

2  
0  
0  
5

RAPPORT  
D'ACTIVITE



## **SOMMAIRE**

<b>I</b>	<b>L'AUTORITE DE REGLEMENTATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE.</b>	<b>3</b>
<b>I.1</b>	<b>MISE EN PLACE, STRUCTURE ET ORGANISATION DE L'ARSE</b>	<b>3</b>
<b>I.2</b>	<b>FONCTIONNEMENT DE L'ARSE</b>	<b>6</b>
I.2.1	Activités de régulation	6
I.2.1.1	Activités au titre des décisions et avis	6
I.2.1.2	Activités au titre des études, rapports et recommandations	8
I.2.1.3	Activités au titre des investigations et de la surveillance du secteur	10
I.2.1.4	Activités au titre de la conciliation	11
I.2.1.5	Autres activités	13
<b>I.2.2</b>	<b>Activités financières</b>	<b>14</b>
I.2.2.1	Bilan	14
I.2.2.2	Compte de résultat	15
<b>II</b>	<b>REVUE DES ACTIVITES DES OPERATEURS</b>	<b>16</b>
<b>II.1</b>	<b>Bilan des activités techniques</b>	<b>17</b>
II.1.1	La Communauté Electrique du Bénin	17
II.1.2	Togo Electricité	21
<b>III</b>	<b>ANNEXES</b>	<b>28</b>
Annexe 1	Résumé des obligations de TOGO ELECTRICITE	28
Annexe 2	Etat de contrôle des revenus autorisés et calcul de la redevance	31
Annexe 3	Tarif de vente de l'électricité	35
Annexe 4	Bilan énergétique simplifié	36
Annexe 5	Répartition des ventes d'énergie par catégorie de client	37
Annexe 6	Carte électrique du Togo	39

## **I. L'AUTORITE DE REGLEMENTATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE**

### **I.1 Mise en place, structure et organisation**

Les réformes du secteur de l'électricité entamées en 1996 ont abouti à la mise en place d'un nouveau cadre institutionnel : la loi 2000 – 012 du 18 juillet 2000. Cette loi a dé-monopolisé la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique et défini le rôle de chaque intervenant. Aussi la loi 2000 – 012 crée, en son article 9 section III chapitre II, une Autorité de Réglementation du Secteur de l'Electricité (ARSE) pour assister le Ministre en charge de l'énergie dans la gestion des activités du secteur.

Les principales attributions de l'ARSE se résument comme suit :

- i. évaluer les projets, superviser les appels d'offres nationaux ou internationaux pour la conclusion de conventions de concession, la construction de nouvelles installations électriques et la modification d'installations électriques existantes ;
- ii. proposer au Ministre chargé de l'énergie des projets de normes et de formules destinées à réguler les activités réglementées, ou relatifs à toute autre question concernant le secteur de l'électricité et plus particulièrement dans le domaine des tarifs pratiqués par les concessionnaires et les exploitants, de la qualité de l'énergie électrique fournie, du cahier de charges et des normes de sécurité ;
- iii. procéder aux vérifications et investigations nécessaires, et mettre en œuvre les pouvoirs qu'elle détient aux fins de certifier la conformité des installations électriques aux normes de sécurité et aux normes techniques applicables ainsi que le respect des dispositions de la loi par les concessionnaires et les exploitants ;
- iv. se constituer en chambre arbitrale, lorsqu'elle est saisie, en vue de l'arbitrage ou de la conciliation des différends entre les différents intervenants du secteur et entre les opérateurs et les consommateurs.

L'organe suprême de l'ARSE est le Comité de Direction (CDD). Le CDD est constitué, selon les dispositions de la loi, d'un ingénieur électricien, d'un économiste et d'un juriste. Les membres sont nommés par décret présidentiel et prêtent serment devant la cours constitutionnelle.

En dehors de son rôle de conseil d'administration, le CDD diligente la conciliation et l'arbitrage des litiges et prend des décisions et avis réglementaires.

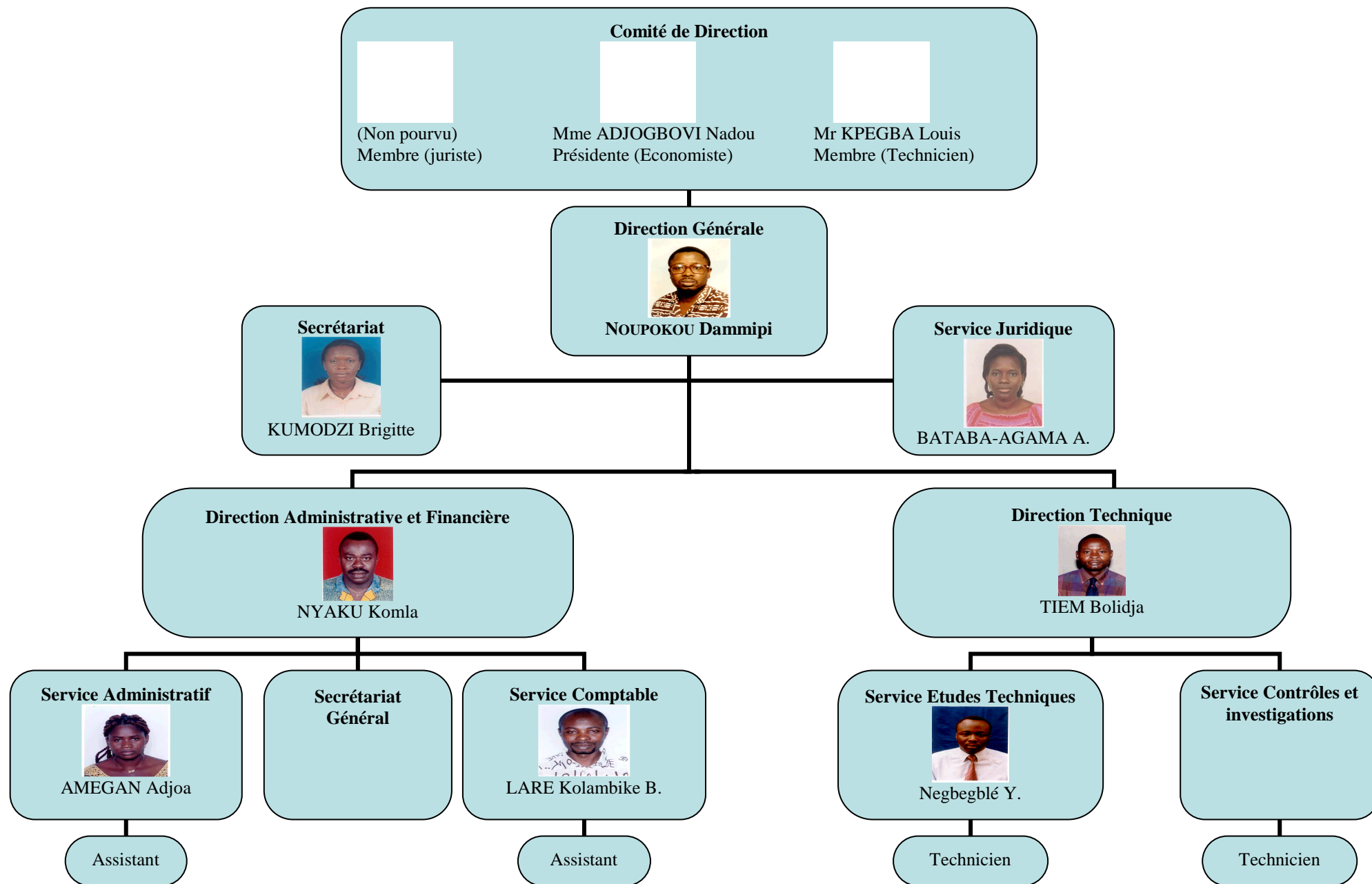
Les membres du CDD ont été nommés par décret n° 200 1 – 100/PR du 19 mars 2001 et ont prêté serment en mai 2001.

Depuis 2002, deux membres sur trois siègent au CDD, le poste du juriste étant resté vacant pour cause de nomination du juriste à un poste ministériel.

La Direction Générale assume la gestion courante des activités. Elle est chargée de mettre en œuvre l'ensemble des procédures d'analyse, de régulation de contrôle, de sanction et de règlement des litiges. Le Directeur Général a été nommé par décret n° 2001 – 166/PR du 29 septembre 2001.

La mise en place effective de l'ARSE s'est donc effectuée un peu plus d'un an après l'entrée en vigueur de la Convention de Concession. En 2003 la Direction Générale a

achevé l'organisation structurelle et procédé au recrutement du personnel.  
L'organigramme adopté se présente comme suit :



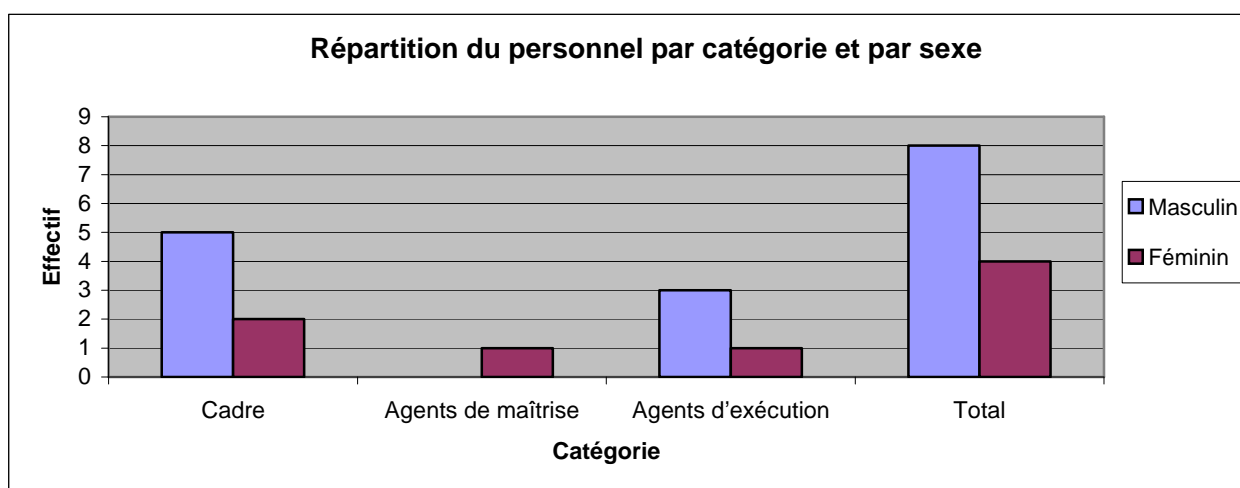
La Direction Administrative et Financière est chargée d'organiser, de diriger, de coordonner et de superviser les activités administratives, financières, comptables et budgétaires. Elle étudie les états financiers établis par les sociétés concessionnaires ou les exploitants du secteur de l'électricité.

La Direction Technique assure la surveillance de la situation technique des exploitations du secteur de l'électricité. Elle est responsable des rapports sur le secteur de l'électricité portant sur la propriété, l'exploitation, la gestion et le contrôle des installations électriques, la capacité de fourniture des installations électriques, la quantité d'énergie électrique fournie et l'état prévisionnel de la demande d'énergie électrique, le coût de la fourniture d'énergie électrique.

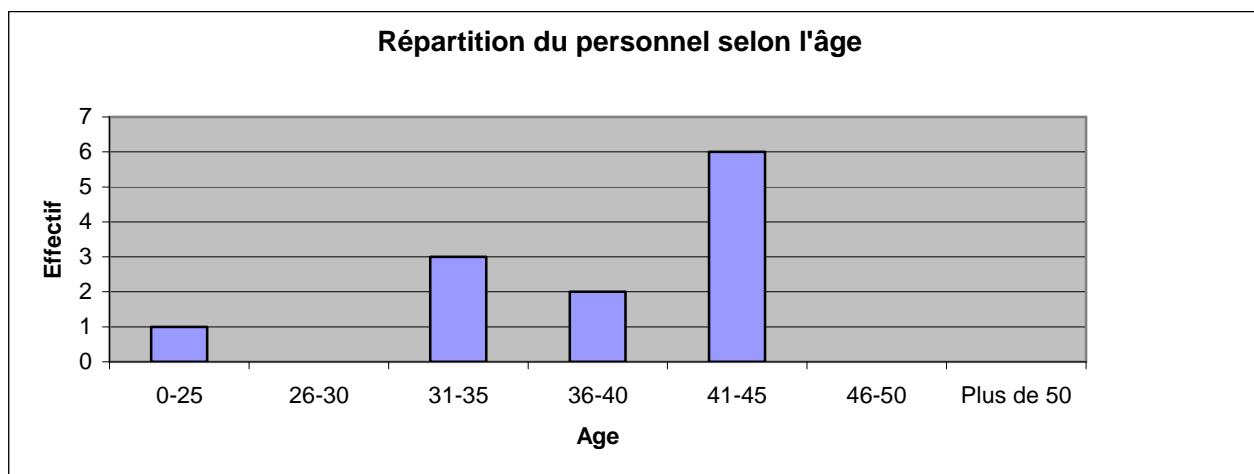
Le service juridique étudie et gère les litiges et contentieux de toute nature, conseille la Direction sur le choix des procédures de conciliation ou d'arbitrage. Il est également chargé de l'étude des divers aspects juridiques et de l'interprétation des conventions et contrats signés.

### **Composition du Personnel de l'ARSE**

Au cours de l'année 2005, l'effectif de l'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Electricité qui était de 9 employés en 2004 est passé à 12 dont 4 femmes et 8 hommes. La composition actuelle du personnel est comme suit :



### **Répartition du personnel selon l'âge :**



## **1.2 Fonctionnement**

### **1.2.1 Activités de régulation**

#### **1.2.1.1 Activités au titre des décisions et avis**

L'ARSE a élaboré au cours de l'exercice 2005 trois projets d'arrêté.

Le premier porte sur la clarification des domaines d'application des tarifs "usage domestique" et "usage professionnel".

La structure tarifaire en vigueur comporte deux palettes liées à l'usage que fait l'abonné de l'énergie électrique qui lui est fournie par le distributeur. A un usage à des fins exclusives d'habitation correspond un tarif domestique, les autres cas correspondant de facto à un tarif professionnel. Mais dans la pratique, il n'est pas toujours aisé de déterminer avec certitude si l'usage est dit domestique ou professionnel. En effet, l'énergie électrique est parfois utilisée par le même abonné pour un usage à la fois domestique et professionnel. Dans certaines circonstances, le point de livraison mène une activité lucrative mais l'énergie électrique n'intervient pas directement.

La complexité de l'usage de l'énergie électrique sur le terrain et le manque de définition précise des différents types d'usage ont fait que le concessionnaire distributeur n'a pas toujours su appliquer la structure tarifaire. En 2004, l'ARSE a reçu des plaintes de clients qui ont vu leur usage changé du jour au lendemain par le distributeur. Suite à ces plaintes, l'ARSE a demandé au distributeur de faire un benchmarking aux fins d'une clarification des domaines d'application. Le document devait être annexé au Règlement du Service Concédé.

A la fin de l'exercice 2004, le dossier n'avait pas avancé. L'ARSE, au cours de l'exercice 2005, a jugé bon de faire ses propres analyses et proposer au Ministre en charge de l'énergie un arrêté clarifiant les domaines d'application des tarifs. A la fin de l'exercice, l'arrêté n'était pas encore signé.

Le deuxième projet d'arrêté est relatif aux dispositions spéciales d'interruption de fourniture de l'énergie électrique. L'article 41.13 du Règlement du Service Concédé définit les modalités d'interruption de fourniture d'énergie électrique à tout client ayant une facture échue. Cependant, pour des raisons purement humanitaires, des dérogations peuvent être faites à certaines institutions ou résidences spécifiques pour lesquelles une interruption prolongée de fourniture d'énergie électrique pourrait entraîner de graves conséquences, voire des pertes de vies humaines. Il s'agit des institutions socio-médicales, des résidences où tous les occupants adultes sont handicapés ou âgés de plus de soixante et cinq (65) ans, des résidences abritant un malade détenant un certificat médical délivré par un médecin agréé par l'Etat et attestant que le manque d'énergie électrique pourrait aggraver, voire mettre en péril sa santé.

Pour ces cas spécifiques sus-cités, l'ARSE a recommandé des modalités spéciales de coupures ci-dessous résumées :

- a) Donner au moins trente (30) jours de préavis de coupure pour non paiement de la facture arrivée à échéance.
- b) Contacter le client, dans ce délai de 30 jours de préavis, pour conclure le cas échéant un accord de paiement avec lui.

- c) Notifier par écrit au client, la suspension de la fourniture au moins 48 heures avant la coupure effective de l'électricité, si les 30 jours de préavis expirent sans qu'aucun paiement ou accord de paiement n'ait été effectué.
- d) Dans le cas particulier des résidences sus-mentionnées, à l'expiration du délai de 30 jours de préavis, un ultime délai de quinze (15) jours peut être accordé de nouveau au client, si le certificat médical est renouvelé et le médecin explique la nature de l'urgence médicale que constitue la fourniture d'électricité au malade et que le client justifie son incapacité à payer sa facture arrivée à échéance. Dans ce cas, l'alinéa c) ne peut s'appliquer qu'après ce second délai de 15 jours.

N.B. : Dans tous les cas, le client est redevable des frais de coupure et de rétablissement à l'échéance des durées de préavis réglementaires.

Il faut signaler que ce sujet a été préalablement débattu avec le distributeur qui, tout en reconnaissant la pertinence du problème a évoqué l'impact sur sa trésorerie pour justifier sa réticence. A la fin de l'exercice aucun accord n'avait été trouvé entre l'ARSE et le Distributeur.

Le troisième projet d'arrêté a porté sur une dérogation spéciale de l'article 47 du Règlement du Service Concédé relatif à la participation des tiers aux projets d'investissement sur des travaux d'extension de réseau à Agoè Sogbossito nord. En effet, suite à un malentendu survenu entre les investisseurs initiaux, l'ARSE a dû intervenir pour fixer un montant forfaitaire de quatre cent mille (400 000) francs CFA pour tout nouveau client désireux de se raccorder sur l'ouvrage réalisé. L'arrêté correspondant a été signé le 29 novembre 2005 par le Ministre en charge de l'énergie.

Le Comité de Direction (CDD) a pris au cours de l'exercice 2005 deux décisions liées au fonctionnement interne de l'Autorité de Réglementation. La première porte sur l'adoption des statuts du personnel de l'ARSE et la deuxième sur le code d'éthique et de déontologie.

Le tableau 1 récapitule les décisions prises par l'ARSE depuis le démarrage de ses activités en novembre 2001.

**Tableau 1 : Décisions prises par le CDD**

N°	DATE	OBJET
001/ARSE - CDD	05/11/03	Portant adoption du règlement intérieur de l'ARSE
002/ARSE - CDD	05/11/03	Portant adoption de la grille salariale et de la classification des agents de l'ARSE
003/ARSE - CDD	05/11/03	Portant fixation des indemnités du personnel de l'ARSE
004/ARSE - CDD	05/11/03	Portant fixation des frais de mission des agents de l'ARSE
005/ARSE - CDD	09/03/04	Portant adoption du règlement de procédure d'arbitrage applicable par l'ARSE
006/ARSE - CDD	09/03/04	Portant adoption du règlement de procédure de conciliation applicable par l'ARSE
007/ARSE - CDD	03/11/04	Relative à l'intervention de l'ARSE pour les missions prises en charge partiellement ou totalement par un tiers
008/ARSE - CDD	03/11/04	Portant adoption de l'organigramme de l'ARSE
009/ARSE - CDD	03/11/04	Portant approbation des montants de main d'œuvre destinée à être intégrés aux immobilisations de Togo Electricité
010/ARSE - CDD	08/06/05	Portant adoption du Statut du Personnel de l'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Electricité
011/ARSE - CDD	07//12/05	Portant code d'éthique et de déontologie de l'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Electricité



### **I.2.1.2 Activités au titre des études, rapports et recommandations**

L'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Electricité a apporté son assistance au Ministre en charge de l'énergie dans le cadre du processus de conciliation entre le concédant et le concessionnaire au Centre International pour le Règlement des Différends Relatifs aux Investissements (CIRDI).

Les négociations entre le concédant et le concessionnaire pour une nouvelle forme de coopération sont restées bloquées à la fin de l'exercice 2004, chaque partie restant ferme sur sa proposition de nouvelle forme de partenariat. C'est dans ce contexte que le concessionnaire a introduit le 16 mars 2005 une requête de conciliation au C.I.R.D.I. Les griefs du concessionnaire contre l'Etat togolais peuvent se résumer en trois points :

- ◆ Absence du financement IDA qui était supposé être rétrocédé au concessionnaire par l'Etat pour le développement du réseau électrique de Lomé et les six grandes villes de l'intérieur ainsi que l'électrification rurale. La réalisation du programme d'investissement liée à ce financement aurait généré des recettes supplémentaires au concessionnaire ;
- ◆ La question de l'augmentation des tarifs demandée par le concessionnaire ;
- ◆ La question des impayés de l'Administration.

L'ARSE a donc assisté le concédant dans la rédaction des mémoires en réponse à la requête du concessionnaire et pris part aux audiences qui ont eu lieu au C.I.R.D.I.

Dans le domaine des études techniques, l'ARSE a eu à traiter les questions suivantes :

#### ***i. Programme d'entretien et d'investissement - Provision***

Prévus pour être transmis au concédant le 31 octobre 2004, ces documents sont parvenus à l'ARSE le 12 janvier 2005, suite à une mise en demeure datant du 14 décembre 2004. Après l'analyse des documents, l'ARSE a rencontré le concessionnaire, le 18 février 2005, pour lui exposer ses observations qui portaient notamment sur le coût assez élevé de certains matériaux et l'absence du projet de conversion de la centrale Sulzer en fuel lourd. Le concessionnaire avait reconnu que les coûts unitaires et la main-d'œuvre élevés gonflaient les provisions et avait revu en baisse ces deux éléments. Quand au projet de conversion du Sulzer en fuel lourd, le concessionnaire avait promis de faire parvenir son point de vue final sur ledit projet ultérieurement par courrier. A la fin de l'exercice, le courrier n'était pas encore parvenu.

#### ***ii. La révision tarifaire***

L'ARSE a pris une part active dans l'étude de l'augmentation des tarifs décidée par la Communauté Electrique du Bénin (CEB). En effet, suite à la décision de la CEB d'augmenter ses tarifs de 16% à partir de juillet 2005, en application de l'indexation, le Ministre en charge de l'énergie, sur avis de l'ARSE a fait suspendre la décision de la CEB et demandé qu'une étude soit faite pour déterminer la pertinence des paramètres soutenant cette décision.

Un comité technique composé de représentants des différents acteurs du secteur de l'électricité au Togo et au Bénin a été mis en place à la suite de la réunion du 13/10/2005 pour examiner la question. Ce comité, après plusieurs séances de travail, a décidé de faire

appel aux compétences de l'expert qui avait réalisé l'étude tarifaire en 2002 pour actualisation.

Il ressort des analyses de l'expert présentées en décembre 2005 que :

- ◆ le prix de 50 FCFA/kWh appliqué par la CEB reflète le niveau d'équilibre. Ce prix pourrait être considéré comme tarif de base pour l'indexation à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2006 ;
- ◆ Pour Togo Electricité, une augmentation de 5% du tarif actuel est nécessaire pour atteindre un niveau d'équilibre au 1<sup>er</sup> janvier 2006 qui servira de base pour l'indexation à partir de cette date.

Outre ces deux aspects, le comité a émis la nécessité d'étudier la possibilité de récupérer les surcoûts liés à l'augmentation du prix des produits pétroliers en 2005 étant donné que le consultant a reconnu que l'équilibre sus-mentionné ne prend pas en compte cette augmentation. Le comité a également demandé au consultant de :

- ◆ retenir l'indice platt's comme paramètre d'indexation des produits pétroliers pour la CEB ;
- ◆ d'élaborer deux formules d'indexation pour Togo Electricité. La première formule devant prendre en compte l'indice platt's et la seconde, le prix officiel du gaz oil à la pompe au Togo.

### ***iii. Etude de la consommation de l'Administration***

Les travaux d'analyse du fichier de l'Administration Centrale et les sociétés d'Etat ont démarré en 2005. L'objectif de ces travaux est la fiabilisation du fichier du parc des abonnés de l'administration et partant la détermination de sa consommation réelle.

Le distributeur a dénombré 2953 points de livraison appartenant à l'administration. Ces points de livraison ont été visités entre mars et avril 2005 afin de vérifier la conformité entre les données informatiques et celles du terrain.

Cette enquête a montré que 1728 points de livraison, soit 58,52% du parc des abonnés de l'administration ont des données qui discordent avec le fichier informatique ; 1155 points de livraison, soit 39,11% du parc, présentent des données qui sont en harmonie avec le fichier informatique. L'enquête n'a pas pu statuer sur le reste des points de livraison.

En dehors de ces données quantitatives, l'analyse qualitative des résultats de l'enquête a montré des incohérences et insuffisances ci-dessous relevées par le distributeur :

- ◆ Les clients appartenant à l'Administration ne sont pas traités de façon unique. Certains sont considérés comme des points de livraison à usage professionnel, d'autres à usage domestique ;
- ◆ Des réglages de disjoncteur sur le terrain non conformes au contrat ou illisible ;
- ◆ Des points de livraison coupés depuis longtemps mais non résiliés ;
- ◆ Des doubles facturations au niveau de certains abonnés ayant un comptage MT et des compteurs BT ;

- ◆ Des difficultés d'identification du payeur (plusieurs institutions pour un même point de livraison).

L'analyse parallèle du fichier informatique et des résultats de l'enquête a permis à l'ARSE de formuler des observations au concessionnaire dont la prise en compte ramènera le nombre de points de livraison de l'Administration à 2644 au lieu de 2953. Certaines anomalies proviennent de la migration de GESSICA à Gd'O. Au cours de cette migration, des catégories, regroupements et tarifs ont changé sans aucune justification commerciale.

A la fin de l'exercice, les travaux de mise en conformité des données de l'enquête et du fichier informatique n'étaient pas encore terminés.

### **I.2.1.3 Activités au titre des investigations et de la surveillance du secteur**

L'ARSE a effectué des missions de contrôle des ouvrages du service concédé. Ces contrôles ont révélé que l'état physique des réseaux de distribution reste toujours préoccupant. Certes des travaux d'entretien ont été effectués ; mais de nombreux supports pourris sont encore à remplacer et le réseau en cuivre nu présent dans certaines localités comme Sokodé est la cause de nombreux incidents et de la dégradation de la qualité de fourniture (baisse de tension, coupures).

A Dapaong, dans l'extrême nord, des baisses de tension sont enregistrées dans les postes MT/BT alors que lesdits postes ne présentent pas des signes de surcharge. Ce qui implique que ces baisses de tension proviennent du réseau moyenne tension alimentant la ville.

Dans les zones périphériques de Lomé, les réseaux dénommés "toiles d'araignées" continuent de se développer malgré les campagnes de sensibilisation des autorités. Les extensions faites par les tiers ne tiennent pas compte de la capacité des ouvrages existants ni des longueurs réglementaires de réseau autour d'un poste de transformation MT/BT. Ce qui a pour conséquence des chutes de tension contraignant des usagers à allumer leurs lampes parfois à 16 heures. Des contrôles de qualité de fourniture opérés dans certaines zones ont montré que la tension d'alimentation chez des abonnés reste mauvaise dans 56% du temps alors que le règlement du service concédé exige qu'elle soit bonne dans 95% du temps.

Le contrôle de l'exploitation des centrales isolées a montré que des efforts doivent être faits pour améliorer la gestion de ces unités de production. Les fiches d'exploitation et de suivi des groupes sont mal tenues. La relève des paramètres de fonctionnement des groupes est hebdomadaire au lieu d'être horaire. Certains surveillants de centrale ignorent encore que la relève doit être horaire. Une remise à niveau de ces agents s'avère nécessaire.

Le gouvernement togolais a, dans le cadre de sa politique d'électrification rurale et périurbaine, mis en place en 2005 un fonds spécial d'électrification d'un montant de six cent million (600 000 000) de francs CFA. L'ARSE a été désigné comme maître d'ouvrage délégué. A ce titre elle a suivi et contrôlé les travaux (trente neuf (39) chantiers) exécutés pour le compte de ce fonds. Ainsi, six nouvelles localités ont été électrifiées dont deux par des groupes électrogènes et quatre à partir du réseau moyenne tension (MT) existant. Il s'agit de Nagbéni, Faré, Lama-Gnangbadé ; Awandjélo ; Babadé et Tové. Des extensions de réseau ont été également réalisées dans les zones périurbaines de Mango, Kara, Bassar, Guérin-Kouka, Sotouboua et Lomé.

#### **I.2.1. 4 Activités au titre de la conciliation**

La loi 2000-012 du 18 juillet 2000 reconnaît à l'ARSE la compétence de recevoir et de traiter des plaintes relatives à des litiges entre concessionnaires, entre concessionnaires et consommateurs, ainsi qu'entre concessionnaires ou consommateurs ou toutes autres personnes notamment les titulaires d'autorisations d'exploitation. Les modalités de dépôt de plainte à l'ARSE ainsi que leur traitement sont définis dans le décret 2000-090/PR du 08 novembre 2000 et sont ci-dessous résumés.

##### **Rappel sur la saisine**

##### **Quand saisir l'ARSE ?**

Conformément aux dispositions de la loi 2000-012 du 18 juillet 2004, l'ARSE peut être saisi en cas de différend entre :

- ☞ *Consommateurs et concessionnaire,*
- ☞ *Concessionnaires et consommateur,*
- ☞ *Entre concessionnaires et l'Etat.*

##### **Comment saisir l'ARSE ?**

- ☞ *Par lettre recommandée avec accusé de réception, adressée au Directeur Général ;*
- ☞ *Dépôt de lettre au siège de l'ARSE contre délivrance d'un récépissé ;*
- ☞ *Formulaire à remplir au siège de l'ARSE lorsqu'il s'agit d'un consommateur*

##### **Conditions de recevabilité :**

1. *La partie plaignante doit justifier qu'elle a utilisé tous les moyens de dialogue direct avec la ou les parties adverses sans succès ou résultats satisfaisants pour elle ;*
2. *L'ARSE procède à des investigations au terme desquelles, elle peut notifier aux parties en litige leur faculté de soumettre le litige à sa conciliation ou à son arbitrage dans un délai d'un mois. Ce n'est qu'en cas d'accord écrit des parties en litige qu'une saisine de l'ARSE serait recevable et enregistrée.*

Conformément à ces prérogatives, l'ARSE a reçu et traité, pour le compte de l'année 2005, des plaintes émanant pour la totalité des consommateurs d'énergie électrique à l'encontre du concessionnaire Togo Electricité.

#### **TRAITEMENT DES PLAINTES**

Contrairement à l'année 2004, l'ARSE n'a pas eu à mettre en œuvre les procédures de conciliation ou d'arbitrage dans le traitement des plaintes qu'elle a enregistré en 2005. Sept (07) plaintes ont été enregistrées par l'ARSE au cours de l'année 2005. Parmi les sept, une seule a rempli les conditions de recevabilité et a été formellement adressée à l'ARSE. Deux ayant le même objet, à savoir la contestation d'enregistrement d'énergie, ont

été rejetées pour entorse à la procédure. Les plaignants n'ayant pas dialogué au préalable avec Togo Electricité, la procédure normale leur a été expliquée pour qu'ils saisissent formellement Togo Electricité en vue de la résolution de leurs problèmes.

#### **a. Les plaintes écrites envoyées en ampliation à l'ARSE**

Trois cas de plaintes ont été envoyés en ampliation à l'ARSE. Le premier émane de Maître Alexis ACQUEREBURU, Avocat à la cour. Celui-ci avait mis en demeure Togo Electricité qui avait accusé un retard important pour le branchement de l'immeuble Acquéréburu, en face de la Caisse d'Épargne du Togo. Bien que n'ayant pas été directement saisi, mais vu l'objet de la plainte, l'ARSE a adressé une injonction à Togo Electricité pour que le client soit branché au cas où ses allégations étaient fondées. Ce qui a été fait quelques jours plus tard suivi d'une lettre d'excuse au client.

Les deux autres cas de plaintes destinées à Togo Electricité mais envoyées en ampliation à l'ARSE n'ont pas fait l'objet d'intervention de la part de l'ARSE auprès de Togo Electricité en raison du silence observé par les plaignants malgré l'explication qui leur a été fournie sur la procédure de saisine. On peut supposer qu'une entente a été finalement trouvée avec leur fournisseur d'électricité.

#### **b. Le cas de dérogation à la procédure de saisine**

L'ARSE a enregistré en 2005 un cas de plainte ayant dérogé à la procédure habituelle de saisine. Il s'agit d'une plainte qui n'a pas été adressée formellement à l'ARSE (pas de lettre recommandée, pas de dépôt de lettre, le formulaire de plainte n'a pas été rempli non plus). Le client est la personne du Consul de la République Tchèque au Togo, a saisi l'ARSE, par appel téléphonique, de la mauvaise qualité de l'énergie qui lui est livrée. Une campagne de mesure préalablement effectuée par l'ARSE dans la zone incriminée lui a permis de s'assurer du bien fondé de la plainte. Par appel téléphonique, l'ARSE a transmis la plainte aux services techniques de Togo Electricité. Suite au mutisme du distributeur, l'ARSE a fini par lui adresser une injonction. Le traitement de cette plainte est toujours en cours à la fin de l'exercice.

#### **c. Le cas de la plainte régulièrement enregistré**

Il s'agit d'un litige entre la société Togo Electricité et son client la société SIVOP-TOGO. Dans cette affaire, la société SIVOP-TOGO demande à Togo Electricité la réparation des dommages électriques intervenus sur ses équipements suite à l'instabilité des tensions de son secteur. Après avoir permis aux deux parties de s'expliquer par un échange de correspondances, l'ARSE a organisé une rencontre à son siège au cours de laquelle la société SIVOP-TOGO a demandé qu'une expertise soit commise afin que les responsabilités soient établies. A l'issue de cette rencontre, sur proposition de la société Togo Electricité, il a été convenu qu'une dernière investigation (des prises de mesures) soit effectuée au sein de la société plaignante. Le compte rendu de cette investigation qui a été transmis à la société SIVOP-TOGO via son conseil Maître Alexis ACQUEREBURU pour d'éventuelles observations, dit que les valeurs de tension sont dans la plage contractuelle et incrimine le réglage interne de la société SIVOP-TOGO. La société SIVOP-TOGO n'ayant pas réagi face à ce rapport, on peut présumer que les conclusions du rapport sont exactes d'autant plus que dans ses observations d'avant la rencontre au siège de l'ARSE, elle avait également reconnu qu'il y avait conformité entre la tension reçue et celle souscrite dans le contrat d'abonnement.

## **I.2.1.5 Autres activités**

### **1.2.1.5.1 Formation du personnel**

Pour permettre à l'ARSE de disposer de ressources humaines efficaces et capables d'assumer les différentes responsabilités, les membres du Comité de Direction ainsi que les agents (Cadres et de Maîtrise) ont suivi des formations au cours de l'exercice 2005.

Les formations ont porté essentiellement sur la régulation dans le secteur de l'électricité d'une part et sur le perfectionnement de l'exécution de certaines tâches dans les domaines de la comptabilité, de la politique de l'énergie et du secrétariat d'autre part.

Les thèmes développés au cours de ces formations sont résumés dans le tableau 2 ci-dessous :

***Tableau 2 : thèmes des formation suivies par les agents de l'ARSE***

<b>N°</b>	<b>Thèmes</b>	<b>Date, Lieu et organisateurs</b>	<b>Participants</b>
1	Comptabilité Régulatoire : Principes et pratiques	Du 11 au 14 Avril 2005 à Dakar par la Banque Mondiale	NYAKU Komla et LARE Kolambike
2	Préparation d'une révision Tarifaire : Collecte des données, présentation de documents et auditions publiques	09-13 Mai 2005 à Dakar par la Banque Mondiale	TIEM Bolidja et NYAKU Komla
3	Perfectionnement aux métiers de chargés d'affaires et d'analystes financiers	10-13 Mai 2005 à Cotonou par PERFORM STRATEGY	AMEGAN Adjoa et LARE Kolambike
4	Formation – Action sur les contrats et convention	07-11 Juin 2005 à Ouagadougou par la Francophonie	TIEM Bolidja et LARE Kolambike
5	Contract Compliance for PPP	11-22 Juillet à Washington par l'IP3	NOUPOKOU Dammipi, KPEGBA Louis et ADJOGBOVIE Nadou
6	Séminaire d'introduction à la gestion	17-28 Octobre 2005 à Ouagadougou par la Francophonie	BATABA-AGAMAH Abidé
7	La gouvernance d'entreprise : simple vocabulaire à la mode ou véritables enjeux organisationnels des entreprises et de leurs dirigeants	19-21 Octobre 2005 à Lomé par le Cabinet Afrique Consulting group (AFINE/UEMOA)	AMEGAN Adjoa et LARE Kolambike
8	Formation professionnelle sur la politique de l'énergie	14 novembre au 16 décembre 2005 à Bamako	NEGBEGBLE Yawovi
9	Perfectionnement des professionnels du Secrétariat et de l'Assistanat	12 Novembre 2005 à Lomé	KUMODZI-DZEVI Séna
10	Perfectionnement des professionnels du Secrétariat et de l'Assistanat	02 Décembre 2005 à Lomé	KUMODZI-DZEVI Séna
11	Formation en Management des Systèmes d'Information	20-22 Décembre 2005 à Cotonou	TIEM Bolidja et NEGBEGBLE Yawovi

### **1.2.1.5.2 Collaboration avec d'autres instances**

#### ***i. L'ARSE au sein du Forum Africain des Régulateurs de Services Publics (AFUR)***

L'ARSE a participé à l'atelier de mise en place du Comité Technique Sectoriel Energie du Forum Africain des Régulateurs de Service Public (AFUR) qui s'est tenu à Abidjan le 22 juillet 2005. Cinq pays, la Côte d'Ivoire, le Ghana, le Mali, le Sénégal et le Togo étaient représentés à cet atelier au cours duquel le Directeur Général de l'Autorité Nationale pour

la Régulation du Secteur de l'Electricité (ANARE) de Côte d'Ivoire et le Président de la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité du Sénégal (CRSE) ont été élus respectivement président et secrétaire Général du Comité Technique Sectoriel Energie. Pour des raisons d'équilibre régional, le président étant issu de l'Afrique de l'Ouest tout comme les cinq pays participants, et vu l'absence de participants des pays d'autres sous régions, le poste de vice président n'a pu être pourvu.

## ii. L'ARSE et le Plan national de mise en œuvre de la convention de Stockholm sur les Polluants Organiques Persistants (POPs)

Le Togo ayant ratifié la convention de Stockholm, prend des dispositions pour se conformer aux exigences de celle-ci, à savoir élaborer et mettre en œuvre une stratégie nationale de gestion des POPs. Le secteur de l'électricité étant l'un des secteurs possédant des équipements contenant du polychlorure de biphényle, l'ARSE a été sollicité par le Ministère de l'Environnement et des Ressources Forestières pour l'élaboration d'une stratégie de gestion de ces polluants.

La loi 2000-012 du 18 juillet 2000 relative au secteur de l'électricité met un accent particulier sur la préservation de l'environnement. Elle autorise l'ARSE à inspecter les installations électriques afin de certifier leur conformité aux normes techniques, de sécurité et que leur exploitation ne porte pas atteinte à l'environnement.

## iii. L'ARSE et le Système d'Information Energétique (SIE)

L'ARSE a désigné en 2005 un point focal au sein du SIE en la personne du Chef Service Etudes Techniques. Ce dernier a participé à plusieurs ateliers et séminaire du SIE dont le séminaire de lancement.

## I.2.2 Activités financières

### Bilan

Le bilan, à la fin de l'exercice 2005, est arrêté en actif et en passif à la somme de 975.978.844 FCFA.

Tableau 3 : Résumé du bilan de l'exercice 2005

Désignation	Montant 2005	Montant 2004
<b>ACTIF</b>		
Immobilisations incorporelles	12 263 006	11 984 337
Immobilisations corporelles	109 742 891	83 826 514
Immobilisations financières	225 320 000	320 000
Avances et acomptes	14 868 000	30 804 897
Autres créances	22 418 730	1 204 917
Trésorerie actif	644 571 736	806 171 764
<b>Total actif</b>	<b>1 029 184 363</b>	<b>934 312 429</b>
Amortissements/Provisions	53 205 519	28 120 908
<b>TOTAL ACTIF NET</b>	<b>975 978 844</b>	<b>906 191 521</b>
<b>PASSIF</b>		
Réserves libres	500 000 000	0
Report à nouveau	338 976 049	741 253 401
Résultat net de l'exercice	102 700 982	97 722 648
Dettes fournisseurs – fiscales - sociales et autres	34 301 813	67 215 472
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>975 978 844</b>	<b>906 191 521</b>

## **Compte de résultat**

Le montant total des produits des activités ordinaires s'élève à 381.762. 479 FCFA et est constitué :

- de la redevance payée par TOGO ELECTRICITE pour 350.000.000 de FCFA
- des revenus financiers provenant des dépôts à terme qui s'élèvent à 29.402.044 FCFA ;
- d'une reprise de charges provisionnées sur congés 2004 pour 2.360.435 FCFA.

Les charges des activités ordinaires s'élèvent à **278 470 995 FCFA** et se répartissent comme suit :

Désignation	Montant (FCFA)	
	2005	2004
• Achats	13 797 043	12 567 971
• Transports	22 133 484	8 197 571
• Services extérieurs	133 824 677	163 450 597
• Impôts et Taxes	138 064	145 385
• Autres charges	7 200 041	7 300 000
• Charges de personnel	75 565 774	71 827 704
• Dotations aux amortissements et Provisions	25 811 906	20 071 147
• <b>TOTAL</b>	<b>278 470 995</b>	<b>283 560 375</b>

Les charges H.A.O. s'élèvent à 590 502 FCFA et représentent la différence entre la valeur d'origine des immobilisations mises au rebut à la fin 2005 et les amortissements cumulés pratiqués sur lesdites immobilisations.

Le montant total des charges est donc de 279 061 497 FCFA.

L'activité ordinaire fait ressortir des produits de 381.291.484 FCFA et des charges de 278 470 995 FCFA ; soit un excédent des activités ordinaires (Produits – Charges) de **103 291 484 FCFA** pour l'exercice 2005.

L'activité H.A.O. présente un résultat de **(590. 502 FCFA)**.

Il résulte de cette analyse que le résultat net de l'exercice 2005 (total produits - total charges) s'élève à **102 700 982 FCFA**.



# REVUE DES ACTIVITES DES OPERATEURS

Les opérateurs du secteur de l'électricité togolais était constitués en 2005 de :

- la Communauté Electrique du Bénin (CEB) : opérateur historique, détient à ce jour le monopole des importations et du transport de l'énergie sur l'ensemble des territoires de la République togolaise et de la République du Bénin ;



- Togo Electricité : concessionnaire distributeur a l'exclusivité de la distribution et de la vente de l'énergie électrique sur le périmètre du service qui lui est concédé ;
- Electro Togo, producteur indépendant : elle a repris les installations de l'ancienne Centrale Thermique de Lomé (CTL) par une concession

## II. Bilan des activités techniques

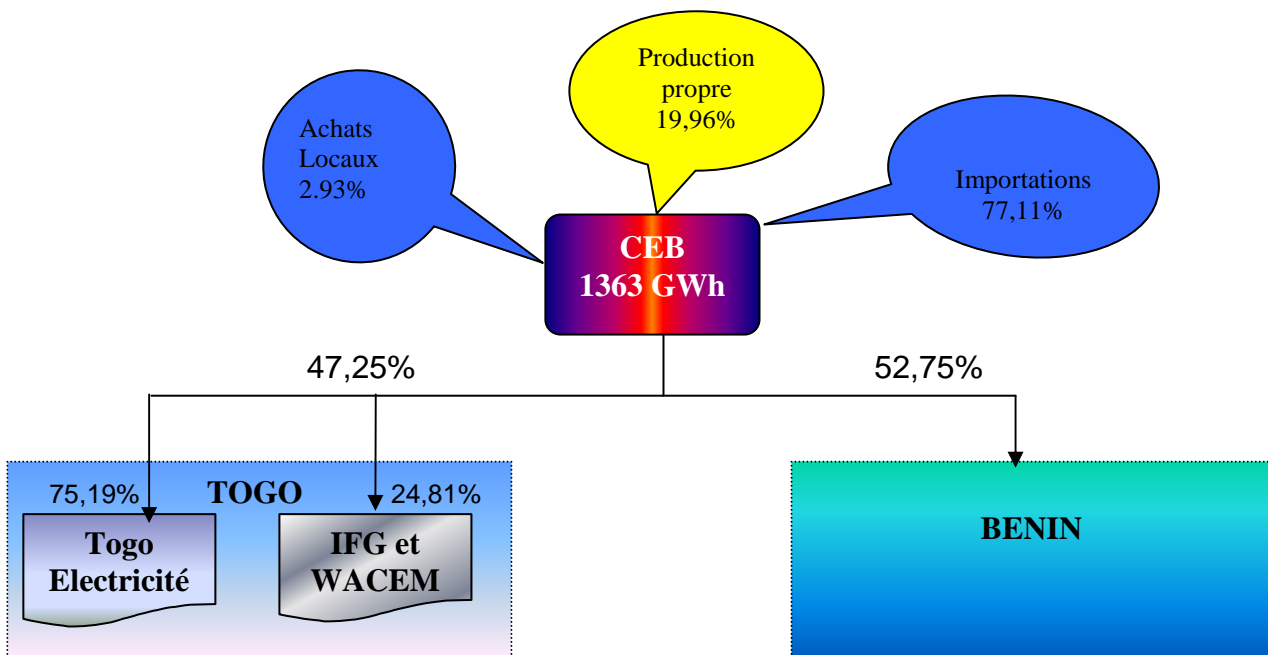
### La Communauté Electrique du Bénin

#### Approvisionnement

La demande du réseau de la CEB s'est élevée à **1363 GWh** en 2005 soit une augmentation de **3.81%** par rapport à 2004. La puissance moyenne correspondante appelée a été donc de **155.6 MW** et la pointe maximale instantanée de **213.5 MW** au 19 décembre à 18h19.

L'énergie appelée par la République Togolaise s'est élevée à **644 GWh**. Ce qui correspond à une puissance moyenne appelée de **73.52 MW**. La pointe maximale instantanée enregistrée sur le réseau interconnecté sud togolais a été de **115,09 MW** le 19 août à 19h13 et la pointe quart horaire de **108.48 MW** le 11 mars à 19h15.

Pour couvrir cette demande, la CEB a fait recourt à ses moyens propres de production et des achats. Les achats ont couvert environ 80,04% de l'énergie appelée et la production propre 19,96%. Le graphique ci-dessous présente de façon synthétique l'approvisionnement et les ventes de la CEB en 2005.



*Approvisionnement et ventes de la CEB*

Les moyens propres de production de la CEB sont constitués de deux turbines à gaz à Cotonou et à Lomé, et de la centrale hydro-électrique de Nangbeto. Le tableau suivant donne le détail du parc et l'évolution de la production entre 2001 et 2005.

**Tableau 4 : Evolution de la production de CEB de 2001 à 2005**

Centrale	Type	Puissance Installée (MW)	Puissance Disponible (MW)	Energie produite (GWh)					Taux, % 04/05
				2001	2002	2003	2004	2005	
Nangbeto	Hydraulique	65	40	92	166	236	157	144	-8.28
TAG LPO	Thermique	25	20	34	28	14	59	62	5.08
TAG CVE	Thermique	25	20	29	55	66	10	66	560
<b>Total</b>		<b>115</b>	<b>80</b>	<b>155</b>	<b>249</b>	<b>316</b>	<b>226</b>	<b>272</b>	<b>20.35</b>

*Source : statistiques CEB*

La puissance disponible de la CEB couvre 37.5% de sa pointe. La production thermique a représenté 47% de la production propre qui s'est accrue de 20.35% en 2005 passant de 226 à 272 GWh. La mauvaise pluviométrie a entraîné une baisse de la production hydraulique de 8.28% contraignant ainsi la CEB à solliciter plus les centrales thermiques qui ont produit 85.5% de plus qu'en 2004.

La production propre a seulement couvert 19.96 % de la demande. Les raisons principales sont la hausse des prix des produits pétroliers pour la production thermique et la mauvaise pluviométrie pour la production hydraulique.

Pour combler ses besoins, la CEB achète de l'énergie sur le marché local et à l'extérieur. Les achats d'énergie de la CEB s'élèvent à **1091 GWh** en 2005, et se décomposent en achats locaux (**40 GWh**) et en importations (**1051 GWh**).

En 2005, les importations de la CEB sont restées au même niveau qu'en 2004 et proviennent de la Volta River Authority (VRA), 60,41%, de la Compagnie Ivoirienne d'Electricité (CIE), 39,45% et de NIGELEC (0,14%).

Les importations ont couvert 77,11% de la demande du réseau de la CEB en 2005 et les achats locaux 2,93%.

Les importations en provenance de la VRA et la CIE sont limitées par la capacité de transit de la ligne 161 kV Akossombo – Lomé.

Les achats d'énergie ont coûté 38 546 694 144 francs CFA dont 34 521 684 778 francs CFA pour les importations. Le prix moyen global d'achat est de 35,33 Fcfa/kWh. Le détail des prix d'achat par fournisseur se présente comme suit :

**Tableau 5 : Achats d'énergie de la CEB en 2005**

	<b>VRA</b>	<b>CIE</b>	<b>NIGELEC</b>	<b>TE</b>	<b>SBEE</b>	<b>Total</b>
Energie, kWh	634 862 385.43	414 631 258.48	1 473 810	6 804 320	33 224 048	1 090 995 821.91
Montant, Fcfa	22 032 637 484	12 438 937 754	50 109 540	750 599 149	3 274 410 217	38 546 694 144
<b>Prix moyen, Fcfa/kWh</b>	34.7	30	34	110.31	98.56	35.33

Source CEB

Les achats locaux de la CEB au Togo se résument à l'énergie additionnelle, c'est-à-dire l'énergie produite par le Distributeur, sur demande du fournisseur historique, lorsque les approvisionnements de ce dernier ne lui permettent pas de livrer le volume contractuel.

Le tableau 6 résume l'évolution de l'approvisionnement de la CEB en énergie électrique de 2001 à 2005.

**Tableau 6 : Evolution de l'approvisionnement en énergie (en GWh) de la CEB de 2001 à 2005**

		2001	2002	2003	2004	2005	Taux, % 2005/2004
Achats	VRA	302	611	620	662	634.9	-4.08
	CIE	577	233	270	389	414.6	6.68
	NIGELEC	-	-	-	-	1.5	-
	Locaux			32	36	40	11.11
	Total achat	879	844	922	1087	1091	0.37
Production	Nangbeto	92	166	236	157	144	-8.28
	TAG Lomé	34	28	14	59	62	5.08
	TAG Cotonou	29	55	66	10	66	560
	Total production	155	249	316	226	272	20.35
<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>		1034	1093	1238	1313	1363	3.81

Source : statistiques CEB 2005

## Le transport

Pour transporter, transformer et livrer à ses clients l'énergie produite ou achetée, la CEB dispose de :

- ◆ 795 Km de lignes haute tension 161kV ;
- ◆ 106 Km de lignes haute tension 63 kV ;
- ◆ 35 Km de lignes moyenne tension 20kV ;
- ◆ onze (11) postes de transformation avec une puissance installée de 550,5 MVA

Sur le territoire togolais, la CEB dispose de 419,6 Km de lignes (toutes tensions confondues); six (06) postes de transformation avec une puissance installée de 310,5 MVA.

## La commercialisation

Les clients de la CEB au Togo sont Togo Electricité, International Fertilizer Group (IFG) et West African Cement (WACEM). La CEB a livré à ces trois clients **644 GWh** en 2005 soit 47,25% de ses ventes totales. Les ventes au Togo ont progressé de **2.89%** par rapport à l'exercice 2004 où elles étaient de **626,3 GWh**.

On constate un ralentissement du rythme de croissance de la consommation nationale. En effet, entre 2003 et 2004, la progression était de 6.06% contre 2.89% pour la période 2004-2005. Les ventes au Togo ont apporté à la CEB 32,9 milliards de francs CFA. La répartition des ventes selon les quatre clients de la CEB se présente comme suit :

**Tableau 7 : Répartition des ventes d'énergie en kWh par la CEB de 2001 à 2005**

Clients	2001	2002	2003	2004	2005	Taux
Togo Electricité	390 734 416	409 628 520	430 741 963	468 985 619	484 542 140	3.32%
WACEM	80 185 000	95 147 000	109 698 000	110 449 000	115 206 000	4,31%
IFG	31 489 000	16 577 000	49 060 000	46 290 000	44 660 000	-3.52%
Electro Togo			871 050	576 136	-	-
<b>Total</b>	<b>502 408 416</b>	<b>521 352 520</b>	<b>590 371 013</b>	<b>626 300 755</b>	<b>644 408 140</b>	<b>2.89%</b>

*Source : statistiques CEB 2005*

Le montant total des ventes de la CEB au Togo s'est élevé 32,9 milliards de francs CFA. Le prix moyen de vente est de 50,99 FCFA/kWh.

## La qualité de service

En 2005, la CEB a connu 15 coupures générales. L'énergie non distribuée correspondant s'élève à 50 GWh.

## Les projets de développement

Trois importants projets de développement sont actuellement en cours à la CEB en ce qui concerne le Togo.

L'interconnexion Nord Togo : ce projet consiste en la construction d'une ligne 161 kV entre Atakpamé et Kara, l'extension du poste d'Atakpamé et la construction du poste de Kara. La mise en service est prévue pour juillet 2006. Ce projet a un complément qui devra permettre

d'étendre la ligne de Dapaong jusqu'à la ville de Mango. Ce complément est à l'étape d'appel d'offres.

A long terme la CEB prévoit boucler Mango et Kara et réaliser ainsi une dorsale nord – sud en 161kV

L'interconnexion CEB-NEPA : Ce projet consiste en la construction d'une ligne 330 kV entre Sakété au Bénin et IKéja au Nigeria. Sa réalisation permettra de connecter le réseau de la CEB à celui du Nigeria et de bénéficier ainsi de l'énergie produite par la NEPA.

Le Barrage d'Adjarala : Il s'agit de la construction d'un barrage hydroélectrique sur le fleuve mono en aval du barrage de Nangbéto. Le projet est à l'étape du bouclage du financement. Toutefois, la préqualification a déjà été effectuée.

### **Autres Projets :**

Il existe également au niveau de la CEB les projets ci-après :

- ◆ Construction d'une deuxième turbine à gaz à Lomé ;
- ◆ Construction d'un troisième poste de livraison à Lomé ;
- ◆ Construction d'un poste de livraison à Sokodé ;
- ◆ Réhabilitation de la ligne double terre Lomé A – Lomé B ;
- ◆ Electrification de Mandouri par une ligne 63 kV



## Togo Electricité

### Approvisionnement

Togo Electricité a livré sur son réseau **534 GWh** contre **509 GWh** en 2004.

La principale source d'approvisionnement de Togo Electricité (TE) est la CEB qui a couvert 90% de l'énergie appelée; les 10% restants ont été produites par TE qui dispose d'une centrale hydraulique à Kpimé et des centrales thermiques composées de groupes diesels.

La ville de Dapaong et la région sud du Togo sont alimentées par le réseau de la CEB. Les centrales de Kara et de Sokodé alimentent les grandes villes du nord Togo, à l'exception de Mango qui dispose, tout comme Badou au sud, de sa propre centrale. Quatorze petites localités sont alimentées par de petites centrales isolées dont les puissances installées varient entre 40 et 300 kVA. Ces petites centrales tournent 12h/24h.

Le parc de production de TE comptait au 31 décembre 2005 45 unités de production, réparties sur le territoire national, pour une puissance totale installée de **42.33 MW** dont 26.8 MW de disponible.

L'année 2005 a été marquée par l'accroissement de 12,67% de la production propre de TE qui est passée de **45 GWh** en 2004 à **50.7 GWh**. La consommation spécifique moyenne des centrales thermiques a été de **0,284 l/kWh** contre 0.294 l/kWh en 2004, soit une diminution de 3.4%. Le coût moyen de production brute est passé à **106 FCFA/kWh** (ce coût moyen ne tient pas compte des charges du personnel). Malgré la baisse de la consommation spécifique, le coût de la production est resté élevé ; cela s'explique par l'augmentation du prix du carburant sur le plan national.

Le tableau ci-dessous résume la production, la consommation spécifique et le coût de production par centrale.

**Tableau 8 : Production brute, consommation et coût de production en 2005**

<b>CENTRALES</b>	<b>Production brute</b>	<b>Consommation combustible</b>	<b>Consommation spécifique, l/kWh</b>	<b>Coût, Fcfa/kWh</b>
LOME-SIEGE	6 805 010	1 990 049	0,292	94
KPALIME	1 961 467	0	0,000	0
BADOU	584 990	214 652	0,367	138
SOKODE	8 682 839	2 502 576	0,288	109
KARA	30 119 320	8 656 646	0,287	109
MANGO	1 572 875	495 400	0,315	122
ELAVAGNO	96 470	60 925	0,632	238
KOUGNOHOU	65 480	57 590	0,880	337
BLITTA	125 300	65 020	0,519	197
ANIE	263 100	118 400	0,450	169
DANYI	80 228	59 734	0,745	282
KAMBOLI	120 660	46 640	0,387	142
GUERIN KOUKA	96 385	37 250	0,386	148
BARKOISSI	29 342	17 688	0,603	229
GANDO	69 671	26 046	0,374	146
TANDJOARI	6 310	11 730	1,859	705
MANDOURI	23 540	15 220	0,647	245
<b>TOTAL TE</b>	<b>50 702 988</b>	<b>14 375 566</b>	<b>0,284</b>	<b>106</b>



Il faut noter que les coûts de production propre de TOGO ELECTRICITE sont largement supérieurs aux paramètres soumissionnés. Les paramètres contractuels de TE, dans le domaine de la production propre pour l'exercice 2005, sont de **83 735 821 kWh** d'énergie produite (QPP) à un prix moyen de production propre (PPP) de **27,52 FCFA / kWh**. Il en résulte que le taux de réalisation est donc de **60,55%** pour l'énergie produite et cela à un coût de production **3,85** fois plus élevé que la valeur soumissionnée. L'augmentation du prix du carburant a eu une grande incidence sur ce coût de production.

Les achats d'énergie en 2005 sont de **485 GWh** pour un montant de 24,25 milliards, ce qui représente une progression de **3,36%** par rapport à 2004. Le tableau suivant présente l'évolution des achats par point de livraison entre 2001 et 2005.

**Tableau 9 : Achat d'énergie en kWh de TOGO ELECTRICITE de 2001 à 2005**

Ville	2001	2002	2003	2004	2005	Taut, % (2004-2005)
Lomé	359 734 685	377 770 152	389 694 354	417 803 949	430 077 935	2.94
Tabligbo	3 114 600	3 331 600	3 534 027	3 783 100	3 707 900	-1.99
Atakpamé	18 367 920	21 465 560	22 726 828	27 549 280	29 422 280	6.80
Aného	4 577 631	1 923 860	4 203 022	7 059 423	6 643 828	-5.89
Cinkassé	500 280	642 650	1 114 711	2 136 876	2 409 646	12.76
Dapaong	4 206 942	4 260 481	4 415 881	4 813 886	5 224 196	8.52
Tohoun	232 358	234 218	229 141	259 904	285 935	10.02
Energie add	-	-	4 824 000	5 579 200	6 804 320	21.96
Togoville	-	-	110 833	168 496	383 651	127.69
<b>Total</b>	<b>390 734 416</b>	<b>409 628 521</b>	<b>430 852 797</b>	<b>469 154 114</b>	<b>484 932 691</b>	<b>3.36</b>

La croissance moyenne annuelle des achats est de **4.82%** pendant le premier quinquennat. Cette croissance aurait pu être plus élevée si le développement du réseau avait suivi la demande.

### La distribution

Le système de distribution se caractérise par des lignes triphasées sans neutre distribué en moyenne tension et avec neutre distribué en basse tension. Les tensions de distribution sont :

- ◆ en basse tension : 400/230 V ;
- ◆ en moyenne tension : 5500 V, 20 000 V et 33 000 V ;

La tension de 33 000 V est utilisée pour les liaisons inter urbaines. Cependant beaucoup de ces liaisons construites en 33 000 V sont exploitées, sans problèmes, en 20 000 V, compte tenu des faibles charges en bout de ligne.

Les données sur les ouvrages de distribution ne sont pas fiables car les mises à jour annuelles ne sont pas exhaustives. De plus, Togo Electricité a reconnu en 2003 que l'inventaire réalisé en 2002 n'était pas aussi fiable. A titre indicatif, les données fournies par le distributeur sur le volume des ouvrages sont confinées dans le tableau 10 ci-dessous.

Selon le rapport de la Mission d'Audit sur la Gestion du Service Concédé au cours de la période 2001 – 2005 réalisé par le Cabinet CKA, le Togo compterait au 31 décembre 2005 2671 Km de ligne BT (0.4kV), 1614 Km de ligne de distribution moyenne tension (5.5 à 33 kV) et 75 Km de ligne de transport (66kV).

**Tableau 10 : Evolution de la longueur du réseau de 2000 à 2005**

Longueur de réseau (km)		2000	2001	2002	2003	2004	2005
<b>Réseau BT</b>		2280	2293	2338	2401	N/A	N/A
<b>Réseau MT</b>	<b>Urbain</b>	1336	863	902	912	N/A	N/A
	<b>Inter urbain</b>	765	765	765	765	765	765

Les données sur le rendement du réseau ne sont pas disponibles. En effet, le système d'information du distributeur ne permet pas de dissocier les pertes techniques des pertes commerciales. Les pertes globales sont déduites de l'énergie livrée sur le réseau (production nette + achats) et de l'énergie vendue. L'évolution de ce paramètre au cours de ces cinq dernières années se présente comme suit :

**Tableau 11 : Evolution du rendement du réseau de 2001 à 2004**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
<b>Valeur soumissionnée, %</b>	-	84	89	91	92	92
<b>Réalisation, %</b>	-	80,67	82,73	81,47	82,38	76.5
<b>Taux de réalisation, %</b>		<b>96</b>	<b>93</b>	<b>89,53</b>	<b>89,54</b>	<b>83.15</b>

Source : statistiques TOGO ELECTRICITE

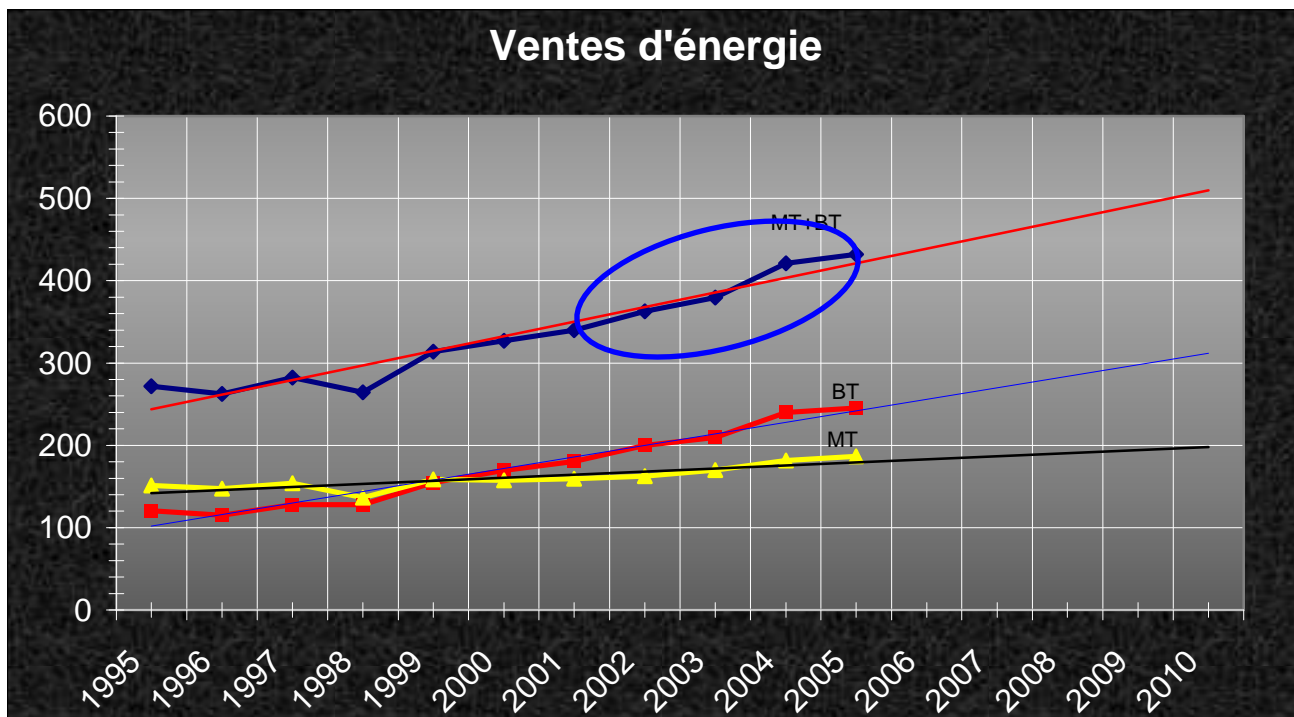
## La commercialisation

Les ventes d'énergie de Togo Electricité se sont élevées à 432.19 GWh pour un montant de 36,15 Milliards de francs CFA. Les ventes ont donc connu une augmentation de 2.67% entre 2004 et 2005. Le tableau 12 et le graphique 3 présentent l'évolution des ventes d'énergie de TOGO ELECTRICITE de 2000 à 2005.

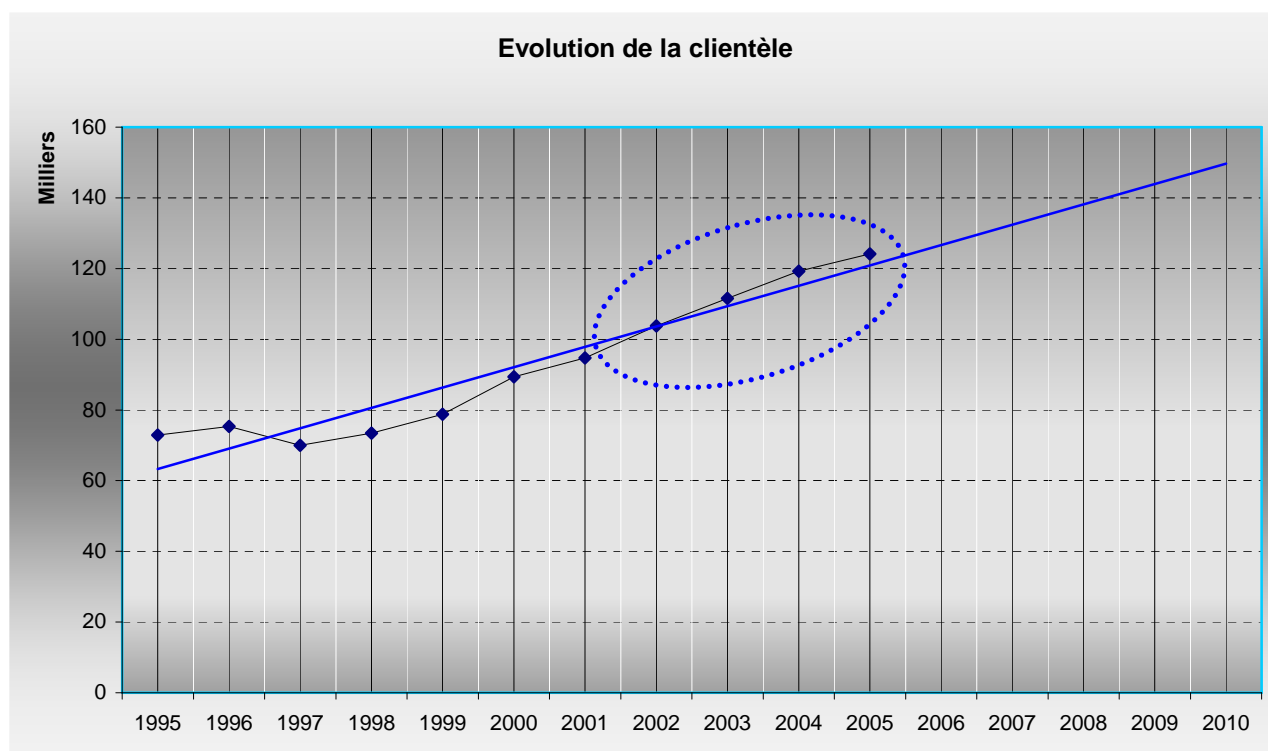
**Tableau 12 : Evolution des ventes d'énergie de TOGO ELECTRICITE de 2000 à 2005**

		2000	2001	2002	2003	2004	2005
<b>Ventes BT</b>	<b>kWh</b>	169 453 211	180 558 549	200 014 541	209 611 797	239 736 334	245 493 020
	<b>FCFA</b>	13 894 837 639	15 028 421 166	17 691 316 900	19 366 408 484	22 100 388 519	22 190 117 290
	<b>Tarif moyen</b>	82 F/kWh	83.2 F/kWh	88,5 F/kWh	92.4 F/kWh	92.2 F/kWh	90.39 F /kWh
<b>Ventes MT</b>	<b>kWh</b>	157 559 044	159 237 140	162 192 935	169 737 665	181 504 122	186 677 342
	<b>FCFA</b>	12 005 456 773	11 628 074 857	12 215 266 378	12 873 733 759	13 642 211 915	13 957 355 261
	<b>Tarif moyen</b>	76.2 F/kWh	73 F/kWh	75.3 F/kWh	75.8 F/kWh	75.2 F/kWh	74.77 F /kWh
<b>Ventes MT +BT</b>	<b>kWh</b>	327 012 255	339 795 689	362 207 476	379 349 462	421 240 456	432 186 322
	<b>FCFA</b>	25 900 294 412	26 656 496 023	29 906 583 278	32 240 142 243	35 742 600 434	36 145 472 551





Le parc des abonnés s'est accru de 4.64% pour la même période passant de **119 217** à **124 749** abonnés. Le graphique 4 ci-dessous montre l'évolution de la clientèle depuis 1995 et une tendance mathématique dans les horizons 2010. La zone délimitée représente le premier quinquennat de la concession.



### Qualité de fourniture

L'article 41 du Règlement du Service Concédé définit les normes et les objectifs de qualité de service à la clientèle basse tension. Les dispositions contractuelles devant permettre de les évaluer n'ont pas été toutes mises en place au cours du quinquennat. Ainsi les données ne sont pas toutes disponibles et souvent peu fiables.

### i. Interruptions de fourniture :

Cet indicateur de qualité de fourniture tel que spécifié par l'annexe 39.4 de la convention, est mesuré par la moyenne annuelle (MIU) et la durée moyenne (DIU) des interruptions par consommateur qui en sont les principaux paramètres. De plus, le distributeur a l'obligation de tenir un registre de toutes les interruptions fortuites et planifiées comprenant des informations nécessaires à la détermination de ces paramètres et publier un certain nombre de données relatives aux interruptions.

Le tableau 12 ci-après montre que ces obligations contractuelles ne sont pas respectées et même les quelques informations disponibles pour certaines données sur les interruptions de fourniture ne sont pas fiables. A l'analyse des quelques statistiques disponibles, on peut conclure que l'objectif d'une baisse du nombre et de la durée des interruptions de 10% par an n'est pas atteint.

**Tableau 13 : Evolution des paramètres d'évaluation de la qualité de fourniture de 2001 à 2005**

		2001	2002	2003	2004	2005	Commentaire
Date et heure d'interruption		nd	nd	nd	nd	nd	
Durée de l'interruption*	MT		2848	1366	1622	nd	
	BT		776	218	494	nd	
Charge approximative affectée		nd	nd	nd	nd	nd	
Consommateurs affectés		nd	nd	nd	nd	nd	
Interruptions fortuites	MT		533	942	437	nd	Objectif : baisse de 10% par an
	BT		290	804	1030	nd	
Interruptions planifiées	MT		384	412	509	nd	
	BT		195	65	72	nd	
Respect du préavis de 48 heures		nd	nd	nd	nd	<b>nd</b>	Les statistiques ne sont pas disponibles mais la mesure est respectée
Réclamations pour défaut d'alimentation ou tension inférieure aux standards de qualité		nd	nd	nd	nd	nd	
Moyenne annuelle des interruptions fortuites par consommateur		nd	nd	nd	nd	nd	
<b>Durée moyenne des interruptions par consommateur</b>		nd	nd	nd	nd	nd	

nd – non disponible

\* la durée cumulée des interruptions planifiées et des déclenchements en MT sont fournies ;

### ii. Qualité de service

Les normes de qualité de service à la clientèle sont définies dans le règlement du service concédé. Dans ce domaine également, les dispositions devant permettre la collecte des données n'ont pas été mises en place au cours du quinquennat. Le tableau ci-dessous résume les normes de qualité de service et l'état de leur mise en œuvre.

**Tableau 14 : Appréciation sur les paramètres d'évaluation de la qualité de service**

Objectifs		Commentaire
Demande d'examen de compte client	Répondre dans les 2 jours à compter de la date de réception	Statistiques non disponibles
Respect des rendez-vous	Contacteur le client au moins 2 jours à l'avance en cas de problème	Statistiques non disponibles
Réponse à une réclamation écrite	5 jours à compter de la date de réception dans 95% des cas	Statistiques non disponibles. Selon les plaintes reçues, le délai n'est pas respecté
Rétablissement de l'alimentation	5 heures suivant la détection de l'origine du défaut dans 95% des cas	Statistiques non disponibles
Interruption d'alimentation	Préavis d'au moins 48 heures à la clientèle	Statistiques non disponibles. Le respect du préavis est satisfaisant.
Dépannage chez le client	Intervenir dans les délais dans 80% des cas	Statistiques non disponibles. Délais non respectés suivant les plaintes de client.
Etablissement de devis de branchement	8 jours calendaires	Statistiques non disponibles
Mise en service d'un nouveau branchement	7 jours calendaires	39,7% de branchement hors délai. Montant de la pénalité : 3 131 079 Fcfa
Respect des valeurs de tension	400/230 V+6 ou -10%. Baisse de 10% des creux et hausses par an	Statistiques non disponibles. Selon les plaintes reçues, l'objectif n'est pas atteint
Indemnisation des clients	2 mois suivant la date de la réception de la requête.	Le nombre de requêtes envoyé à l'assureur est donné par le distributeur Mais aucune information sur le respect du délai n'est disponible.

## Investissement

En 2005 le montant des investissements dans le domaine des extensions et renforcement/réhabilitation de réseau se chiffre à 1,185 milliards FCFA dont 21.6% d'apport des tiers.

Les investissements dans le domaine privé du concessionnaire se sont élevés à 309 millions de FCFA contre 731 millions de FCFA en 2004.

Col		2001	2002	2003	2004	2005*
a	Investissement de Togo Electricité sur le réseau	477	1 468	556	1 038	929
b	Investissement de Togo Electricité en production	554	52	152	459	35
c	Autres Investissement de Togo Electricité sur les ouvrages concédés	217	103	63	108	40
d	Investissement de Togo Electricité sur le matériel privé	1 603	747	546	731	309
e	Investissement des tiers (branchement+extension)	749	618	889	710	683
f= a+b+c	TOTAL Investissement Togo Electricité sur les ouvrages concédés	1 248	1 623	771	1 605	1004
g=f+d	TOTAL Investissement Togo Electricité	2 851	2 370	1 317	2 336	1313
h=g+e	<b>TOTAL INVESTISSEMENT</b>	<b>3 600</b>	<b>2 988</b>	<b>2 206</b>	<b>3 046</b>	<b>1 996</b>

\* les données de 2005 sont provisoires

Le total des investissements dans le secteur s'élève à 1,996 milliards de FCFA en 2005 contre 3.046 milliards de FCFA en 2004. Il résulte une baisse de 34.47% amputable au ralentissement des investissements par le concessionnaire (-1 milliards environ en 2005).

Togo Electricité a investi 10,187 milliards de FCFA au cours du 1<sup>er</sup> quinquennat. Les engagements contractuels pour cette période étaient de 18.839 milliards. Le taux de réalisation est donc de 54,07%.

Conformément à l'annexe 39.4 de la convention de concession, Togo Electricité ayant réalisé moins de 90% du plan d'investissement quinquennal court une pénalité contractuelle dont le montant déterminé en application de la formule  $P = (m_p \times 0.9 - m_r) \times 0.1$  est égal à 676 millions de francs CFA. Dans cette formule,  $m_p$  est le montant prévisionnel des investissements et  $m_r$  – le montant des investissements effectivement réalisés.

Certains projets importants comme la réhabilitation et la reconversion de la centrale Sulzer en fuel lourd, la réhabilitation des postes sources de Kara, Sokodé, Mango, Kpimé, Dapaong n'ont pas été réalisés.



### III. ANNEXES

#### **ANNEXE 1 : Résumé des obligations de TOGO ELECTRICITE**

##### **1.1 Obligations générales**

- 1.1.1 Le Concessionnaire s'engage à réaliser l'inventaire des **Biens du Domaine Public du Concédant** au plus tard avant la fin du douzième mois suivant la date d'entrée en vigueur de la Convention de Concession. Le Concessionnaire s'engage à mettre à jour cet inventaire chaque année en précisant notamment, l'identification cartographique des zones desservies, les longueurs de lignes, la localisation des postes de transformation, le nombre d'abonnés, la typologie des abonnés, les nouveaux Branchements par zones et les modifications intervenues sur les éléments chiffrés.

*L'inventaire a été fait et remis au Concédant en février 2002. Le document transmis comporte également la valorisation proposée par le concessionnaire. La partie cartographique n'est pas réalisée, de même certains ouvrages semblent ne pas avoir suffisamment été bien appréciés. En 2004, Togo Electricité a adressé une lettre à l'ARSE qui confirme cette assertion (lettre n°107/DEX/TE/2004 d u 14 juin 2004).*

- 1.1.2 Le Concessionnaire s'engage à prendre les dispositions d'une part pour respecter les valeurs relatives au taux de recouvrement et au rendement global du réseau telles qu'elles figurent dans son offre financière et d'autre part pour entreprendre et mener à terme à l'issue de la première année d'exploitation les investissements sur les ouvrages existants permettant d'atteindre les volumes prévisionnels de production d'énergie thermique propre.

*Les valeurs du taux de recouvrement et du rendement global du réseau ne sont pas respectées. De même les investissements devant permettre d'atteindre les volumes prévisionnels de production d'énergie thermique propre n'ont pas été réalisés.*

- 1.1.3 Au plus tard douze (12) mois après l'entrée en vigueur de la Convention de Concession et au début de chaque période quinquennale, le Concessionnaire doit présenter au Concédant ses programmes en matière de formation professionnelle préalablement à leur mise en place. Il doit également informer le Concédant de l'état d'exécution de ces programmes.

*Un programme de formation a été remis le 6 février 2002. L'état de mise en œuvre de ce programme n'a jamais été transmis au Concédant.*

- 1.1.4 Le Concessionnaire doit remettre au Concédant sa proposition de Règlement du Service Concédé, qui doit être conforme aux stipulations de la Convention de Concession et intégrer les Exigences Minima de Standards de Qualité de Service et de Performance, ainsi que son extrait, dans un délai de trois (3) mois à compter du début d'exploitation du Service Concédé. Le Règlement du Service Concédé, ainsi que l'extrait sont approuvés par arrêté du Ministre sur avis conforme de l'Autorité de Réglementation. Un extrait du Règlement du Service Concédé doit être obligatoirement remis à chaque Consommateur au moment de la demande d'abonnement.

*Le Règlement du service Concédé a été soumis au Concédant le 6 février 2002 et a été approuvé par arrêté du ministre le 22 mai 2002.*

*A l'instar des autres exercices, l'extrait du RSC n'est pas systématiquement remis à tout nouveau client au moment de la demande d'abonnement comme le prévoit la Convention de Concession.*

- 1.1.5 Les travaux relatifs aux Biens du Service Concédé et les études réalisées préalablement à la proposition ou à l'exécution de ces travaux, de quelque nature que ce soit, sont soumis au contrôle du Concédant quelles que soient la personne qui en a eu l'initiative, les modalités de leur réalisation ou de leur financement.

*A l'achèvement de tous Travaux de Renouvellement, de Travaux neufs d'Extension et/ou de Renforcement effectués par le Concessionnaire ou pour son compte au titre de la Convention de Concession et portant sur les Biens du Service Concédé ou destinés à y être incorporés, **le Concédant doit dresser un procès-verbal de conformité qui est signé par le Concessionnaire pour valoir remise des biens à ce dernier** et qui ne peut pas être invoqué par le Concessionnaire pour limiter ou écarter ses responsabilités ou celles du ou des entrepreneurs, concernant les études, la conception, la réalisation et la réception des travaux. Ces biens seront immédiatement incorporés dans la comptabilité du Concessionnaire et intégrés à l'inventaire.*

*Ces dispositions ont été difficilement appliquées. Pour la première année aucun investissement n'a respecté les dispositions ci-dessus. Ce qui rend difficile l'appréciation des travaux par le Concédant. Un litige existe sur la plupart des travaux effectués en méconnaissance de cette disposition. Pour la deuxième année les mesures sont prises pour mieux respecter les dispositions ci-dessus. Pour la troisième, la quatrième et la cinquième année les dispositions ont été quasi respectées. Toutefois les procès-verbaux de réception des travaux ne sont pas signés.*

1.1.6 Le Concessionnaire s'engage à préparer, dans un délai de douze (12) mois à compter de l'entrée en vigueur de la Convention de Concession sous le contrôle du Concédant, un Bordereau de Prix Unitaires qui s'appliquera à tous les travaux réalisés conformément aux stipulations de la Convention de Concession.

*Le bordereau de prix a été remis au Concédant le 4 décembre 2001.*

1.1.7 Chaque année avant le 1er octobre, le Concessionnaire présentera au Concédant, le programme des travaux qu'il se propose de réaliser pendant l'exercice suivant pour l'exécution du Plan d'Investissement en vigueur. Le Concédant et le Concessionnaire devront s'accorder sur un programme de travaux définitif avant le 30 novembre de l'année en cours, à défaut d'accord, c'est le programme de travaux prévisionnel annuel, décidé dans le cadre du Plan d'Investissement correspondant, qui sera appliqué durant l'année suivante.

*Pour l'exercice 2002, le programme des travaux n'a été reçu que le 6 février 2002. Pour l'exercice 2003 le projet de programme a été transmis dans les délais. Pour l'exercice 2004, le programme a été reçu en mars 2004 après une mise en demeure envoyée par l'Autorité. Pour l'exercice 2005, le programme n'a été reçu que le 12 janvier 2005 après une mise en demeure du 14 décembre 2004.*

1.1.8 Pour permettre la vérification et le contrôle technique et financier du Service Concéder, le Concessionnaire s'oblige à remettre au Concédant, chaque année, les documents suivants :

- dans un délai de trois (3) mois à compter de la clôture de l'exercice, un arrêté du bilan, du compte d'exploitation et du tableau de financement de l'exercice clos;
- dans le délai de un (1) mois à compter de l'approbation par l'assemblée générale des actionnaires du Concessionnaire des comptes de clôture de l'exercice comptable, un compte rendu annuel de gestion.
- le cas échéant, dans le délai de un (1) mois à compter de son dépôt, le rapport du cabinet d'audit commis à cet effet;
- des comptes de gestion intermédiaires mensuels/trimestriels dans les dix (10) jours suivant la fin de chaque mois/trimestre calendaire.
- dans un délai de trois (3) mois à compter de la clôture de l'exercice comptable, un compte rendu technique annuel qui doit obligatoirement comprendre les éléments suivants décomposés entre le réseau de distribution moyenne tension et le réseau de distribution basse tension, ainsi que leur évolution par rapport aux trois (3) exercices antérieurs :
  - (i) le nombre d'abonnés par catégories tarifaires;
  - (ii) l'énergie facturée décomposée par catégories tarifaires, par tranches de consommation et par postes horaires;
  - (iii) le nombre de Branchements établis au cours de l'exercice et décomposé par catégories d'abonnés;
  - (iv) la longueur des réseaux décomposée par niveaux de tension;
  - (v) le rendement du réseau.
- Le Concessionnaire remettra par ailleurs des comptes rendus mensuels d'exploitation au Concédant qui devront exposer :
  - (i) le nombre d'abonnés par catégories tarifaires;
  - (ii) l'énergie facturée décomposée par catégories tarifaires, par tranches de consommation et par centres de distribution.
- au moins une fois par an et au plus tard le 31 octobre, les programmes prévisionnels d'entretien des ouvrages du Service Concéder, par type d'ouvrage;
- au moins une fois par trimestre, un rapport relatif aux incidents et avaries sur les ouvrages, étant précisé que tout incident ou avarie majeure doit faire l'objet d'une communication au Concédant dans un délai de quarante-huit (48) heures à compter de sa survenance;
- chaque trimestre, les documents ou rapports relatifs aux accidents corporels;
- avant le 31 mars de chaque année, les inventaires à jour mentionnés aux articles 5.6 et 7.2 de la Convention de Concession.
- avant le 31 mars de chaque année, l'état de mise en œuvre des engagements prévus à l'article 9.1.11 de la Convention de Concession.

*La remise des documents par le concessionnaire s'est faite avec beaucoup de difficultés. D'une manière générale aucun des délais précités n'est respecté. La situation a commencé à s'améliorer à partir du quatrième trimestre 2002. Elle s'est largement améliorée en 2003 et s'est dégradé en 2004. En 2005 aucun document n'a été transmis.*

## **1.2 Obligations en matière de normes de qualité de service et de la fourniture à respecter**

Les normes à respecter découlent essentiellement du règlement du service concédé. Les principaux points

1.2.1 Examen des comptes : deux (2) jours ouvrables à compter de la date de réception de ladite demande par le Concessionnaire.

- 1.2.2 Respect des rendez-vous : Si le Concessionnaire prend rendez-vous avec un Client, il garantit de respecter ce rendez-vous ou de contacter le Client au moins deux (2) jours à l'avance en cas de problème.
- 1.2.3 Réponse à une réclamation écrite : cinq (5) jours ouvrables à compter de la date de réception de ladite réclamation. Cette disposition devra être respectée dans au moins 95% des cas sur une base annuelle.
- 1.2.4 Rétablissement de l'alimentation : L'objectif est que le Concessionnaire rétablisse l'alimentation dans les cinq (5) heures suivant la détection de l'origine du défaut, dans 95% des cas.
- 1.2.5 Interruptions d'alimentation : le Concessionnaire s'engage à informer les Clients par voie de presse ou tout autre moyen adéquat avec un préavis d'au moins 48 heures.
- 1.2.6 Dépannage chez le Client :  
 Dans les localités où le Concessionnaire dispose d'un centre d'exploitation, le Concessionnaire doit envoyer les agents de dépannage dans les deux (2) heures sur appel des Clients, entre 07h00 et 20h00 et dans les trois (3) heures pour les appels reçus après 20h00.
- Dans les localités où le Concessionnaire ne dispose pas d'un centre d'exploitation, le Concessionnaire doit envoyer les agents de dépannage dans les vingt quatre heures (24) heures sur appel des Clients.
- 1.2.7 Demande de branchement : au plus tard huit (8) jours calendaires, à partir de la date de réception de la demande.
- 1.2.8 Mise en service d'un nouveau Branchement : sept (7) jours calendaires, à partir de la date de règlement des frais de branchement.
- 1.2.9 Remise en service d'un Branchement existant : cinq (5) jours calendaires, à partir de la date de règlement des frais de remise en service du branchement ou de paiement de l'avance sur consommation.
- 1.2.10 Vérification de compteur : deux (2) jours ouvrables à partir de la date de réception de la demande.
- 1.2.11 Interruption et rétablissement pour non paiement des factures d'électricité :

Le Client n'ayant pas payé sa facture à la date limite s'expose à une interruption de fourniture d'énergie électrique. Le Concessionnaire s'engage à :

- (i) Donner au moins quinze (15) jours de délai pour le paiement de la facture
- (ii) Donner au moins quinze (15) jours ouvrables de préavis aux Clients moyenne tension n'ayant pas payé leur facture arrivée à échéance avant coupure.
- (iii) Ne pas effectuer les coupures les week-ends et les jours fériés
- (iv) Rétablir tout Client ayant payé sa facture ou ayant conclu un accord de paiement dans la même journée.

1.2.12 Indemnisation des Clients

Le Concessionnaire est tenu d'indemniser la victime des dommages électriques subis par ses appareils résultant du non respect des obligations mis à sa charge par la Convention de Concession et ce à concurrence du montant dûment justifié de ces dommages. Seuls les dommages directs sont pris en compte pour l'application du présent article.

Dans toutes les circonstances, le Client dispose de deux (2) jours ouvrables pour signaler les dommages au Concessionnaire. Le Concessionnaire devra prendre toutes les dispositions pour que le Client soit, si sa requête est recevable, indemnisé dans un délai maximum de deux (2) mois suivant la date de réception de la requête.

1.2.13 Contestation de la facture

Le Client dispose d'un délai de sept (7) jours calendaires à compter de la date de réception de sa facture pour déposer toute réclamation concernant l'inexactitude de ladite facture. En cas d'inexactitude dûment constatée, la facture erronée fait l'objet d'une rectification par le Concessionnaire. La facture rectifiée est exigible dans les mêmes conditions que la facture normale.

1.2.14 Tension d'alimentation

La tension nominale en BT : 230 volts entre phase et neutre et de 410 volts entre phases.

La tension nominale en MT : 5,5 kV, 20 kV ou 33 kV entre phases.

Tolérances :

- (i) en basse tension
  - 244 V à 207 V phase et neutre;
  - 434 V à 369 V entre phases;
- (ii) en moyenne tension :
  - 36 kV à 30 kV ou
  - 22 kV à 18 kV ou
  - 6 kV à 5 kV

#### 1.2.15 Fréquence

La valeur nominale de la fréquence du réseau est de 50 Hz.

Dans les conditions normales d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence mesurée sur 10 secondes doit être :

- pour des systèmes à connexion synchrone avec un système interconnecté, comprise dans un champ de :

50 Hz +/- 1%	(c.à.d. 49,5 – 50,5 Hz)	95% du temps ;
50 Hz -6%/+4%	(c.à.d. 47 – 52 Hz)	100% du temps ;

- pour des systèmes sans connexion synchrone avec un système interconnecté :

50 Hz +/- 2%	(c.à.d. 49 – 51 Hz)	95% du temps ;
50 Hz +/-15%	(c.à.d. 42,5 – 57,5 Hz)	100% du temps ;

#### 1.2.16 Tolérance des mesures des compteurs

Un compteur est reconnu exact, dans la limite de la tolérance réglementaire de  $\pm 3\%$  en BT et de  $\pm 2\%$  en MT.

*Il n'existe pas encore de structure de comptabilisation des données permettant de mesurer le degré de satisfaction des normes techniques et de qualité de service ci-dessus énumérées.*

## ANNEXE 2 : Etat de contrôle des revenus autorisés et calcul de la redevance

Le Concessionnaire doit au Concédant, une Redevance de Concession HTVA qui est présentée selon le Tableau de Calcul de la Redevance de Concession dont les éléments sont basés sur l'application de la formule ci-après à l'intérieur de laquelle tous les paramètres sont également hors TVA :

$$RD_n = REV_n - (PCEB_n \times QCEB_n) - (PPP_n \times QPP_n) - RDIST_n^* - RAR_n - DCEB$$

Où :

$RD_n$  : représente la redevance annuelle que le Concessionnaire payera au Concédant sur les recettes qu'il aura perçues au titre de l'année n ;

$REV_n$  : représente le montant total (en FCFA) de l'énergie facturée par le Concessionnaire pour les ventes d'énergie électrique au titre de l'année n ( $RVENTES_n$ ) aux taux et tarifs fixés par l'autorité compétente, auquel seront ajoutées toutes les autres recettes d'exploitation du Concessionnaire au titre de l'année n ( $RAUTRES_n$ ), de telle sorte que :

$$Rev_n = Rventes_n + Rautres_n;$$

$PCEB_n$  : représente le prix unitaire (en FCFA/kWh) payé par le Concessionnaire pour ses achats d'énergie électrique à la CEB au titre de l'année n, conformément au contrat de cession d'énergie électrique conclu entre eux ;

$QCEB_n$  : représente la quantité d'énergie électrique (en kWh) délivrée sur le réseau de distribution du Concessionnaire par la CEB au titre de l'année n;

$PPP_n$  : représente les coûts unitaires (en FCFA/kWh) réputés couvrir tous les éléments du compte d'exploitation du Concessionnaire destinés à l'exploitation de ses moyens de production thermique propres. Pour la première période quinquennale, les valeurs retenues pour  $PPP_{n0}$  sont les suivantes :

Années	2001	2002	2003	2004	2005
$PPP_{n0}$ (FCFA/KWh)	<b>53,00</b>	<b>27,29</b>	<b>27,38</b>	<b>27,45</b>	<b>27,52</b>



Pour chacune des années de la première période quinquennale la variation de PPP<sub>n</sub> sera calculée selon la formule suivante :

$$PPP_n = PPP_{n0} * (0,15 + 0,10 * CHUIL_n / CHUIL_0 + 0,75 * CCOMB_n / CCOMB_0)$$

Dans laquelle :

PPP<sub>n</sub> représente le coût unitaire applicable pour l'année n ;

PPP<sub>n0</sub> représente la valeur initiale retenue figurant dans le tableau ci-avant, pour l'année n ;

CHUIL<sub>n</sub> représente le prix d'achat moyen de l'huile pour le fonctionnement des centrales isolées, en FCFA/Litre, pour l'année n. CHUIL<sub>n</sub> est obtenu en divisant le prix total HTVA d'achat d'huile, en FCFA au cours des douze (12) mois de l'année n, par le volume total en litres d'huile achetée au cours de la même année;

CHUIL<sub>0</sub> représente le prix d'achat moyen de l'huile pour le fonctionnement des centrales isolées, en FCFA/Litre au titre de l'année 1999. CHUIL<sub>0</sub> = 792 FCFA/litre ;

CCOMB<sub>n</sub> représente le prix d'achat moyen du combustible pour le fonctionnement des centrales isolées, en FCFA/Litre, pour l'année n. CCOMB<sub>n</sub> est obtenu en divisant le prix total HTVA d'achat de combustible, en FCFA au cours des douze (12) mois de l'année n, par le volume total en litres de combustible acheté au cours de la même année;

CCOMB<sub>0</sub> représente le prix d'achat moyen du combustible pour le fonctionnement des centrales isolées, en FCFA/Litre au titre de l'année 1999. CCOMB<sub>0</sub> = 153 FCFA/litre ;

QPP<sub>n</sub> : représente la quantité d'énergie électrique (en kWh) produite par les moyens de production thermique propres du Concessionnaire, durant l'année n, telle que mesurée après déduction de l'énergie consommée par lesdits moyens de production propres;

RDIST<sub>n</sub>\* : représente la part des recettes totales de l'exploitation du Service Concéderé (en FCFA), collectées au titre de l'année n, que le Concessionnaire est autorisé à retenir pour son compte afin de couvrir les coûts de gestion du Service Concéderé exposés au titre de l'année n, y compris tous les impôts et taxes auxquels est assujéti le Concessionnaire conformément à la législation en vigueur, ainsi qu'un taux de retour sur investissement raisonnable, déterminé selon la formule suivante :

$$RDIST_n^* = \alpha_n \times RDIST_n$$

où :

$\alpha_n$  : représente, au titre de l'année n, le ratio du montant total des recettes (en FCFA) encaissé des abonnés et consommateurs du Service Concéderé par le Concessionnaire, pour les ventes d'énergie électrique durant l'année n, sur le montant total des ventes d'énergie électrique facturé par le Concessionnaire. Pour la détermination de  $\alpha_n$  le taux d'encaissement relatifs aux consommations de l'Administration Centrale ne sera pris en considération que lorsque ce taux d'encaissement est supérieur à celui des autres catégories de consommateurs.

RDIST<sub>n</sub> : est déterminée selon la formule de contrôle de recettes exposée ci-dessous.

RAR<sub>n</sub> : représente le montant de la redevance de financement que le Concessionnaire doit payer annuellement à l'Autorité de Réglementation, conformément à la Loi.

DCEB : représente le montant annuel du remboursement du solde des arriérés dus par la CEET à la CEB, au titre de la dette à long terme.

La composante RDIST<sub>n</sub> représente les recettes autorisées de la Convention de Concession au titre de l'année n, telle que déterminée par la formule suivante :

$$RDIST_n = A_n + (PBT_n \times QBT_n) + (PMT_n \times QMT_n) + (PC_n \times C_n) - (PP_n \times Qp_n)$$

où:

A<sub>n</sub>: représente le montant de l'évaluation qu'a fait le Concessionnaire du montant des revenus nécessaires pour gérer le Service Concéderé et bénéficier d'un taux de retour raisonnable sur investissement. Ce montant prend en compte les obligations d'investissement, de reprise des dettes fournisseurs de la CEET, de performance et des standards de qualité et de service stipulés dans la Convention de Concession ainsi que des risques

inhérents à la gestion du Service Concédé, dont en particulier les variations du niveau des ventes de l'énergie électrique. Au titre de l'année 2001,  $A_n$  devient  $A_1$  et est égale à trois milliards trois cent quatre-vingt trois millions (3 383 000 000) de Francs CFA. Pour chacune des quatre années suivantes  $A_n$  est obtenu par la formule suivante :

$$A_n = A_{n-1} \times \Pi_n$$

et où :

$$\Pi_n = 1 + 0.30 * k_1 * \left( \frac{IPCL_{n-1}}{IPCL_{n-2}} - 1 \right) + 0.70 * k_2 * \left( \frac{IPCE_{n-1}}{IPCE_{n-2}} - 1 \right) - \frac{X_n}{100}$$

où :

$IPCL_n$ : représente l'Indice Harmonisé des Prix à la Consommation au Togo, INDICE GLOBAL (IHPC), tel qu'il est publié par la Direction de la Statistique du Ministère de la Planification et du Développement de la République Togolaise et/ou par l'Union Economique et Monétaire Ouest Africaine (UEMOA) au titre du mois de Décembre de l'année n ;

L'indice de base  $IPCL_0$  servant de référence étant celui publié au titre du mois de mars 2000, soit  $IPCL_0 = 110,1$  (cent dix virgule un) ;

$IPCE_n$ : représente l'Indice Harmonisé des Prix à la Consommation (IHPC), indice global pour la zone EURO, publié par l'Office Statistique de l'Union Européenne (indice HICP) pour le mois de Décembre de l'année n ;

L'indice de base  $IPCE_0$  servant de référence étant celui publié au titre du mois de mars 2000, soit  $IPCE_0 = 105,6$  (cent cinq virgule six).

$k_1$ : représente le coefficient de pondération de l'indice des prix à la consommation locale et est inférieur ou égal à un (1). Pour la première période quinquennale  $k_1$  est égal à un (1) ;

$k_2$ : représente le coefficient de pondération de l'indice des prix à la consommation à l'étranger et est inférieur ou égal à un (1). Pour la première période quinquennale  $k_2$  est égal à un (1) ;

$X_n$ : représente un facteur de gain d'efficacité, correspondant au montant des améliorations d'efficacité que le Concessionnaire est supposé apporter au Service Concédé,  $X_n$  a les valeurs ci-après pour chacune des cinq premières années suivant la date d'entrée en vigueur de la Convention de Concession.

Année	2001	2002	2003	2004	2005
$X_n$	0	1	2	3	3

$PBT_n$ : représente un montant forfaitaire unitaire attribué au Concessionnaire pour les ventes d'énergie électrique Basse Tension. Au titre de la première année d'exploitation de la Concession  $PBT_n$  devient  $PBT_1$  et est égal à vingt (20) francs CFA par kWh. Pour chacune des quatre années suivantes  $PBT_n$  est obtenu par la formule suivante

$$PBT_n = PBT_{n-1} \times \Pi_n$$

$QBT_n$ : représente la quantité de kWh facturée par le Concessionnaire aux abonnés BT durant l'année n ;

$PMT_n$ : représente un montant forfaitaire unitaire attribué au Concessionnaire pour les ventes d'énergie électrique Moyenne Tension. Au titre de la première année d'exploitation de la Concession  $PMT_n$  devient  $PMT_1$  et est égal à dix (10) francs CFA par kWh. Pour chacune des quatre années suivantes  $PMT_n$  est obtenu par la formule suivante :

$$PMT_n = PMT_{n-1} \times \Pi_n$$

$QMT_n$ : représente la quantité de kWh facturée par le Concessionnaire aux abonnés MT durant l'année n ;

$PC_n$ : représente un montant forfaitaire unitaire annuel attribué au Concessionnaire pour la gestion des abonnés. Pour la première année d'exploitation de la Concession,  $PC_n$  devient  $PC_1$  et est égal à deux mille cinq cent (2.500) francs CFA par abonné pour l'année. Pour les quatre autres années suivantes  $PC_n$  est obtenu par la formule suivante :

$$PC_n = PC_{n-1} \times \Pi_n$$

$C_n$ : représente le nombre moyen d'abonnés actifs facturés durant l'année n.  $C_n$  est obtenu en divisant la somme

des abonnés actifs facturés au cours de chacun des mois de l'année par douze (12) ;

$PP_n$ : représente un montant forfaitaire unitaire appliqué au Concessionnaire en déduction de sa rémunération pour les pertes d'énergie électrique en distribution. Pour la première année d'exploitation de la Concession,  $PP_n$  devient  $PP_1$  et est égale à dix (10) francs CFA par kWh. Pour les quatre autres années suivantes  $PP_n$  est obtenu par la formule suivante :

$$PP_n = PP_{n-1} \times \Pi_n$$

$QP_N$ : est égal à la quantité totale de kWh perdue au titre de l'année n, calculée en déduisant la quantité d'énergie électrique distribuée (telle qu'elle résulte de la consommation relevée sur les compteurs) durant l'année n, de la quantité d'énergie électrique étant entrée sur le réseau du Service Concédé durant l'année n. Lorsque  $QP_n$  s'avère inférieur ou égal à sept pour cent (7%) de la quantité d'énergie électrique étant entrée sur le réseau au titre de ladite année n, le montant  $P_{pn}$  correspondant sera ramené à zéro (0).

Le résultat de l'application de la formule pour le premier quinquennat donne le tableau résumé ci-après :

#### Annexe 2 : Calcul de la redevance

	2001	2002	2003	2004	2005
<b>Revenus Totaux</b>	<b>30.369.670.086</b>	<b>31.428.197.626</b>	<b>33 729 396 775</b>	<b>36 834 272 338</b>	
<b>Charges totales Autorisées</b>	<b>28.140.892.499</b>	<b>29.826.338.495</b>	<b>33 067 562 724</b>	<b>35 812 928 599</b>	
* Achat Energie	16.133.173.290	18.772.528.848	21 303 235 304	23 181 598 308	
* Production propre	2.505.793.283	1.194.414.982	1 602 663 423	1.791.155.080	
* Rémunération distribution	8.635.757.970	8.076.501.060	8.341.665.247	8.817.855.595	<b>Non disponible</b>
* Autres rémunération	866.167.956	1.782.893.605	1.820.001.750	2.022.319.616	
<b>Redevances totales</b>	<b>2.228.777.587</b>	<b>1.601.859.131</b>	<b>661.834.051</b>	<b>1 021 343 739</b>	
* Redevance Concédant	529.610.920	0	0	0	
* Dette CEB	1.320.000.000	1.251.859.131	311.834.051	671.343.739	
* Redevance Autorité	379.166.667	350.000.000	350.000.000	350.000.000	

Les chiffres de l'exercice 2004 sont donnés à titre indicatif.

## ANNEXE 3 Tarifs de vente de l'électricité

### 3.1 Tarifs de la CEB

Client TOGO ELECTRICITE : Tarif unique 50 F/kWh

Clients WACEM et IFG/OTP : Tarif unique 54 F/kWh

### 3.2 Tarifs TOGO ELECTRICITE

Les tarifs applicables sont fixés par le décret n°2 002-075/PR du 12 juillet 2002. Ils sont résumés dans les tableaux ci-après.

Tarif Basse Tension

	Catégories	Redevance Puissance	Location Compteur	Entretien Branchement	Energie [F/kWh]		
					Tr. S.	Tr. 1	Tr. 2
Domestique	PS < 2,2 kVA	200 F/KVA/mois	500 F/mois	500 F/mois	60	75	91
	PS > 2,2 kVA				-	75	91
Professionnel	1200	-			76	91	
Eclairage Public	1500	90					

Tr. S. : Tranche sociale (0 à 40 kWh)

Tr. 1 : Tranche 1 (41 à 300 kWh)

Tr. 2 : Tranche 2 (> 300 kWh)

Tarif Moyenne Tension

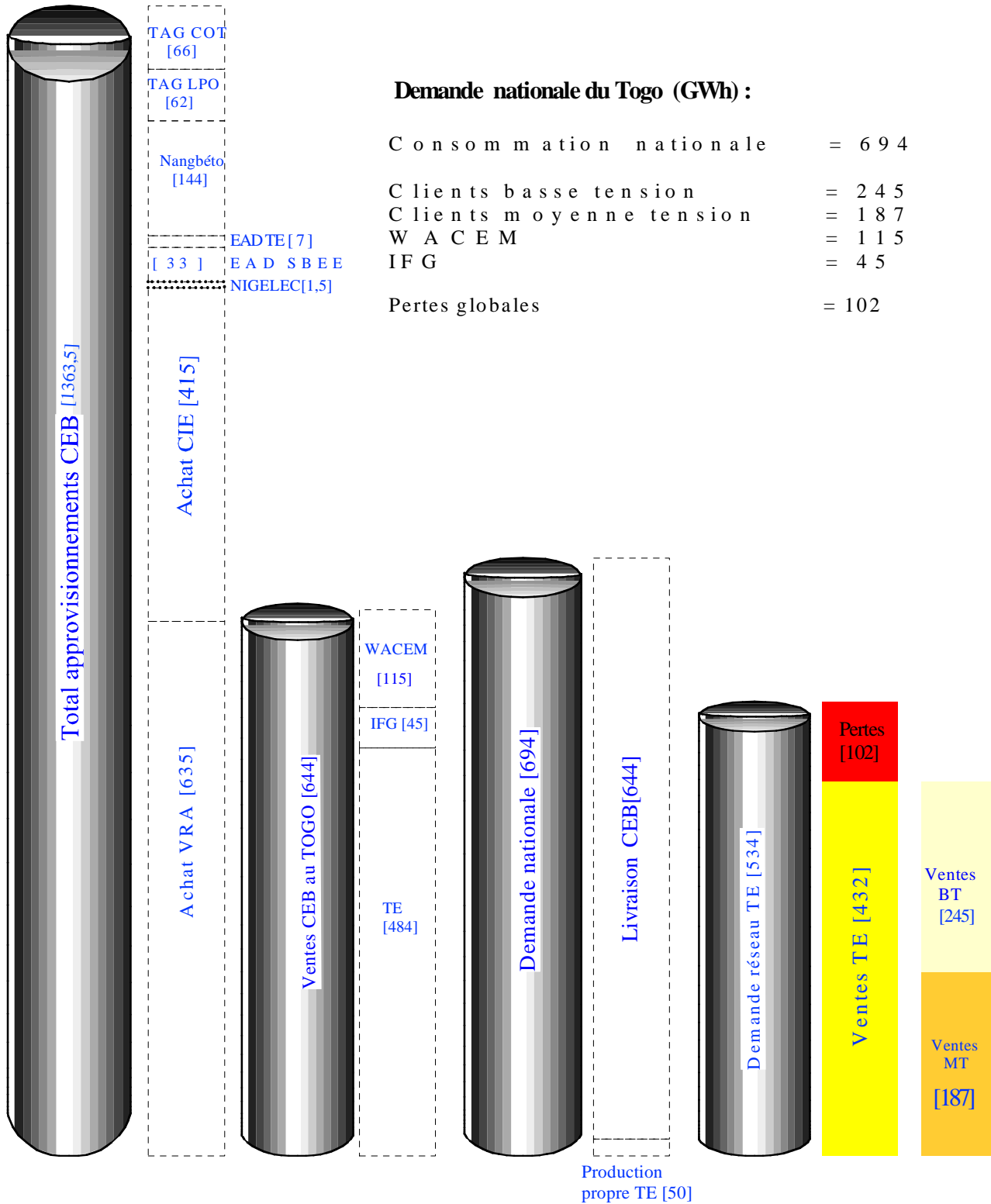
Catégories	Redevance Puissance	Entretien Compteur	Entretien Branchement	Energie [F/kWh]			
				HC	HPI	HPo	Tr. U
PS ≤ 500 kVA	1800 F/KVA/mois	4500 F/mois	5000 F/mois	55	67	75	69
500 kVA < PS ≤ 1000 kVA				55	62	73	67
PS > 1000 kVA				52	60	72	65
Zone Franche				52			

Pour tous les clients Moyenne Tension l'énergie réactive n'est pas facturée pour un facteur de puissance (Cos Ø) supérieur ou égal à 0,92.

Pour des valeurs de facteur de puissance inférieures à 0,92, l'énergie réactive est facturée au tarif heures creuses.

- Les périodes de tarification sont définies comme suit :
  - Heures pleines [HPI] : de 06 heures à 18 heures
  - Heures de pointe [HPo] : de 18 heures à 23 heures
  - Heures creuses [HC] : de 23 heures à 06 heures
- Les clients ne disposant pas de compteurs à triple tarif sont facturés au tarif unique [Tr. U]

**BILAN ENERGETIQUE DE L'EXERCICE 2005**



## Annexe 5 : Répartition de l'énergie vendue par catégorie de clients et du chiffre d'affaires en 2005

### 5.1 Nombre de clients et consommation en basse tension (BT)

	Domestique	Professionnel	Eclairage Public	Zone Franche	Agent TE	Concession	Cash power	Total
<b>Nombre de client</b>	115 080	7 601	150	33	919	66	900	<b>124 749</b>
<b>Consommation, kWh</b>	186 327 973	51 249 813	1 866 682	475 974	3 456 804	863 213	1 284 247	<b>245 493 020</b>
<b>Cons. spécifique, kWh/cl</b>	1619	6 743	12 445	14 423	3 761	13 079	1427	<b>1 968</b>
<b>Cons. spécifique en 2004, kWh/cl</b>	1 662	6 763	11 114	14 294	3 703	12 194	1 499	<b>2 018</b>

### 5.2 Nombre de clients et consommation en moyenne tension (MT)

	PS<=500 kVA	500<PS<1000	PS>1000	Zone Franche	Concession	Total
<b>Nombre de clients</b>	331	22	15	39	2	<b>409</b>
<b>Consommation, kWh</b>	67 965 194	27 726 275	65 252 046	24 492 029	1 241 798	<b>186 677 342</b>
<b>Cons. spécifique, kWh/cl</b>	205 333	1 260 285	4 350 136	628 001	620 899	<b>456 424</b>
<b>Cons. spécifique en 2004, kWh/cl</b>	174 813	1 391 347	5 002 420	657 011	609 415	<b>449 268</b>

### 5.3 Chiffre d'affaires

Désignation	2001*	2002	2003	2004	2005
<b>Vente énergie pure (y compris prime fixe, dépasst. Pce, en. réactive)</b>	<b>27 756 428 520</b>	<b>28 965 423 580</b>	<b>30 887 084 952</b>	<b>34 314 753 780</b>	<b>Non disponible</b>
i. MT	12 678 434 260	12 296 141 042	12 852 798 676	13 586 286 338	
ii. BT	15 077 994 260	16 669 282 538	18 034 286 276	20 728 467 442	
<b>Entretien branchement</b>	<b>602 331 500</b>	<b>611 993 683</b>	<b>668 167 550</b>	<b>712 661 750</b>	
i. MT	21 771 000	24 571 433	25 481 500	26 213 000	
ii. BT	580 560 500	587 422 250	642 686 050	686 448 750	
<b>Location compteur</b>	<b>607 169 500</b>	<b>607 526 150</b>	<b>663 534 550</b>	<b>707 895 750</b>	
i. MT	26 609 000	20 103 900	20 848 500	21 447 000	
ii. BT	580 560 500	587 422 250	642 686 050	686 448 750	
<b>Frais de coupure</b>	<b>250 167 294</b>	<b>175 827 097</b>	<b>179 675 356</b>		
i. MT	0	0	0		
ii. BT	250 167 294	0	0		
<b>Rappel consommation</b>	<b>317 199 901</b>	<b>318 561 894</b>	<b>154 948 205</b>	<b>89 072 006</b>	
<b>Total</b>	<b>29 533 296 714</b>	<b>30 679 332 404</b>	<b>32 553 410 613</b>	<b>35 824 383 286</b>	

\* les données de 2001 couvrent 13 mois

# ANNEXE 6 : Carte électrique du Togo

