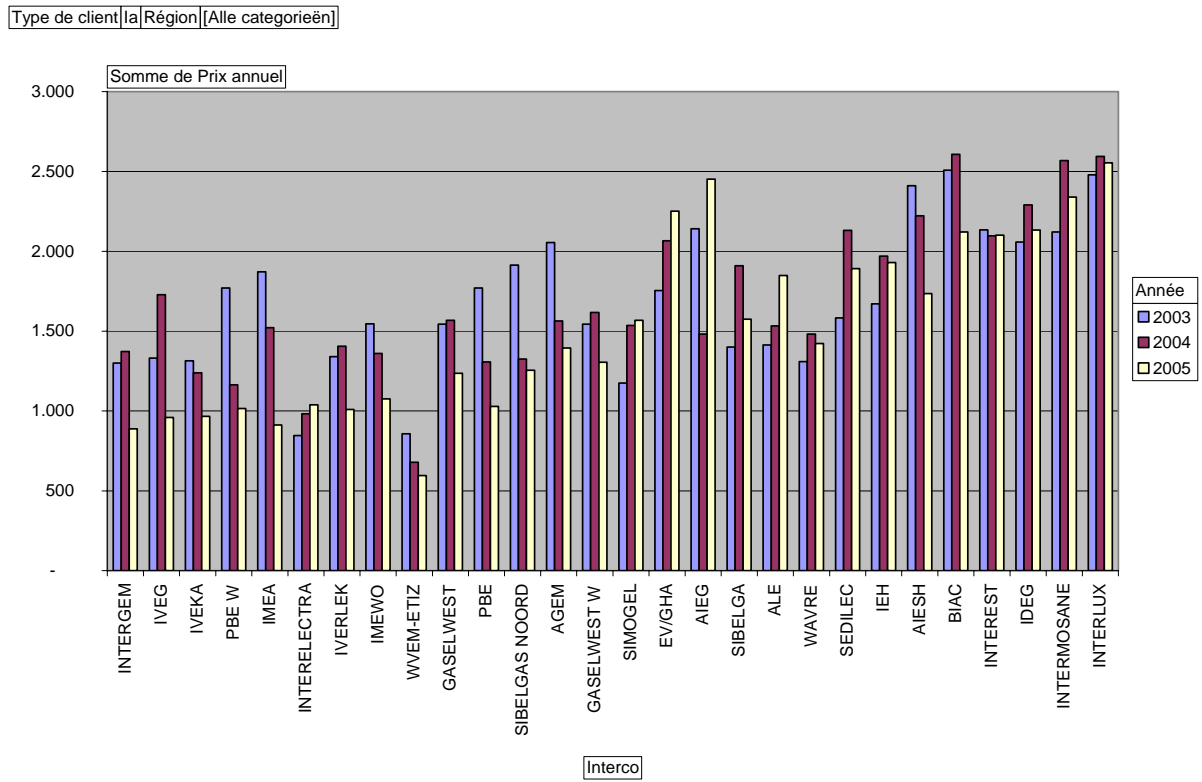


Figure 62 – Clients industriels – 26-1 kV – Ib (50.000 kWh/an)

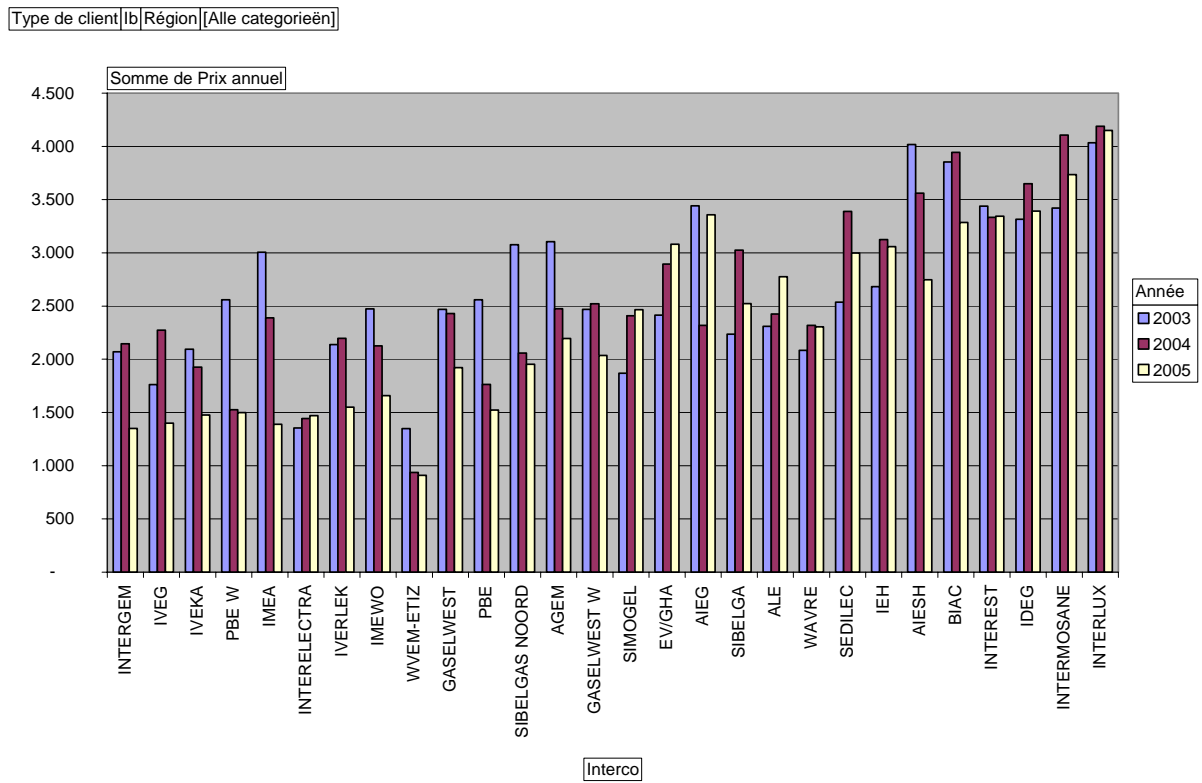


Figure 63 – Clients industriels – 26-1 kV – Ic (160.000 kWh/an)

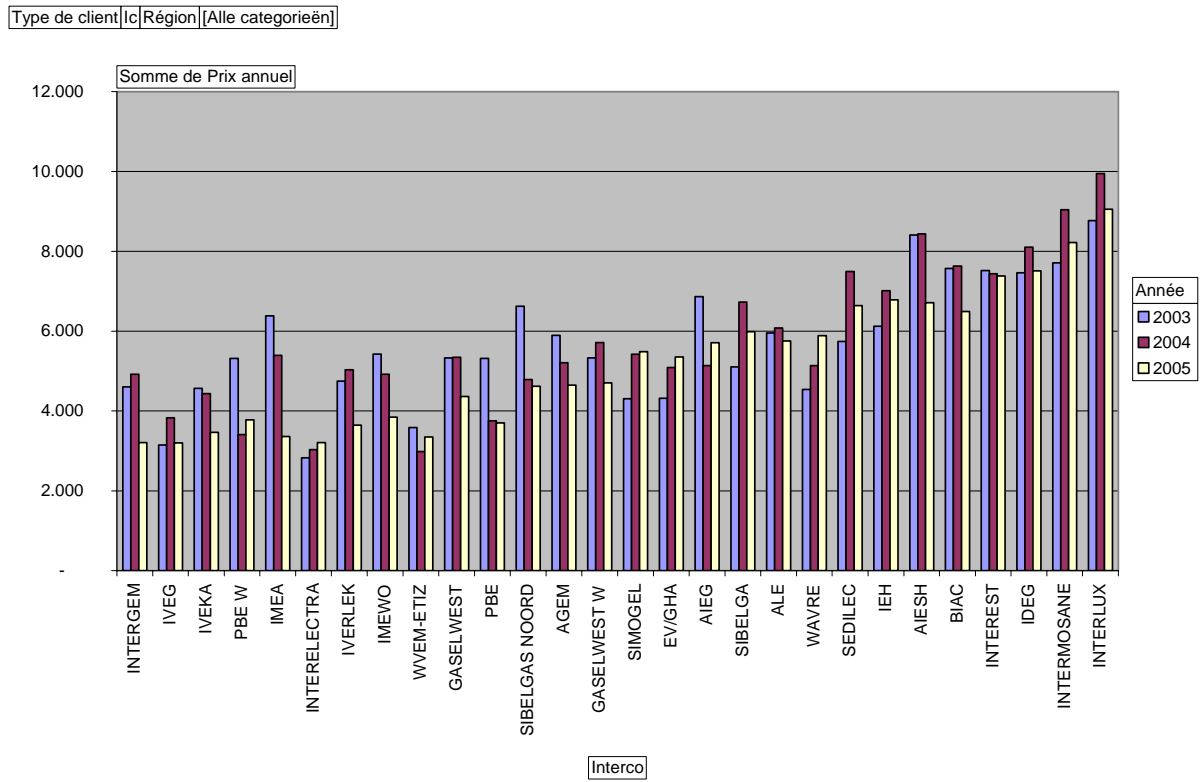


Figure 64 – Clients industriels – 26-1 kV – Id (1.250.000 kWh/an)

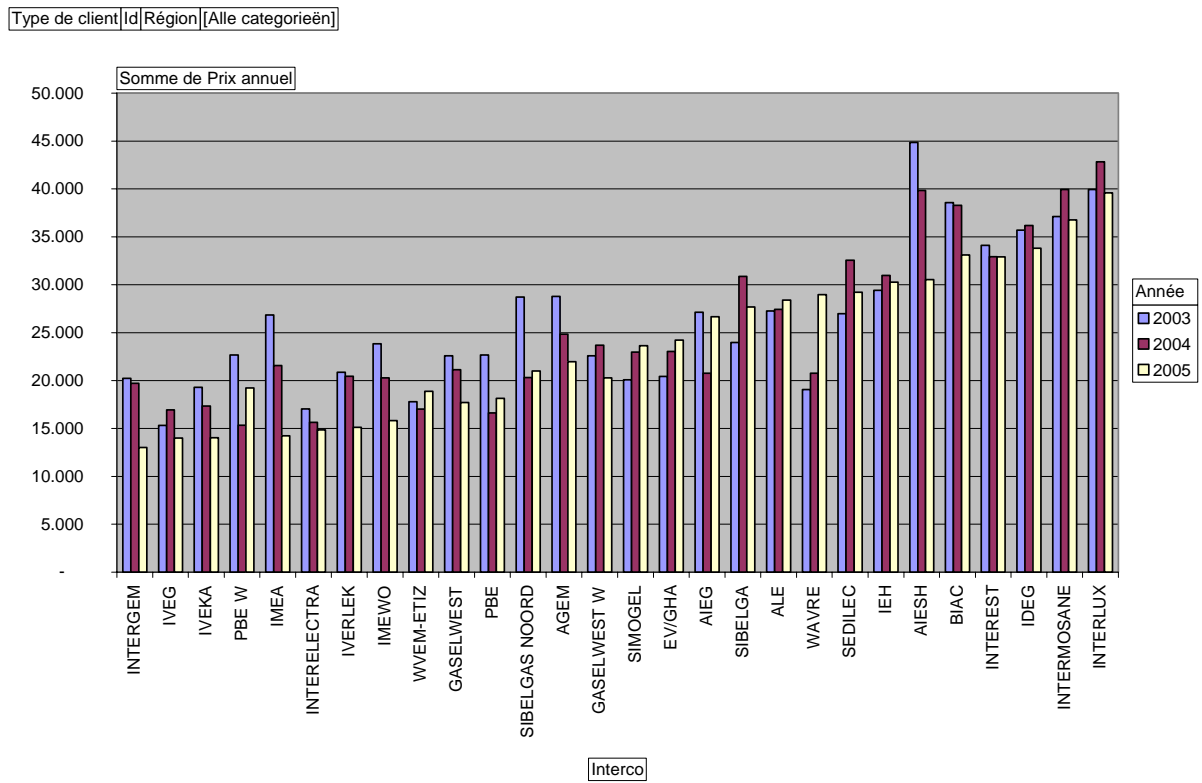


Figure 65 – Clients industriels – 26-1 kV – Ie (2.000.000 kWh/an)

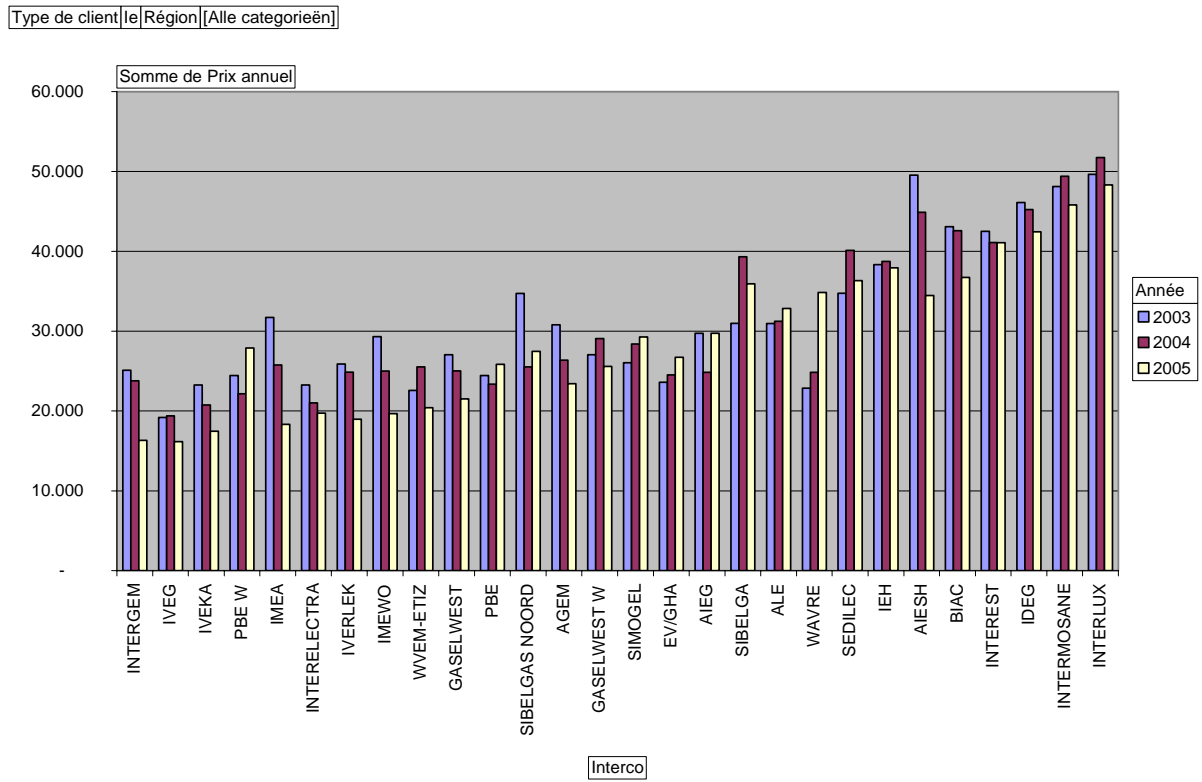


Figure 66 – Clients industriels – 26-1 kV – If (10.000.000 kWh/an)

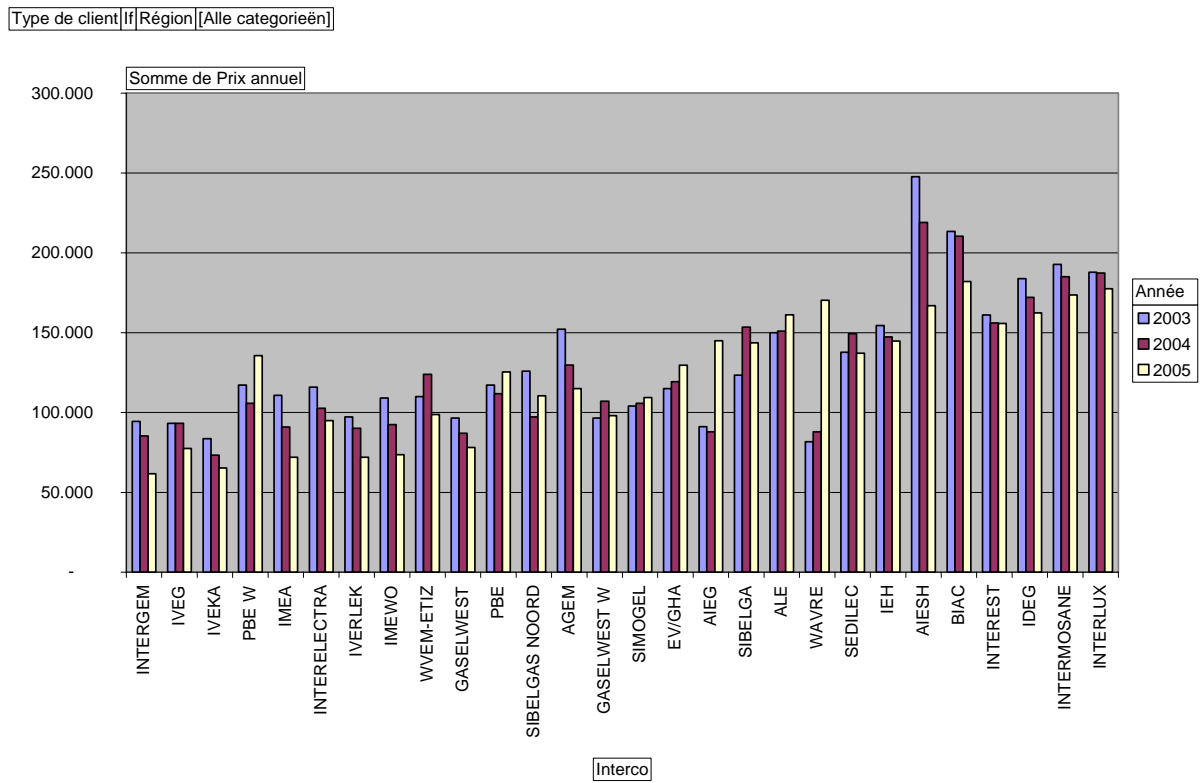


Figure 67 – Clients industriels – 26-1 kV – Ig1 (24.000.000 kWh/an)

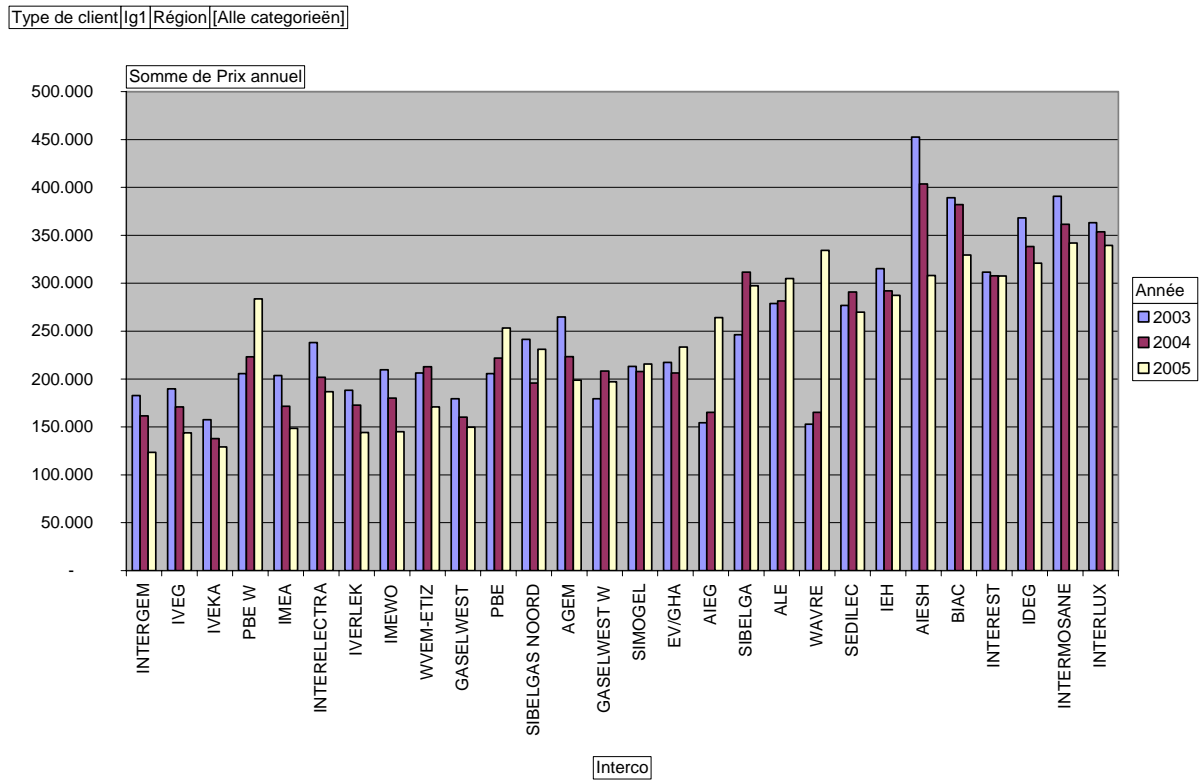


Figure 68 – Clients industriels – 26-1 kV – Ig2 (24.000.000 kWh/an)

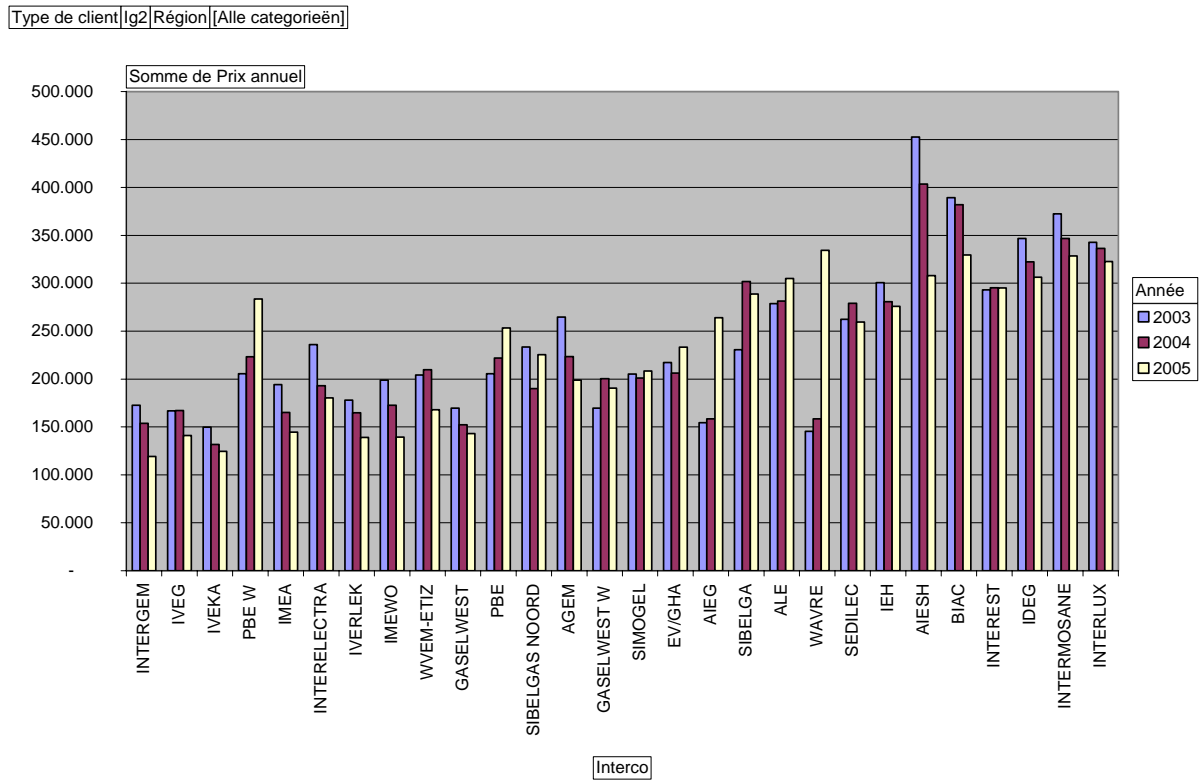


Figure 69 – Clients industriels – TransHS – Ih1 (50.000.000 kWh/an)

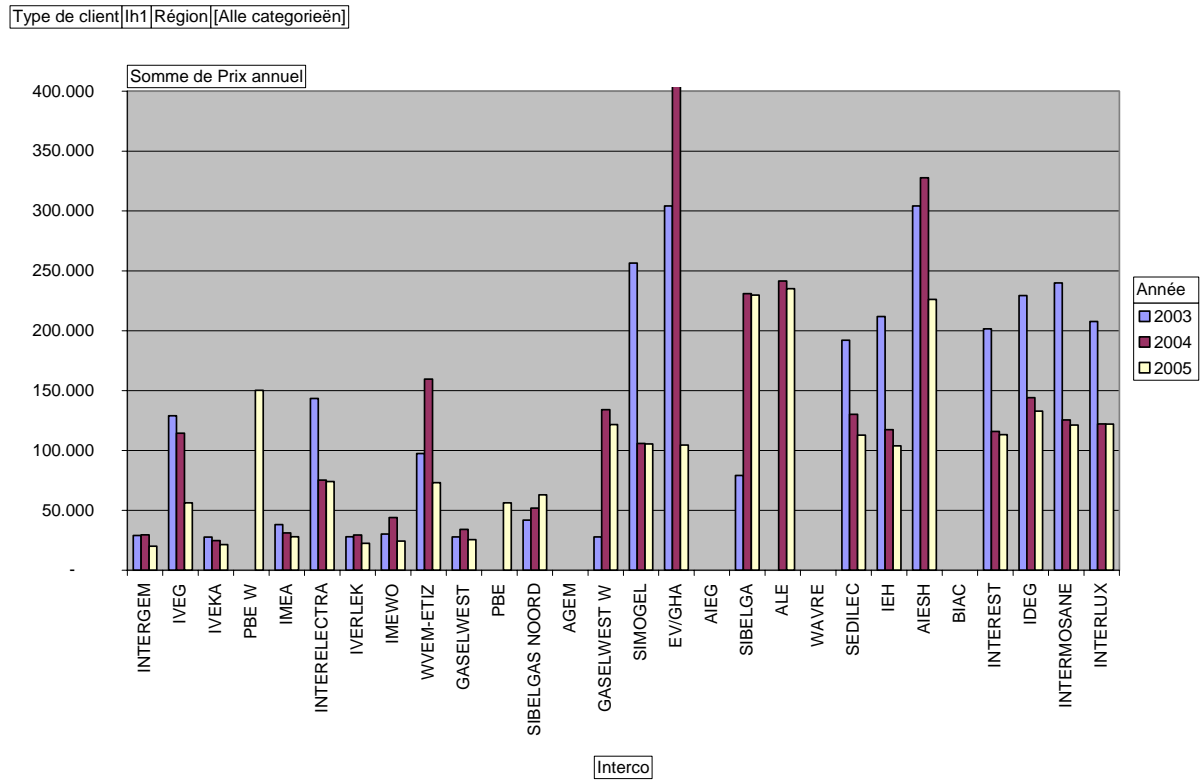


Figure 70 – Clients industriels – TransHS – Ih2 (50.000.000 kWh/an)

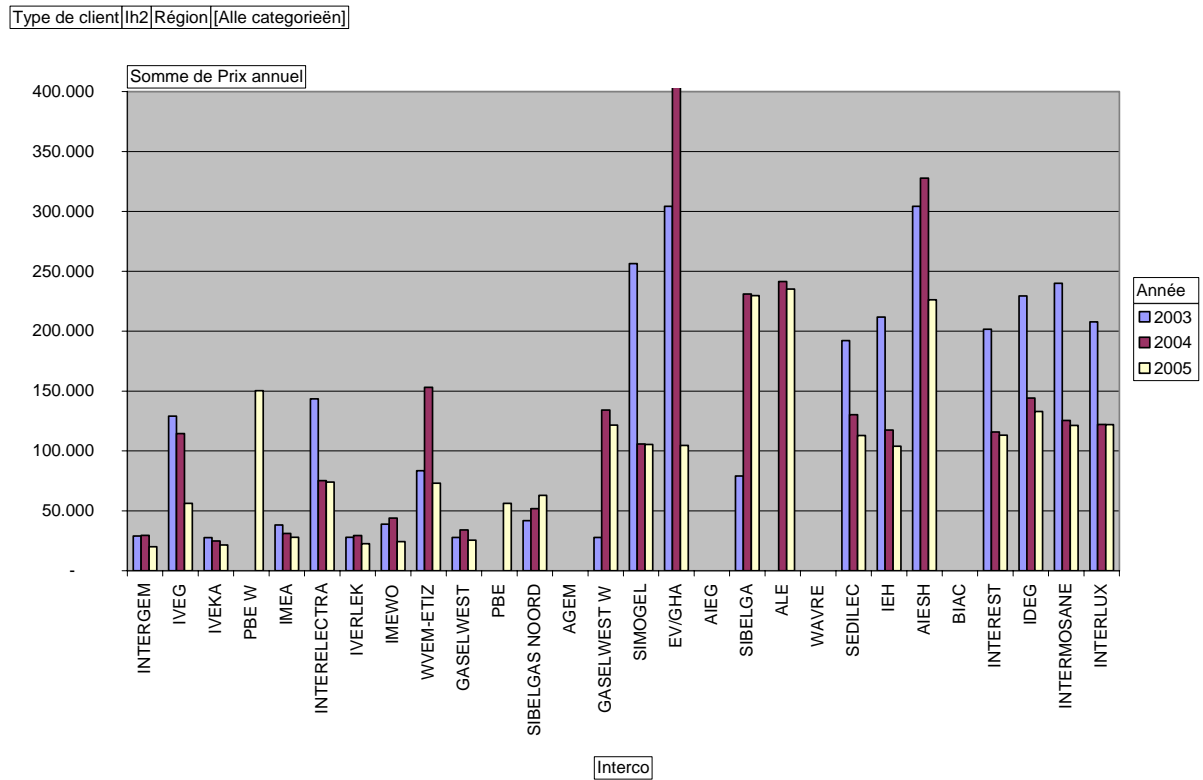


Figure 71 – Clients industriels – TransHS – li1 (70.000.000 kWh/an)

Type de client li1 Région [Alle categorieën]

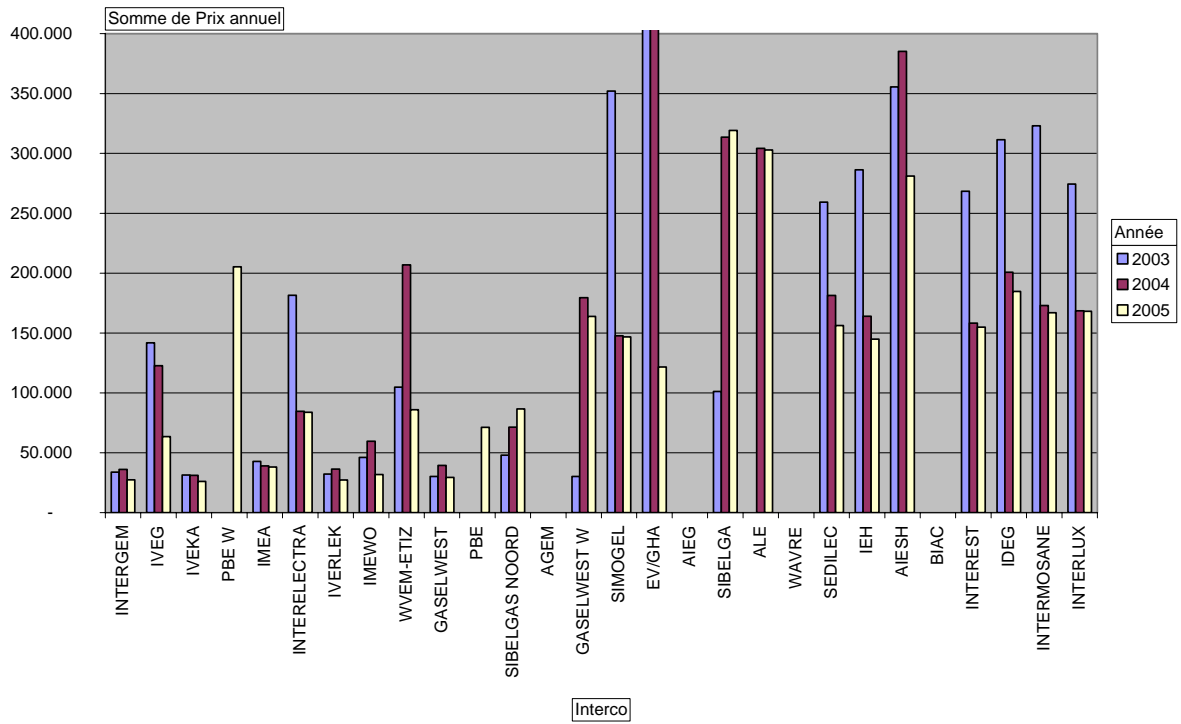
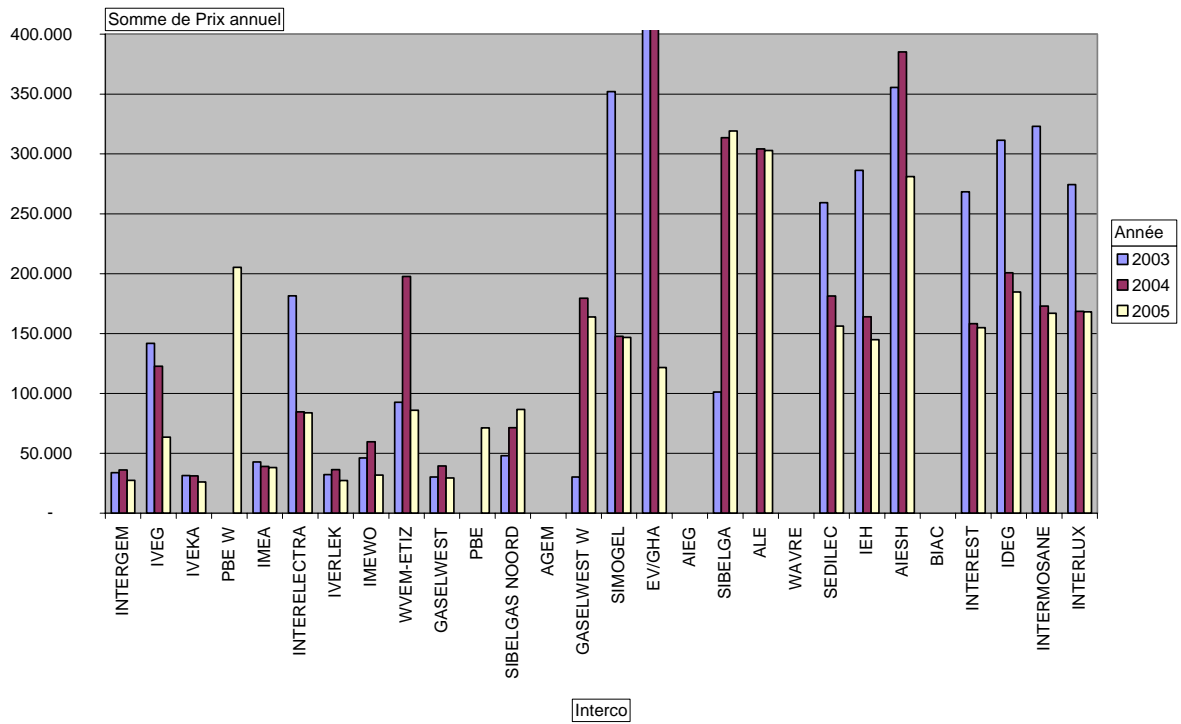


Figure 72 – Clients industriels – TransHS – li2 (70.000.000 kWh/an)

Type de client li2 Région [Alle categorieën]



4. CONCLUSION

En ce qui concerne la procédure tarifaire, tous les gestionnaires du réseau de distribution ont respecté les délais. Finalement, des tarifs provisoires ont été imposés à tous les gestionnaires du réseau mixtes, à l'exception de SIBELGA, tandis que les 11 autres gestionnaires du réseau de distribution ont pu appliquer des tarifs approuvés pour toute une année.

Dans des exercices tarifaires ultérieurs, la CREG continuera d'appliquer l'analyse DEA sur les coûts des gestionnaires du réseau de distribution dans le but de tendre vers une gestion plus efficace.

////

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

Guido Camps
Directeur

Christine Vanderveeren
Président du Comité de direction