

## Résumé exécutif

---

La fourniture du service public d'électricité en République de Guinée est assurée par la Société Electricité de Guinée (EDG) qui est, à ce titre, chargée de la gestion du patrimoine et de tous les droits et obligations qui découlent de l'exploitation, de l'entretien, de la réhabilitation, du renouvellement et du développement des ouvrages et équipements de production, transport et distribution de l'énergie électrique. La production d'énergie d'EDG en 2007 a été de 645 GWh, dont 78% en hydraulique, 21% en thermique (Tombo) et 1% acheté auprès des miniers. Le fonctionnement du service public de l'électricité est caractérisé par une qualité de service médiocre en raison de l'état de dégradation des installations de production ainsi que des réseaux de transport et de distribution faute de maintenance et d'investissements depuis 1998, hormis l'adjonction de la Centrale Tombo V (32,4 MW) en 2004 - 2005.

Les tarifs de vente de l'électricité sont restés bloqués de 1996 à 2004, en dépit des modifications intervenues dans la structure des coûts de production de l'électricité. La révision tarifaire de 2004 devait normalement permettre à EDG de couvrir ses charges d'exploitation, de maintenance et de renouvellement. Cependant, la hausse des prix des produits pétroliers, le niveau de l'inflation enregistré et la dépréciation du Franc Guinéen, combinés aux niveaux élevés des pertes techniques et non techniques ont réduit à néant les efforts visés par cette révision tarifaire et ont eu pour conséquences, entre autres une détérioration de la situation financière de la société et une forte dégradation de la desserte et de la qualité de service.

Pour rendre le service public de l'électricité soutenable dans un contexte de forte croissance de la demande, impliquant une participation accrue du parc de production thermique, deux révisions tarifaires ont depuis été opérées : une première révision en juillet 2006 et une seconde révision en juin 2008. L'objectif visé par ces deux révisions tarifaires est de neutraliser la flambée des prix des produits pétroliers et des pièces de rechange pour éviter la dégradation de la situation de la Société, en attendant l'adoption par le Gouvernement d'une nouvelle politique tarifaire qui devrait être arrêtée à l'issue de la présente étude tarifaire.

L'approche méthodologique adoptée s'appuie sur les cinq axes d'investigations complémentaires suivants :

- Analyse de la structure tarifaire actuelle, identification de ses insuffisances et limites et proposition de voies de restructuration ;
- Analyse du coût de revient du kWh par niveau de tension et estimation du manque à gagner par catégorie de clientèle ;
- Etude financière et détermination des niveaux de recettes permettant d'assurer l'autonomie financière de la Société ;
- Calcul des coûts marginaux de développement et de production d'un kWh ;
- Proposition d'une grille tarifaire basée sur les coûts marginaux, mais ajustés pour assurer l'autonomie financière de la Société.

## **1) Analyse de la structure tarifaire actuelle**

### Tarifs de la basse tension

- Tarification à l'usage

Les tarifs appliqués en Basse Tension (BT) se réfèrent à l'usage de l'énergie électrique du client. Il s'agit d'une pratique antiéconomique, car le coût de la fourniture d'énergie électrique ne dépend que des moyens mis en œuvre pour sa production et livraison au client.

- Tarification à tranche de consommation

La tarification à tranches de consommation, tout comme la tarification à l'usage, n'a pas de fondement économique. Les tranches progressives de consommation ont un effet néfaste et dangereux sur les équilibres financiers d'EDG, surtout que le taux d'électrification est encore faible. La situation de la société, en phase de développement, fait que les futurs clients constituent sa cible stratégique. Ainsi, le manque à gagner ira en s'aggravant avec l'augmentation du nombre de clients résultant d'une politique d'électrification du pays.

Le tarif de la tranche sociale (consommation entre 1 et 60 kWh par mois) et celui de la tranche dite moyenne (consommation entre 61 et 330 kWh par mois) sont accordés à tous les clients domestiques, abstraction faite de leur situation sociale. De ce fait, la première tranche est appelée à tort de « sociale ». La tranche sociale et la tranche moyenne profitent plutôt aux économiquement aisés, gros consommateurs qui remplissent ces deux tranches de consommation. La subvention d'EDG est bien plus importante pour ce genre de clientèle que pour les économiquement faibles qui consomment 20 à 30 kWh/mois.

### Tarifs de la moyenne tension

- Prime de puissance trop faible

La prime fixe est censée refléter la charge d'amortissement des ouvrages nécessaires à la mise à disposition du kWh. La prime fixe représente actuellement, aux conditions de 3000 h/an, 25,2 GNF/kWh, soit à peine 2% du tarif moyen MT, alors qu'elle représente jusqu'à 25% dans certains pays (23% en France, 15% en Tunisie et 12% au Maroc).

- Absence de suivi des dépassements de la puissance contractuelle

Lors de son premier établissement, le client MT signe un contrat de fourniture d'énergie électrique avec EDG. La puissance souscrite constitue un élément des conditions particulières du contrat, mais aucune clause contractuelle ne traite de son dépassement ni des mesures prises en cas de non respect de la limite supérieure d'appel. Quelques rares clients sont équipés d'un indicateur de maximum de puissance.

- Non enregistrement / facturation de l'énergie réactive

L'énergie réactive est une énergie produite par EDG et livrée aux clients. Cette énergie n'est ni enregistrée ni facturée à aucun titre aux clients.

- Absence des postes horaires

Les postes horaires journaliers sont la base de toute tarification, surtout pour les fournitures en Moyenne et Haute Tension. Le coût d'une fourniture à un instant donné dépend des moyens mis en œuvre pour sa réalisation à cet instant. La tarification actuelle ignore la notion de postes horaires.

## **2) Analyse du coût de revient du kWh**

Les charges d'EDG pour l'année 2007 ont été réparties sur les activités de production, transport et distribution MT et BT afin d'aboutir au coût du kWh par niveau de tension. Il en ressort un coût de revient global du kWh de 726,5 FNG hors taxes, se décomposant par niveau de tension comme suit :

- Production : 173,7 FNG/kWh
- Haute tension : 207,0 FNG/kWh
- Moyenne tension : 437,0 FNG/kWh
- Basse tension : 853,1 FNG/kWh

Les tarifs appliqués par EDG, comparés au coût de revient, laissent apparaître une très grande distorsion, notamment entre les niveaux de tension, comme le montre le tableau suivant qui présente le bilan (Recettes – Dépenses) par tarif :

| Tarifs | Consommation 2007    |      | Recettes énergie (MFNG) | Recettes pr fixe (MFNG) | Total recettes | Coût (MFNG) | Ecart   |           |
|--------|----------------------|------|-------------------------|-------------------------|----------------|-------------|---------|-----------|
|        | %                    | MWh  |                         |                         |                |             |         |           |
| B<br>T | Tranche 1            | 24,8 | 72 133                  | 6 492                   | 3 929          | 10 421      | 61 596  | - 51 175  |
|        | Tranche 2            | 14,7 | 42 756                  | 9 919                   | 2 315          | 12 234      | 36 475  | - 24 241  |
|        | Tranche 3            | 17,8 | 51 773                  | 13 720                  | 2 843          | 16 563      | 44 168  | - 27 605  |
|        | Domestique           | 57,3 | 166 662                 | 30 131                  | 9 087          | 39 218      | 142 239 | - 103 021 |
|        | Profess, comm+indust | 8,8  | 25 610                  | 27 467                  | 1 300          | 28 767      | 21 848  | - 5 619   |
|        | Ambassades1          | 0,7  | 2 040                   | 2 987                   | 439            | 3 426       | 1 737   | + 1 689   |
|        | Ambassades2          | 2,6  | 7 562                   | 13 460                  | -              | 13 460      | 6 451   | + 7 009   |
| M<br>T | Privé                | 12,3 | 35 408                  | 45 641                  | 913            | 46 554      | 15 473  | + 31 081  |
|        | Administration       | 18,3 | 53 112                  | 94 540                  | 0              | 94 540      | 23 210  | + 71 330  |

Les niveaux de tarifs appliqués s'avèrent trop faibles pour la clientèle « BT privé » et trop élevés pour la clientèle MT. Les prix moyens en MT sont de loin supérieurs à ceux de la Basse Tension. C'est une pratique contraire à la logique économique en matière d'électricité.

## **3) Etude financière**

Le principal objectif de l'étude financière est de déterminer l'amplitude des besoins financiers de la Société EDG, compte tenu des prévisions d'exploitation et du programme d'investissements qui en découle. Plus précisément, il s'agit de déterminer à travers cette étude les niveaux de tarifs permettant d'assurer l'autonomie financière de la Société.

Pour cela, au-delà du nécessaire équilibre financier qui constitue la contrainte fondamentale à respecter pour toute entreprise, deux critères financiers principaux servent normalement de repère à l'analyse : le ratio de couverture de la dette et le taux

de rendement sur fonds propres. Il a été retenu dans le cadre de la présente étude les objectifs suivants :

- un ratio de couverture du service de la dette supérieur à 1,5 à partir de 2010, conformément au protocole d'accord de financement du projet PAESE ;
- un taux de rendement moyen sur fonds propres de 8%, supérieur aux taux des emprunts (2 à 5%) d'EDG pour tenir compte de l'érosion de la monnaie locale FNG.

En respectant ces deux critères, l'entreprise générera suffisamment de ressources lui permettant d'assurer l'équilibre de l'exploitation et l'équilibre financier et, en conséquence, son autonomie financière.

### Simulations et projections financières

Un modèle de projections financières a été développé pour les besoins de l'étude financière. Le modèle permet d'établir les Etats de Résultats et Bilans prévisionnels pour les cinq prochaines années (2009 – 2013) et, partant, de calculer les critères financiers indiqués ci-dessus. Le modèle se réfère à des données de base et des hypothèses concernant l'évolution future des conditions d'exploitation de l'entreprise. Les données de base sont pour l'essentiel issues des informations disponibles dans les Etats Financiers provisoires (non audités) de 2007, reçus d'EDG en novembre 2008.

L'utilisation de ce modèle dans le cadre de l'étude des tarifs de vente de l'électricité vise uniquement à prévoir le niveau attendu de revenus pour respecter les contraintes induites par les critères financiers. A cet effet, des simulations avec ce modèle ont été effectuées pour les trois scénarios suivants :

- 1) Scénario de statu quo : reconduisant les tarifs actuellement en vigueur ;
- 2) Scénario de choc tarifaire : ajustement tarifaire permettant à l'exploitation de respecter dès 2009 les conditionnalités relatives aux critères financiers considérés ;
- 3) Scénario de compromis : entre le statu quo qui se révèle inacceptable du point de vue financier et le choc tarifaire qui peut être néfaste pour les relations avec les clients et sur le plan social.

Les principales hypothèses de prévision portent sur l'évolution pour les cinq prochaines années des paramètres suivants :

- La demande d'énergie ;
- Le plan de production et de vente de l'énergie (l'offre) ;
- Le plan de développement et le schéma de financement des investissements ;
- Les postes de charges (combustibles, achats d'énergie, exploitation et maintenance, personnel) ;
- Les ratios de gestion caractérisant les niveaux des stocks, des créances clients et des dettes fournisseurs ;
- Autres hypothèses (taux de change et prix du carburant).

Le modèle suppose par ailleurs que les niveaux d'augmentation de tarifs appliqués n'ont pas d'effets sur les niveaux de consommation. Autrement dit, il est supposé que l'élasticité de la demande par rapport au prix est très faible, ou suffisamment faible pour ne pas être prise en compte.

### Résultats des simulations financières

Le Scénario de Statu Quo conduit à une dégradation insoutenable de la situation financière de la société. Ce scénario conduit en effet à des résultats presque équilibrés de 2009 à 2011, mais qui accusent des déficits importants qui iront en s'aggravant à partir de 2012, en raison de l'augmentation de la part du thermique dans la production totale, et ce, malgré l'amélioration de l'efficacité de l'exploitation. Les déficits de trésorerie atteindront par ce scénario des niveaux difficiles, voire impossible, à financer.

Pour respecter les conditionnalités relatives aux deux critères financiers considérés (Scénario de Choc Tarifaire), il est nécessaire de procéder à une augmentation des tarifs de 36% en 2009. Ce scénario présente l'avantage d'aboutir à un redressement immédiat de la situation financière d'EDG. En revanche, il peut s'avérer inadapté en termes de relation avec la clientèle et, plus généralement, au plan social, surtout qu'une très forte augmentation (+37%) a été opérée en 2008. Une nouvelle augmentation de 36% en 2009 après celle de 37% en 2008 peut avoir des conséquences néfastes pour les clients et ne saurait, par conséquent, être préconisée.

On peut privilégier alors un scénario de compromis se traduisant par un redressement financier graduel avec des hausses tarifaires étalées sur le temps. En appliquant une première augmentation de 15% en 2009 et une seconde augmentation de 18% en 2010, les résultats financiers seront globalement satisfaisants. Ces hausses se révèlent en effet suffisantes pour que les critères financiers considérés soient nettement au dessus de leurs seuils critiques dès 2010.

#### **4) Etude des coûts marginaux**

##### Coûts marginaux de développement

Le programme d'investissement d'EDG dans les moyens de production prévoit l'installation d'une nouvelle centrale thermique à Manéah qui rentrera en exploitation en 2012 avec un premier groupe de puissance nominale 42 MW. Deux groupes supplémentaires de 42 MW chacun sont prévus pour 2013 ; l'un d'entre eux servirait de réserve. Le coût d'installation d'une tranche de 42 MW, qui inclut le coût d'acquisition et les frais de montage, est estimé à 54 millions de dollars, soit 1286 USD/kW installé.

Le programme d'investissement relatif au transport sur lignes de 20 kV comprend :

- Un poste 20 kVA à MANAYA 110/20 KV en 2009,
- Une travée 50 MVA,
- Un poste source HAMDALLAYE 110/20 KV (2 x 35 MVA) en 2010,
- 13 km de ligne 110 kV en 2010.

Le coût d'investissement correspondant est estimé à 10,1 millions USD.

Le programme d'investissement de la moyenne tension se présente comme suit (en millions d'USD) :

| <b>PROJETS</b>             | <b>2009</b> | <b>2010</b> | <b>2011</b> |
|----------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Construction 130 km ligne  | 3,5         | 2,6         | 2,0         |
| Réhabilitation 80 km ligne | 1,0         | 0,9         | 0,7         |
| Projet BID                 | 0,5         | 0,5         | 0           |
| Projet FAD                 | 1,0         | 1,0         | 0           |

|              |            |            |            |
|--------------|------------|------------|------------|
| Divers MT    | 2,1        | 1,7        | 1,5        |
| <b>Total</b> | <b>8,1</b> | <b>6,7</b> | <b>4,2</b> |

Quant au programme d'investissement dans la basse tension pour la période 2009 – 2011, il est donné dans le tableau suivant (en millions d'USD) :

| Ouvrages                     | 2009 | 2010 | 2011 |
|------------------------------|------|------|------|
| 790 km de lignes BT          | 5,4  | 3,1  | 1,6  |
| Postes MT/BT et branchements | 6,7  | 3,9  | 2,2  |
| Aménagement distribution     | 2,2  | 1,7  | 1,7  |
| Total                        | 14,3 | 8,7  | 5,5  |
| Total actualisé              | 12,9 | 7,2  | 4,1  |

Tenant compte des niveaux de pertes suivants :

- Consommation des auxiliaires des nouvelles centrales : 4 %
- Pertes au niveau Transport Haute Tension : 5 %
- Pertes de Distribution Moyenne Tension : 4,5 %,
- Pertes de Distribution Basse Tension : 13 %.

On obtient, tous calculs faits, les coûts marginaux de développement suivants :

- Coût marginal Borne centrale = 273,7 USD/kW-an.
- Coût marginal Transport = 42,9 USD/kW-an.
- Coût marginal Haute Tension = 332,5 USD/kW-an.
- Coût marginal Moyenne Tension = 428,5 USD/kW-an.
- Coût marginal Basse Tension : = 563,9 USD/kW-an.

#### Coûts marginaux de combustibles

La tarification au coût marginal nécessite, de part sa définition, l'adoption du système de tarification à postes horaires afin de faire supporter aux heures d'appel les plus chargées de la journée, ainsi qu'aux autres heures, les coûts réels qu'elles occasionnent. La structure des postes horaires est déterminée selon l'allure de la courbe de charges. L'analyse de la charge mensuelle suggère un modèle à deux postes pour tous les mois de l'année :

- Un poste « heures de pointe » :

Le relevé des maxima d'appel montre que les puissances appelées les plus élevées se situent dans l'intervalle de temps allant de 20 heures à 23 heures, soit 3 heures de pointes par jour.

- Un poste « heures pleines »

Ce poste horaire dure le reste des heures de la journée, c'est à dire de 23 heures à 20 heures.

Le calcul des coûts marginaux de combustibles est basé sur le placement des centrales sur les courbes de charges journalières, par ordre croissant de la consommation spécifique des différents groupes de production. Ce placement est effectué en tenant compte des arrêts programmés et des pannes fortuites des centrales. Tous calculs faits, en pondérant par les probabilités de pannes fortuites, les

placements donnent les coûts de combustibles suivants (en grammes / kWh) en bornes centrales :

|  | Cons spécif<br>Heures de pointe<br>/ mois chargés | Cons spécif<br>Heures de pointe /<br>mois non chargés | Cons spécif<br>Heures pleines |
|--|---|---|-------------------------------|
| <b>Coût marginal<br/>poste horaire</b> | <b>233,3</b>                                      | <b>216,4</b>  | <b>208,7</b>                  |

### Récapitulatif

| Coûts<br>marginaux | Puissance<br>(USD/kW-an) | Energie (USD/kWh)               |                                     |              |
|--------------------|--------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|--------------|
|                    |                          | Heures pointe /<br>mois chargés | Heures pointe /<br>mois non chargés | Hors pointes |
| Production         | 273,7                    | 0,106                           | 0,098                               | 0,095        |
| Transport          | 42,9                     | 0,111                           | 0,103                               | 0,099        |
| Distribution       |                          |                                 |                                     |              |
| • Haute tension    | 332,5                    | 0,111                           | 0,103                               | 0,099        |
| • Moy tension      | 428,5                    | 0,116                           | 0,108                               | 0,104        |
| • Basse tension    | 563,9                    | 0,132                           | 0,122                               | 0,117        |

### **5) Tarification au coût marginal et grille tarifaire**

Il s'agit de trouver la répartition la plus cohérente du coût d'anticipation sur les divers kWh consommés en tenant compte de la période tarifaire. On distingue deux principes de tarification :

- **Tarif idéal** : il consiste à imputer tout le coût de développement sur la prime fixe (ou dans d'autres cas sur le prix de la pointe seulement). Cette méthode permet de récupérer l'investissement, abstraction faite de la consommation du client. L'inconvénient de cette méthode est que les petits clients et les clients saisonniers ou non réguliers dans leur consommation se trouvent contraints de payer des annuités pour une puissance qu'ils n'utilisent pas. Pour cette raison, le tarif idéal n'est pas recommandé.
- **Tarif objectif** : Il s'agit de répartir arbitrairement le coût d'anticipation entre les postes horaires.

Dans la présente étude, le passage des coûts marginaux aux tarifs est fait compte tenu des principes suivants :

- Le coût d'anticipation des investissements est affecté à la prime fixe et au terme énergie pour les tarifs de la moyenne tension.
- La presque totalité du coût d'anticipation est imputée sur la partie énergie pour les tarifs de la basse tension.

Les résultats d'une tarification au coût marginal sont portés dans le tableau suivant :

|                                     | Tarif en vigueur |                   | Tarif objectif au coût marginal    |  |
|-------------------------------------|------------------|-------------------|------------------------------------|--|
|                                     | Prime (GNF/mois) | Energie (GNF/kWh) | Prime (GNF/mois)                   | Energie (GNF/kWh)                              |
| <b>Domestique (BT)</b>              |                  |                   |                                    |  |
| D1 : 1-60 kWh/mois                  | 4 850            | 90                | 5 000 / kVA                        | 1 378  |
| D2 : 61-330 kWh/mois                | 4 850            | 232               | 5 000 / kVA                        | 1 378  |
| D3 : +330 kWh/mois                  | 14 550           | 265               | 5 000 / kVA                        | 1 378 ou<br>P1 : 3606<br>P2 : 2405<br>HP : 662 |
| <b>Professionnels (BT)</b>          |                  |                   |                                    |  |
| F1 : 1-330 kWh/mois                 | 5 240            | 802               | 5 000 / kVA                        | 1 378  |
| F2 : +330 kWh/mois                  | 15 720           | 1 289             | 5 000 / kVA                        | 1 378  |
| <b>Professionnels (MT - HT)</b>     |                  |                   |                                    |  |
| Unique                              | 6 312/kVA        | 1 289             | 10 000 / kVA<br>ou<br>40 000 / kVA | 973<br>-<br>P1 : 2397<br>P2 : 1634<br>HP : 563 |
| <b>Institutions internationales</b> |                  |                   |                                    |  |
| Monophasé                           | 5 240            | 1 467             | 5 000/kVA                          | 1 378  |
| Triphasé                            | 15 720           | 1 467             | 5 000/kVA                          | 1 378  |
| Souscription en kVA                 | 6 312/kVA        | 1467              | 5 000/kVA                          | 1 378  |
| <b>Administration</b>               |                  |                   |                                    |  |
| Unique                              |                  | 1 780             | 10 000 / kVA<br>ou<br>40 000 / kVA | 973<br>-<br>P1 : 2397<br>P2 : 1634<br>HP : 563 |

P1 : Pointe des mois chargés, P2 : pointe des mois non chargés, HP : hors pointe

Il en ressort les distorsions suivantes entre les tarifs appliqués actuellement et les tarifs issus de l'étude au coût marginal :

- Les tarifs appliqués pour les trois tranches de consommation de la clientèle domestique basse tension sont dérisoires par rapport aux coûts occasionnés. Globalement, cette catégorie de clientèle est subventionnée à hauteur de 85%.
- On note, pour la plupart des catégories de clientèle, l'absence de redevance de puissance (terme de tarif lié à la puissance souscrite et censé couvrir, du moins en partie, les coûts d'investissement).
- Les tarifs appliqués aux professionnels, commerces, industries et institutions internationales s'avèrent proches des coûts marginaux. En revanche, l'administration est fortement pénalisée et supporte pratiquement à elle seule le subventionnement de la clientèle domestique.



Pour remédier à ces distorsions, il est proposé de procéder par étape dans le réaménagement de la grille tarifaire, avec une première étape prioritaire à mettre en œuvre dans l'immédiat et une deuxième étape qui peut être mise en œuvre progressivement.

### Première étape

Les réaménagements proposés en première étape sont synthétisés dans le tableau suivant :

|   | Tarif proposé    |                   | Test à blanc sur 2007 (MFNG)      |                                  |
|---|------------------|-------------------|-----------------------------------|----------------------------------|
|   | Prime (GNF/mois) | Energie (GNF/kWh) | Recettes énergie (tarif inchangé) | Recettes énergie (tarif proposé) |
| <b>Domestique (BT)</b>                      |                  |                   |                                   |                                  |
| D1 : 1-60 kWh/mois                          | 5 000 / kVA      | 90                | 30 131                            | 43 561                           |
| D2 : 1-200 kWh/mois                         | 5 000 / kVA      | 250               |                                   |                                  |
| D3 : 1-200 kWh/mois<br>Au-delà 200 kWh/mois | 5 000 / kVA<br>- | 250<br>350        |                                   |                                  |
| <b>Professionnels (BT)</b>                  |                  |                   |                                   |                                  |
| F1 : 1-200 kWh/mois                         | 5 000 / kVA      | 802               | 27 467                            | 30 063                           |
| F2 : +200 kWh/mois                          | 5 000 / kVA      | 1 378             |                                   |                                  |
| <b>Professionnels (MT - HT)</b>             |                  |                   |                                   |                                  |
| Unique                                      | 10 000 / kVA     | 1 289             | 45 641                            | 45 641                           |
| <b>Institutions internationales</b>         |                  |                   |                                   |                                  |
| Monophasé                                   | 10 000/kVA       | 1 467             | 16 447                            | 16 447                           |
| Triphasé                                    | 10 000/kVA       | 1 467             |                                   |                                  |
| Souscription en kVA                         | 10 000/kVA       | 1 467             |                                   |                                  |
| <b>Administration</b>                       |                  |                   |                                   |                                  |
| Unique                                      |                  | 1 780             | 94 540                            | 94 540                           |

Avec cette nouvelle grille :

- Le niveau du tarif social (D1) est gardé inchangé (90 FNG/kWh). L'ajustement de ce tarif n'a de toute façon pas d'incidence significative sur les recettes de la Société.
- Le niveau du tarif D2 passe de 232 FNG/kWh à 250 FNG/kWh, soit une augmentation de 7,7%. La clientèle de cette tranche subit cette augmentation conjuguée avec le non bénéfice de la tranche sociale, ce qui se traduirait par une augmentation de 60% au niveau de sa facture d'énergie électrique.
- Le niveau du tarif D3 passe de 265 FNG/kWh à 300 FNG/kWh, soit une augmentation de 13,2%. Ce réajustement conjugué avec la refonte de structure conduit à une augmentation de la facture énergie d'un client de cette tranche de 55%.

- Le niveau du tarif de la deuxième tranche des clients professionnels (F2) est porté au coût marginal (1378 FNG/kWh), subissant ainsi une augmentation de 4,0%.

Cette première étape de réaménagement de la grille tarifaire permettrait une augmentation de 7,4% au niveau des recettes énergie de la Société.

### Seconde étape

Les réaménagements proposés en seconde étape sont synthétisés dans le tableau suivant :

|   | Tarif proposé                    |   | Test à blanc sur 2007 (MFNG)      |                                  |
|---|----------------------------------|---|-----------------------------------|----------------------------------|
|   | Prime (GNF/mois)                 | Energie (GNF/kWh)                                     | Recettes énergie (tarif inchangé) | Recettes énergie (tarif proposé) |
| <b>Domestique (BT)</b>                      |                                  |   |                                   |                                  |
| D1 : 1-60 kWh/mois                          | 5 000 / kVA                      | 345   | 30 131                            | 145 916                          |
| D2 : 1-200 kWh/mois                         | 5 000 / kVA                      | 690   |                                   |                                  |
| D3 : 1-200 kWh/mois<br>Au-delà 200 kWh/mois | 5 000 / kVA<br>-                 | 690<br>1 378 ou<br>P1 : 3606<br>P2 : 2405<br>HP : 662 |                                   |                                  |
| <b>Professionnels (BT)</b>                  |                                  |   |                                   |                                  |
| F1 : 1-200 kWh/mois                         | 5 000 / kVA                      | 802   | 27 467                            | 30 063                           |
| F2 : +200 kWh/mois                          | 5 000 / kVA                      | 1 378   |                                   |                                  |
| <b>Professionnels (MT - HT)</b>             |                                  |   |                                   |                                  |
| Unique                                      | 10 000 / kVA<br>ou<br>40 000/kVA | 973<br>P1 : 3606<br>P2 : 2405<br>HP : 662             | 45 641                            | 36 342                           |
| <b>Institutions internationales</b>         |                                  |   |                                   |                                  |
| Monophasé                                   | 10 000/kVA                       | 1 378   | 16 447                            | 15 449                           |
| Triphasé                                    | 10 000/kVA                       | 1 378   |                                   |                                  |
| Souscription en kVA                         | 10 000/kVA                       | 1 378   |                                   |                                  |
| <b>Administration</b>                       |                                  |   |                                   |                                  |
| Unique                                      | 10 000/kVA                       | 1 378   | 94 540                            | 73 188                           |

P1 : Pointe des mois chargés, P2 : pointe des mois non chargés, HP : hors pointe

Ce réaménagement tarifaire a pour incidence une augmentation globale de l'ordre de 40% dans les recettes énergie de la Société, soit un niveau d'augmentation légèrement supérieur à celui requis à travers l'étude financière qui a préconisé deux ajustements successifs de 15% en 2009 et 18% en 2010 (résultant dans une augmentation globale de 36%).

## 6) Formule d'ajustement des tarifs

Pour pouvoir appliquer une formule d'ajustements des tarifs, il est indispensable qu'il y ait la conjonction des conditions suivantes :

- Une ou plusieurs catégories de dépenses du secteur électrique subissent des modifications imprévisibles ;
- Ces modifications ont un impact notable sur les résultats financiers de l'entreprise, en remettant en cause son équilibre budgétaire ;
- L'entreprise ne peut ni gérer, ni contrôler, ni prévenir ces modifications d'origine exogène à son exploitation.

Il résulte d'une analyse de la structure des charges prévisionnelles de la Société en 2012 que la formule d'ajustement des tarifs doit prendre en compte de manière explicite deux paramètres : (i) le taux de change et (ii) le prix des combustibles exprimés en FNG, lui-même ayant deux composantes principales : le prix du HFO (fuel) et le prix de l'IF10 (gasoil).

La formule d'ajustement retenue se présente comme suit :

$$P_n = P_0 * (0,16 + 0,28 * T_n / T_0 + 0,56 * (0,87 * F_n / F_0 + 0,13 * G_n / G_0))$$

Où :

$P_n$  : le nouveau tarif (après ajustement) ;

$P_0$  : le tarif initial

$T_n$  : le nouveau taux de change

$T_0$  : le taux de change initial

$F_n$  : le nouveau prix du fuel

$F_0$  : le prix initial du fuel

$G_n$  : le nouveau prix du gasoil

$G_0$  : le prix initial du gasoil

## 7) Conclusion

Concernant la gestion actuelle, il y a lieu d'entreprendre dans l'immédiat une refonte du système avec les deux actions suivantes :

- Pour la basse tension, limiter l'octroi de la tranche sociale aux vrais économiquement faibles et surseoir à l'application du forfait de consommation, source importante de gaspillage et de fraude.
- Pour la moyenne tension, instaurer une tarification de l'énergie réactive et une pénalité pour le dépassement de la puissance souscrite. Le contrat commercial est à modifier pour intégrer ces nouveaux éléments.

La confrontation des tarifs appliqués aux coûts occasionnés a permis de relever ce qui suit :

- Le très faible niveau des tarifs de la clientèle domestique ;
- Un subventionnement inter-clients faisant supporter le plus gros des charges par l'administration.

- Un déficit de l'activité dû essentiellement aux pertes commerciales qui trouvent leur origine dans la facturation au forfait de consommation et un recouvrement axé essentiellement sur les gros consommateurs.

Un scénario de réaménagement progressif de la grille tarifaire a été proposé, en tenant compte des coûts marginaux, des besoins financiers de la Société et de la nécessité d'éviter les chocs tarifaires qui peuvent être néfastes pour les relations avec les clients et sur le plan social.

S'agissant de l'étude des coûts marginaux, elle a été menée en fonction des données disponibles. Pour que cette étude soit plus complète, il est indispensable de disposer de :

- Un plan directeur actualisé en matière d'électricité qui définit les besoins à long terme de l'entreprise (15 ans au minimum) au vu des prévisions de la demande.
- Une connaissance très fine de la structure de la courbe de charge globale et celle de certaines catégories de clients afin de leur proposer la tarification appropriée à leur régime de fonctionnement.
- Une meilleure connaissance (ou projection) des coûts, notamment ceux des réseaux moyenne et basse tension séparément.