

SOMMAIRE

1	INTRODUCTION	3
1.1	Présentation d'EDG	3
1.2	Développements récents	4
1.3	Contexte et objectif de l'étude	4
1.4	Contenu du rapport	5
2	APPROCHE METHODOLOGIQUE	6
3	ANALYSE DU SYSTEME TARIFAIRE ACTUEL	8
3.1	Tarifs de la Basse Tension	8
3.1.1	Tarification à l'usage	8
3.1.2	Tarification à tranches de consommation	8
3.1.3	Propositions de restructuration	9
3.2	Tarifs de la Moyenne Tension	10
3.2.1	Prime de puissance trop faible	10
3.2.2	Absence de suivi des dépassements de la puissance contractuelle	12
3.2.3	Non enregistrement / facturation de l'énergie réactive	13
3.2.4	Absence de postes horaires	14
4	ANALYSE DU COUT DE REVIENT DU KWH	16
4.1	Structure du coût de revient	16
4.2	Coût de revient par activité	16
4.3	Coût de revient par niveau de tension	18
4.4	Incidence financière de la tarification actuelle	19
5	COMPARAISONS INTERNATIONALES	23
6	ETUDE FINANCIERE	25
6.1	Introduction	25
6.2	Simulations et projections financières	25
6.3	Hypothèses de prévision retenues	26
6.3.1	Hypothèses concernant la demande	26
6.3.2	Hypothèses concernant le plan de production et de vente	27
6.3.3	Plan d'investissement et schéma de financement	28

6.3.4 Hypothèses concernant les charges d'exploitation	30
6.3.5 Hypothèses concernant les ratios de gestion	31
6.3.6 Autres hypothèses	31
6.4 Résultats des simulations financières	32
6.4.1 Scénario de Statu Quo	32
6.4.2 Scénario de choc tarifaire	33
6.4.3 Scénario de compromis	33
7 ETUDE DES COUTS MARGINAUX	37
7.1 Coûts marginaux de développement	37
7.1.1 Structure de la demande	37
7.1.2 Stratégie de développement d'EDG	40
7.1.3 Choix de l'année de référence	40
7.1.4 Coût marginal de production	41
7.1.5 Coût marginal de transport sur le réseau 20 kV et de distribution	41
7.1.6 Coûts marginaux aux divers stades	43
7.2 Coûts marginaux de combustibles	44
7.2.1 Définition des postes horaires journaliers	44
7.2.2 Coûts marginaux de combustibles	45
7.3 Récapitulation des résultats	47
8 TARIFICATION AU COUT MARGINAL	48
8.1 Affectation du coût de développement	48
8.2 Structure du tarif moyenne tension	48
8.3 Structure du tarif basse tension	50
8.4 Structure du tarif haute tension	51
9 ETABLISSEMENT DE LA GRILLE TARIFAIRE	52
9.1 Introduction	52
9.2 Proposition de réaménagements à la grille tarifaire	52
9.2.1 Première étape	53
9.2.2 Seconde étape	55
9.3 Proposition de formule d'ajustement des tarifs	56

1 Introduction

1.1 Présentation d'EDG

La fourniture du service public d'électricité en République de Guinée est assurée par la Société Electricité de Guinée (EDG). C'est une société anonyme, à participation publique, dotée d'un capital social de 261 090 millions FG et qui a son siège à Conakry.

La Société a été créée en décembre 2001, par le Décret D/2001/098/PRG portant réorganisation du sous-secteur de l'électricité durant une "période transitoire", après que l'Etat a mis fin à une concession du service de type affermage à deux sociétés : ENELGUI, une société publique de patrimoine, et SOGEL, une société mixte, responsable de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique en Guinée.

EDG 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 sur le territoire guinéen.

La Société est actuellement placée sous deux tutelles :

- Une tutelle technique, assurée par le Ministère de l'Energie et de l'Hydraulique ;
- Une tutelle financière, assurée par le Ministère de l'Economie et des Finances.

La Société dispose d'un réseau interconnecté SAMOU – GARAFIRI – KINKON permettant d'amener l'énergie depuis les centrales hydroélectriques de Garafiri, Banaéah, Donkéah, Grandes Chutes et Kinkon vers Conakry qui constitue le principal centre de consommation du pays. Les centrales diesel de Tombo, situées à Conakry, contribuent à l'alimentation de ce réseau interconnecté. La puissance nominale installée sur ce réseau est de 224,2 MW, dont 125,4 MW en hydraulique et 98,8 MW en thermique.

La Société dispose également de réseaux isolés alimentant 14 préfectures (districts de l'intérieur) totalisant une capacité installée de 18,7 MW, dont 2,2 MW en hydraulique (Tinkisso, Samankoun et Loffa) et 16,5 MW en thermique diesel.

L'EDG procède par ailleurs à l'achat d'énergie électrique auprès des miniers CBG et ACG pour les localités de Boké et Fria.

La production annuelle 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 réseau interconnecté a fourni 98% de la production. Il y a lieu de signaler que les centrales thermiques de l'intérieur sont restées indisponibles durant toute l'année.

La clientèle active totale d'EDG à fin 2007 se chiffrait à 137.000 abonnés, dont 103.000 abonnés (77%) à Conakry et 34.000 abonnés (23%) dans les districts de l'intérieur.

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.

1.2 Développements récents

Après une période de blocage de la coopération internationale dans le sous-secteur de l'électricité en raison de l'arrêt de l'affermage de SOGEL et la position du Gouvernement guinéen pendant la crise économique des années 2003 et 2004, une relance de la coopération et de l'appui des bailleurs de fonds est observée depuis le début de 2005.

C'est ainsi qu'un Projet d'Amélioration de l'Efficacité du Secteur de l'Energie (PAESE) a été mis en place avec l'assistance de la Banque Mondiale. Le projet se propose de soutenir les efforts déployés par le Gouvernement guinéen pour améliorer l'efficacité commerciale et opérationnelle du secteur. Il est structuré en trois composantes qui sont les suivantes :

- Composante 1 : Amélioration de l'efficacité de la distribution à travers la modernisation de la gestion commerciale, et ce, afin de réduire les pertes techniques et commerciales ;
- Composante 2 : Réhabilitation des moyens critiques de production. Dans ce cadre, il est prévu des investissements en équipements, pièces de rechange et assistance technique, pour l'amélioration de la fiabilité et de l'efficacité de la Centrale Hydroélectrique de Garafiri et de la Centrale thermique de Tombo.
- Composante 3 : Appui institutionnel pour l'amélioration des capacités managériales de EDG et le développement de partenariats avec le secteur privé.

Le projet s'est fixé pour objectif d'atteindre à moyen terme des niveaux de performances viables, en préparation à des réformes nécessaires pour le long terme. Il est attendu du projet une nette amélioration des performances financières du secteur, ce qui permettrait de réduire son poids actuellement largement négatif sur le Budget de l'Etat.

Le coût du projet a été estimé à 11,7 millions US\$ et sera financé par l'IDA à hauteur de 7,5 millions US\$ et le FEM pour 4,5 millions US\$.

1.3 Contexte et objectif de l'étude

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 d'EDG ;
- 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.

C'est dans ce contexte que la DNE a confié à IDEACONSULT la présente étude tarifaire « en vue de mettre en place une nouvelle politique de tarification comprenant des règles explicites de fixation des tarifs et de révision périodique. L'objectif recherché étant l'application de tarifs qui reflètent le coût du service tout en permettant de dégager les ressources financières nécessaires au fonctionnement du service public. »

1.4 Contenu du rapport

Le présent rapport restitue les résultats des investigations de l'étude. Il est articulé en 9 chapitres accompagnés d'annexes :

- Chapitre 1 : La présente introduction ;
- Chapitre 2 : L'approche méthodologique ;
- Chapitre 3 : Analyse de la structure tarifaire actuelle ;
- Chapitre 4 : Analyse du coût de revient du kWh ;
- Chapitre 5 : Comparaison internationales ;
- Chapitre 6 : Etude financière ;
- Chapitre 7 : Etude des coûts marginaux
- Chapitre 8 : Tarification au coût marginal
- Chapitre 9 : Etablissement de la grille tarifaire
- Annexes

2 Approche méthodologique

Deux principales approches de tarification sont appliquées dans les entreprises d'électricité, à savoir l'approche purement comptable et l'approche marginaliste. L'approche marginaliste présente les avantages suivants :

- ✚ Transcrit dans les tarifs, le concept du coût marginal apparaît comme l'approche la plus adéquate pour répondre au souci d'une entreprise publique, à savoir vendre à un prix tel que toute décision du consommateur d'accroître sa consommation lui coûte ce qu'elle coûte à la nation.
- ✚ La théorie du coût marginal, permet notamment de définir un prix de revient d'une fourniture donnée, d'étudier la variation de ce prix de revient en fonction des caractéristiques techniques et du volume vendu du produit et d'introduire, par là, la réaction du consommateur.

C'est l'approche marginaliste qui a été utilisée dans la présente étude. Pour ce faire, neuf étapes ont été mises en œuvre :

1. Collecte de données de base sur la situation actuelle et prévisionnelle
 - Données économiques et financières ;
 - Investissement projetés des moyens de production, transport et distribution, types et caractéristiques des groupes ;
 - Types de combustibles utilisés et évolution de leur prix ;
 - Taux d'actualisation ;
 - Evolution de la demande, du nombre de clients, des puissances maximales appelées, courbes de charges, fichier de facturation de la clientèle par catégories de consommateur, etc.
2. Analyse du système tarifaire existant, identification de ses faiblesses et limites et élaboration de propositions de sa restructuration.
3. Analyse du coût de revient du kWh ;
4. Diagnostic de la situation financière de la société.
5. Etude financière : modélisation et projection financières et détermination des niveaux de recettes permettant d'assurer l'autonomie financière de la Société.
6. Détermination du coût marginal basé sur le coût de développement des moyens de production, transport et distribution pour faire face à un kWh supplémentaire appelé. Le modèle de simulation PCMA, développé par la STEG¹, relatif au calcul du coût marginal de combustible a été adapté et utilisé pour déterminer le coût marginal de production.

Description succincte du modèle

But :

¹ Société Tunisienne d'Electricité

Calcul du coût variable de production du kWh (coût marginal de combustible) à chaque instant suivant les variations de la demande et de la disponibilité du parc de production.

Méthodologie :

Placement linéaire des différents groupes de production sur les courbes de charges.

Inputs du modèle :

- courbes de charges prévisionnelles, journalières et horaires
- le parc de production actuel et en développement ventilé par groupe de production (puissance, type de combustible utilisé, consommation spécifique, programmes et durée d'entretien, taux d'indisponibilités aléatoires)

Outputs du programme :

- coût marginal de combustible par poste horaire

7. Etude d'une tarification au coût marginal.
8. Proposition d'une grille tarifaire (tarifs à appliquer par catégorie de consommateurs).
9. Proposition d'un mécanisme et/ou formule de révision des tarifs, basés sur le principe de l'équilibre financier du secteur.

3 Analyse du système tarifaire actuel

Les tarifs de l'électricité sont des tarifs nationaux, valables sur tout le territoire guinéen et sont fixés par l'arrêté conjoint du Ministre de l'Hydraulique et de l'Energie et du Ministre de l'Economie et des Finances.

Les tarifs sont définis et appliqués pour deux niveaux de tension : la Moyenne et la Basse Tension.

La fixation des tarifs n'est pas guidée par une politique tarifaire. En l'absence d'une politique tarifaire claire et faute d'études tarifaires ponctuelles, le système de tarification appliqué par EDG se caractérise par des incohérences de plusieurs natures. Lors du dernier ajustement des tarifs de l'électricité, EDG s'est préoccupée seulement de l'amélioration de ses recettes en procédant à une répartition « arbitraire » des ajustements entre les divers tarifs, sans opérer les corrections nécessaires au système tarifaire. Une analyse du système tarifaire en vigueur et des principales entorses, aussi bien pour la grille de la Basse Tension que celle de la Moyenne Tension est proposée dans ce qui suit.

3.1 Tarifs de la Basse Tension

3.1.1 Tarification à l'usage

Les tarifs appliqués en Basse Tension (BT) se réfèrent à l'usage de l'énergie électrique du client. On dénombre 4 usages différents en BT : Domestique, Commerce et Industrie, Ambassade et Administration.

La tarification à l'usage est une pratique anti-économique, car le coût de la fourniture d'énergie électrique ne dépend que des moyens mis en œuvre pour sa réalisation. Tous les usagers raccordés à un même niveau de tension doivent avoir le même tarif. Les différences de coûts entre les clients d'un même niveau de tension suite à leur éloignement par rapport au réseau sont supposées être réglées en cash lors du branchement.

3.1.2 Tarification à tranches 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.

Cette forme de tarification constitue un acquis difficile à éliminer pour les clients actuels et sera étendu aux futurs usagers. 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.

Les tranches de consommation telles que définies actuellement à EDG ne sont accompagnées d'aucun "garde-fou" tel qu'il est d'usage dans les pays qui utilisent cette forme de tarification.

Le tarif de la tranche sociale qui concerne les consommations entre 1 et 90 kWh par mois (devenu 1 à 60 kWh lors du dernier ajustement tarifaire) et celui de la tranche dite moyenne concernant les consommations situées entre 91 et 232 kWh par mois (devenue 61 et 330 kWh) sont accordés à tous les clients domestiques, abstraction faite à 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.

Il s'avère ainsi urgent que EDG mette en œuvre les mesures nécessaires pour limiter cet abus de subvention aux économiquement « aisés ».

3.1.3 Propositions de restructuration

Trois solutions non exclusives peuvent être proposées :

1^{ère} solution :

- Limiter l'octroi de la première tranche aux vrais économiquement faibles en liant la consommation à la puissance souscrite

Seuls les clients ayant une puissance souscrite de 1 kVA pourraient bénéficier de la tranche dite sociale et seulement pour les 60 premiers kWh/mois. Le reste de la consommation serait facturé aux deux autres tarifs domestiques suivant les tranches. Il sera proposé dans le cadre de cette étude, l'amplitude optimale de cette première tranche, sachant que lors du dernier ajustement cette tranche a été ramenée de 90 à 60 kWh/mois (une excellente mesure sur les finances de l'entreprise et sur l'économie d'énergie). Les autres clients, ayant une puissance souscrite supérieure à 1 kVA, seraient facturés aux deux tarifs des tranches moyenne et supérieure suivant leurs consommations.

2^{ème} solution :

- Facturer les clients ayant une puissance souscrite de 1 kVA au tarif de la tranche sociale pour les 60 premiers kWh et le reste aux autres tarifs, tel que indiqué dans la première solution.
- Facturer les clients ayant une puissance souscrite de 2 kVA comme suit : les 330 premiers kWh au tarif de la tranche moyenne, le reste de la consommation au tarif de la tranche supérieure.
- Facturer les consommations des clients ayant une puissance supérieure ou égale à 3 kVA, intégralement au tarif de la tranche dite supérieure sans bénéfice des tranches 1 et 2.

3^{ème} Solution :

- Facturer tout client dont la consommation dépasse 60 kWh par mois à partir du tarif de la 2^{ème} tranche sans bénéfice de la tranche sociale, comme suit :
- Si la consommation mensuelle est située entre 61 et 330, appliquer le tarif de la tranche moyenne ;
- Facturer tout client dont la consommation dépasse 330 kWh/mois intégralement au tarif de la tranche supérieure.

Dans ce cas, seuls les clients dont la consommation ne dépasse pas 60 kWh/mois seraient facturés à la tranche sociale.

Cette solution a le mérite d'être d'une application simple et pourrait être mise en œuvre immédiatement (dès signature d'un arrêté de fixation des tarifs qui concernera la refonte de la facturation en BT domestique).

Tableau 4.1 : Scénarios de restructuration tarifaire pour la Basse Tension

Solutions	Tarification et facturation
1	Puissance souscrite = 1 kVA : 60 kWh/mois : T1 Puissance souscrite > 1 kVA : T2 et T3
2	Puissance souscrite = 1 kVA : T1 Puissance souscrite = 2 kVA : T1 et T2 Puissance souscrite >= 3 kVA : T3
3	Consommation < 60 kWh/mois : T1 Consommation de 61 à 330 kWh/mois : T2 Consommation >= 330 : T3

T₁ : Tarif de la tranche sociale

T₂ : Tarif de la tranche moyenne

T₃ : Tarif de la tranche supérieure

Par ailleurs, le système tarifaire à tranches de consommation tel que appliqué actuellement par EDG constitue un transfert de richesse d'une catégorie d'usagers vers d'autres. La très grande différence de niveau de prix de l'énergie variant de 90 FNG par kWh à 1780 FNG par kWh (pour un même coût de revient) constitue une subvention inter clients. La société est obligée d'augmenter fortement certains tarifs pour récupérer le manque à gagner dû aux tarifs à faible niveau. En réalité, il appartient au système fiscal, et non à une société d'électricité, de définir et de mettre en place les mécanismes de transfert de revenu d'une couche sociale vers une autre.

3.2 Tarifs de la Moyenne Tension

Le tarif Moyenne Tension est accordé aussi bien aux clients raccordés directement au réseau Moyenne Tension qu'aux clients Basse Tension souscrivant une puissance supérieure ou égale à 90 Ampères (environ 50 kVA).

3.2.1 Prime de puissance trop faible

Le tarif est binôme comportant un prix d'énergie et une prime de puissance.

Le prix d'énergie est sensé représenter le coût du combustible nécessaire à la production d'un kWh en Moyenne Tension. La prime fixe reflète la charge d'amortissement des ouvrages nécessaires à la mise à disposition du kWh (kV ramené, moyennant une durée d'utilisation annuelle au kWh).

La prime fixe représente actuellement, aux conditions de 3000 h/an, 25,2 GNF/kWh, soit à peine 2% du tarif moyen MT.

La part du combustible dans le tarif Moyenne Tension industrie peut-être approximée par les paramètres suivants :

- Consommation spécifique moyenne 235 g/kWh,
- Coût du gasoil : 500 \$/tonne (2,2 MGNF/tonne)
- Pertes techniques jusqu'au niveau MT : 12 %

Coût combustible : $2,2 \times 235 \times 1,12 = 579$ GNF/kWh².

Le tarif actuel en MT industrie, compte tenu de la prime fixe et d'une durée d'utilisation de 3000 h/an), est de 1314 GNF/kWh.

Le coût fixe dans le tarif serait alors de $1314 - 579 = 735$ GNF/kWh (elle est reflétée pour seulement 25,2 GNF/kWh pour une prime de puissance de 6312 GNF/kVA, le reste est directement imputé au prix proportionnel).

En intégrant une partie de ce coût fixe dans le prix d'énergie suivant les scénarios ci-après, on obtient :

Tableau 4.2 : Scénarios d'établissement de la prime fixe

% du coût fixe à garder en GNF/kVA	Montant (GNF/kWh) à intégrer au		Prime fixe résultante GNF/kVA
	Prix d'énergie	Prime fixe	
50 %	368	367	92 000
30 %	515	220	55 125
20 %	588	147	36 750
15 %	625	110	27 562
10 %	661	74	18 375

Ainsi, la structure du tarif Moyenne Tension peut être présentée comme suit, sans incidence sur le niveau moyen du tarif :

- Prime fixe « actualisée » (pour la variante 30 %) : 220 GNF - 25 GNF, soit 195 GNF/kWh seront pris sur la partie variable et imputés sur la partie fixe. Les 195 GNF/kWh majorés des 25 GNF/kWh (6312 GNF/kVA) deviennent alors 55125 GNF/kVA. ;
- Partie variable devient = $1289 - 195 = 1094$ GNF/kWh ou $579 + 588 = 1094$ GNF/kWh.

Tarif MT industriel :

- Prix d'énergie = 1094 GNF/kWh
- Prime fixe = 55125 GNF/kVA

Commentaires sur la structure proposée :

- (i) Cette proposition ne touche pas le niveau moyen du tarif qui fera l'objet d'autres analyses ;

² Il est supposé dans ce cas que toute l'énergie électrique est produite à partir des centrales thermiques. La partie variable du tarif serait beaucoup plus faible compte tenu de l'hydraulique.

- (ii) La partie fixe dans le tarif moyen représente ainsi 16,7 % au lieu de 1,9 %. Dans d'autres pays, la partie fixe représente jusqu'à 25 % du prix moyen du kWh ;
- (iii) Pour un client type souscrivant 100 kW et ayant une durée d'utilisation de 3 000 h/an, nous obtenons les chiffres suivants :

Tableau 4.3 : Benchmark de primes fixes et prix moyens du kWh

Société (pays)	Tarif	Prime fixe (Euro/kW-an)	Prix moyen du kWh (Centime d'Euro)	Partie fixe par rapport partie variable
EDF (France)	MU Tarif Vert C	54,32	7,83	23,2 %
STEG (Tunisie)	MT	23,5	5,25	15 %
ONE (Maroc)	MT	27,5	7,31	12,4 %
EDG (Guinée) Actuel	MT	10,2	18,3	1,9 %

L'importance de la partie fixe dans le tarif est justifiée par le fait que le client doit participer aux investissements en ouvrages de production, de transport, de transformation et de distribution de l'énergie électrique, en payant tout les mois une partie non proportionnelle à sa consommation en contre partie des immobilisations nécessaires dont la valeur ne dépend pas du niveau mensuel de sa consommation. Cette prime annuelle est ramenée à un paiement mensuel (par douzième) et ce en conformité avec la facturation mensuelle.

Du fait qu'elle représente une participation dans les amortissements, la partie fixe constitue une garantie pour la société surtout dans le cas où le client immobilise un ensemble d'ouvrage à sa disposition sans consommer de l'électricité.

Dans certains pays, la partie fixe est payée durant 1 à 3 ans, même après la résiliation du contrat de fourniture d'énergie électrique. L'idée guidant ce raisonnement est que l'entreprise d'électricité doit chercher un autre client, en remplacement du partant, pour qu'il prenne en charge tous les investissements faits pour ce client défaillant.

Du fait qu'elle n'est pas liée à la consommation, la partie fixe minimise l'ampleur des fraudes.

Le renchérissement presque général des ouvrages durant les deux dernières années rend la mise à disposition du client d'un kW de puissance très onéreuse et justifie une prime fixe qui s'inscrit dans les limites du coût engendré.

[3.2.2 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 à prendre en cas de non respect de la limite supérieure d'appel.

Quelques rares clients sont équipés d'un indicateur de maximum de puissance.

Dans ce cadre il y a lieu, pour l'intérêt d'EDG, d'entreprendre, dans les meilleurs délais possibles les actions suivantes :

- Munir tous les clients de la moyenne tension d'un indicateur de maximum de puissance appelée. Un compteur électrique muni de cette fonction coûte 19 euros pour le monophasé et 33 euros pour le triphasé.
- Instaurer des règles de facturation des dépassements des puissances souscrites : les règles doivent faire l'objet d'une clause contractuelle dans le cadre du contrat ou d'un avenant au contrat. EDG n'est pas obligée de faire face aux dépassements de puissance.

Les dépassements des puissances souscrites causent beaucoup de gêne pour l'entreprise du fait qu'ils ne sont pris en compte dans le cadre de sa planification et sont de ce fait fortement pénalisés. Un dépassement de puissance peut-être facturé pour la puissance additionnelle au delà de celle souscrite de 400 à 600 % de pénalités par rapport à la prime fixe. (voir clauses contractuelles de la facturation du dépassement à la Société Tunisienne de l'Electricité et du gaz en annexe).

Un client qui souscrit 100 kVA et qui appelle 150 kVA peut être pénalisé à concurrence de $50 \times 6 \times 6312 = 113\ 610$ GNF/mois hors taxes et aux conditions actuelles du niveau de la prime fixe.

3.2.3 Non enregistrement / facturation de l'énergie réactive

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

L'énergie réactive est produite par les centrales électriques ou par des batteries de condensateurs. En courant alternatif, toute machine électrique en fonctionnant met en jeu deux formes d'énergies : énergie active, mesurée en kWh et énergie réactive mesurée en kVAh. A chacune de ces énergies correspond un courant actif et un courant réactif. Les courants actif et réactif se composent pour former le courant apparent, qui est celui qui parcourt la ligne électrique depuis la source jusqu'au récepteur. Seul le courant actif ou watté fournit une puissance réelle c'est la puissance active. Le courant réactif ou déwatté est un courant magnétisant.

L'énergie réactive est en relation directe avec le facteur de puissance $\cos \varphi$.

Un facteur de puissance faible est synonyme de chutes de tension en bout de ligne, échauffement des câbles d'alimentation, donc des pertes d'énergie active, des surcharges au niveau des transformateurs d'où un surdimensionnement de l'installation.

Un mauvais $\cos \varphi$ conduit ainsi inéluctablement à des investissements supplémentaires pour le fournisseur de l'énergie électrique et à une facture de l'électricité plus élevée pour le consommateur de l'énergie électrique.

Pour remédier à cette insuffisance au niveau de la facturation et de la facturation, il est recommandé, à moyen terme, qu'EDG procède aux actions suivantes :

- (i) Equiper les clients en Moyenne Tension d'un système de comptage pour mesurer l'énergie réactive consommée. Un compteur électronique qui comptabilise l'énergie réactive séparément coûte environ 33 Euros.
- (ii) Définir un tarif de vente de cette énergie. Le tarif peut être conçu sous forme de barème de majoration du prix de l'énergie active en fonction du rapport de la consommation Energie Active/Energie réactive (une partie de l'énergie réactive est cédée gratuitement. L'énergie réactive peut aussi être facturée directement aux clients. Dans ce cas, le tarif sera libellé en FNG/kVarh. C'est cette dernière forme de facturation qui est la plus utilisée actuellement (voir principe de tarification EDF à ce sujet en annexe) ;
- (iii) Prévoir une clause contractuelle qui traite de la facturation de l'énergie réactive ou un avenant au contrat pour les clients existants. Sachant qu'une partie de cette énergie doit être livrée gratuitement aux clients (EDF livre l'équivalent d'une proportion de 40 % de l'énergie active gratuitement $\text{Actif/Réactif} = 0,4 \tan \varphi$, d'où $\cos \varphi = 0,92$; le reste est facturé à 1,755 C€/kVarh pour le tarif Vert A et 1,550 C€/kVarh pour le tarif Vert B.

3.2.4 Absence de 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 pendant un instant donné dépend des moyens mis en œuvre pour sa réalisation pendant cet instant.

La courbe de charge (ou la monotone de charge) est le meilleur moyen pour découper la journée en postes horaires. L'exploitation des moyens de production d'EDG fait un suivi horaire du fonctionnement des groupes. L'empilement de ces groupes aboutit à la courbe journalière de puissance disponible actuellement à EDG pour les 365 jours de l'année. A la lecture de ces courbes de charges journalières, nous relevons les puissances maximales suivantes (pour une courbe par mois) :

Tableau 4.4 : Puissances maximales d'un échantillon de courbes de charge

Mois	Puissance maximale produite	Heure de charge	Date
Janvier	107,3	24h	1 ^{er} Janvier
Février	149,6	21h	26 Février
Mars	106,8	24h	2 Mars
Avril	128,39	3h	3 Avril
Mai	109,01	22h	1 ^{er} Mai
Juin	108,02	20h	5 Juin
Juillet	102,4	6h	17 Juillet
Août	104,63	21h	13 Août
Septembre	112,42	21 h	10 Septembre
Octobre	136,43	19 h	10 Octobre
Novembre	132,81	23 h	6 Novembre
Décembre	133,51	7h	30 décembre

Sont considérées comme heures de pointe, les heures durant lesquelles les charges relatives sont supérieures à la moyenne (unité) d'appel de la journée durant ce poste. Les écarts par rapport à la moyenne sont considérés seulement pour les jours ouvrables de la semaine.

L'instauration d'une pointe se basant sur l'écart par rapport à la moyenne peut donner un nombre d'heures assez élevé. Pour les premières années d'application, on se limitera aux écarts positifs supérieurs ou égaux à 10 %, de sorte que la durée globale de pointe occasionne moins de gêne au client. La définition pourrait être ajustée progressivement.

A une lecture brève de cet échantillon (non représentatif) et pour une première approximation très grossière, nous constatons que les heures les plus chargées sont concentrées dans l'intervalle de temps de 20 à 24 heures. A signaler que ces charges sont des charges de production et non d'appel, du fait des délestages.

A première vue, une décomposition de la journée en heures de pointe et heures hors pointe est suffisante dans le cas où EDG opte pour une tarification à postes horaires.

La durée des heures de pointe pourrait être fixée à 4 heures par jour, de 20 à 24 heures ; le reste, 0 à 20 heures, constitue des heures hors pointe, soit 20 heures par jour.

A ces durées, seront définis des tarifs d'électricité et des redevances de puissances.

Cette démarche ne constitue qu'une approximation. Pour mieux appréhender les tarifs à postes horaires, il est nécessaire de disposer de :

- Un relevé horaire ou semi-horaire des coûts marginaux de production qui sont la base de la délimitation des postes ;
- Un placement optimal des groupes ;
- Une situation d'équilibre (sans délestage).

4 Analyse du coût de revient du kWh

4.1 Structure du coût de revient

Les charges des activités de production, transport et distribution d'EDG pour l'année 2007 ont été regroupées en huit rubriques : achats de combustibles, charges d'exploitation et d'entretien, charges de personnel, charges financières, dotations aux amortissements, dotations aux provisions et impôts et taxes.

Tableau 5.1 : Structure du coût de revient

Nature de charge (situation 2007)	Coût (MFNG)	% du total
Achats de combustibles	56 603	27%
Exploitation & entretien	17 039	8%
Charges de personnel	19 147	9%
Frais financiers	3 896	2%
Dotations aux amortissements	22 507	11%
Dotations aux provisions	58 947	28%
Charges de financement	21 342	10%
Autres charges	11 820	6%
TOTAL	211 301	100%

Ces charges sont à répartir sur les activités de production, transport et distribution MT et BT afin d'aboutir au coût du kWh par niveau de tension.

4.2 Coût de revient par activité

EDG ne dispose pas de système de comptabilité analytique permettant de déterminer les coûts unitaires de production, transport et distribution séparément. En se basant sur les centres de coûts tels que définis par le projet de plan analytique de la Direction Financière et, plus particulièrement, l'affectation des charges par destination, il est possible d'imputer les diverses charges aux activités principales comme suit :

- Les charges des combustibles sont intégralement imputées à l'activité de production.
- Les charges d'exploitation et les autres charges sont liées principalement aux deux activités production et distribution et seront imputées suivant la nature de la charge comme suit :

Tableau 5.2 : Répartition des charges d'exploitation

Nature charge	En millions FNG		
	Production	Distribution	Total
<i>Charges d'exploitation</i>	12 147	4 892	17 039
• Entretien majeur programmé	12 147	-	
• Fournitures et équipement d'exploitation	-	4 892	-

<i>Autres charges</i>	3 672	17 670	21 342
• Entretien véhicule et matériel	1 256	5 024	6 280
• Loyers locaux	0	2 874	2 874
• Travaux et service extérieur	519	2 080	2 599
• Téléphone, frais, bureaux	973	3 892	4 865
• Divers	924	3 800	4 724
Total	15 819	22 562	38 381

- Les frais de personnel sont imputés aux diverses activités suivant les centres de coût.
- Les frais financiers sont générés par les découverts et les intérêts sur les emprunts locaux contactés par la société. Ces charges sont imputées à raison de 90 % sur l'activité production et 10 % par l'activité distribution.
- Les dotations aux amortissements sont imputées aux activités suivant la nature de l'investissement.
- Les provisions sont composées de : (i) provisions financières occasionnées par le renchérissement des annuités suite à l'écart de change par rapport à la partie d'origine (dépréciation du franc guinéen par rapport aux autres devises dans les quelles les emprunts sont contactés), (ii) provisions pour créances douteuses : constatées suite au risque de non recouvrement des créances auprès des clients : une bonne partie de ces créances passera en perte, une fois que les clients sont déclarés insolvable. Les provisions à titre de dépréciation de la parité du franc Guinéen sont directement rattachées au financement des investissements. Ces provisions sont imputées aux trois activités production, transport et distribution, au prorata des dotations aux amortissements. Les provisions pour créances douteuses sont imputées directement à l'activité distribution à titre de créances douteuses.
- Les emprunts de financement des investissements concernent principalement des moyens de production. Les charges financières y afférentes sont imputées à l'activité production.

L'ensemble des charges d'exploitation et de structure relatives à l'exercice 2007 ainsi déterminées sont à imputer aux 3 activités comme suit en millions de FNG.

Tableau 5.3 : Répartition du coût de revient par activité

Nature de charge (situation 2007)	Coût total (MFNG)	Production (MFNG)	Transport (MFNG)	Distribution (MFNG)
Achats de combustibles	56 603	56 603		
Exploitation & maintenance	17 039	12 147		4 892
Charges de personnel	19 147	5 264	1 766	12 117
Frais financiers	3 896	3 506		390
Dotations aux amortissements	22 507	6 311	3 757	12 439
Dotations aux provisions	58 947	11 623	7 057	40 267
Charges de financement	11 820	11 820		
Autres charges	21 342	3 672		17 670
TOTAL	211 301	110 946	12 580	87 775
En pourcentage	100%	53%	6%	42%

4.3 Coût de revient par niveau de tension

Il s'agit de faire supporter chaque activité les charges qui lui incombent, sachant que les charges de production sont communes à la Haute, Moyenne et Basse Tension, celles relatives à la Haute Tension sont communes à la Haute, Moyenne et Basse Tension et celles de la Moyenne Tension concernent à la fois la Moyenne et la Basse Tension.

Tableau 5.4 : Plan de tension HT, MT et BT pour 2007

Production brute	644 958 MWh
Consommation des auxiliaires	6 151 MWh
Production nette	638 807 MWh
Energie livrée	591 449 MWh
Energie facturée	290 859 MWh
Energie facturée en MT	88 520 MWh
Energie facturée en BT	202 339 MWh

Les pertes techniques se chiffrent à 6,5 % sur le réseau transport, 7,0 % sur le réseau MT et 16,5 % sur le réseau BT. A ces pertes techniques, s'ajoutent des pertes commerciales dont le taux s'élève à 24,5 %.

Les pertes commerciales seront réparties à raison de 3,0 % pour la Moyenne Tension et 21,5 % pour la BT. Les pertes globales se chiffrent alors à 6,5 % par le transport, 10,0 % pour la MT et 38,0 % pour la BT.

Pour pouvoir répartir les charges de production sur les kWh de la MT et de la BT, l'énergie facturée à ces deux stades sera ramenée au niveau production en tenant compte des pertes respectives.

Pour la Basse Tension :

- Energie facturée en BT : 202 339 MWh
 - Pertes MT et BT ($\cong 38\% \times$ Production) : 242 545 MWh
 - Pertes transport : 30 927 MWh
- Energie Produite pour la BT : 475 811 MWh

Pour la Moyenne Tension

- Energie facturée en MT : 88 520 MWh
 - Pertes MT et BT (10 % de la Production) : 63 881 MWh
 - Pertes transport : 10 595 MWh
- Energie Produite pour la MT : 162 996 MWh

Les charges de la production seront imputées aux 638 807 MWh produits sur la base de 475 811 MWh pour la BT et 162 996 MWh pour la MT ramenés au niveau production hors consommation des auxiliaires.

Les coûts de la distribution seront partagés entre la MT et la BT par référence à la longueur de leurs réseaux respectifs soit 32 % pour la MT et 68 % pour la BT.

Le coût du kWh en MT et BT selon la nature du coût se présente comme suit :

Tableau 5.5 : Répartition du coût de revient par niveau de tension

Nature du coût	Total	MT	BT
Production en MWh	638 807	162 996	475 811
Pertes en MWh		16 2 99,6	47 581,1
Energie disponible sur réseau MT	-	146 696,4	428 229,9
Charges de production en millions FNG	110 946	28 308,6	82 637,4
Charges de transport en millions FNG	12 580	3 210	9 370
Coût de production FNG/kWh	173,7	-	-
Coût de revient Haute Tension (MFNG)	123 526	-	-
Coût de revient Haute Tension (FNG/kWh)	207,0	-	-
Charges distribution au niveau MT (32 %) ⁽¹⁾	28 088	7 166,8	20 921,2
Charges distribution au niveau BT	59 687	0	59 687
Charges totales par niveau de tension	211 301	38 685,4	172 615,6
Energie livrée et facturée (MWh)	290 859	88 520	202 339
Coût de revient (FNG/kWh)	726,5	437,0	853,1

(1) La partie distribution MT est imputée à toute énergie transitant par le réseau MT, y compris celle de la BT.

Les prix moyens ci-dessus déterminés sont le résultat d'une approche globale, le passage à des tarifs binômes suppose l'éclatement des prix en un terme proportionnel (prix d'énergie) et un terme de puissance (prime fixe).

Le coût de revient global du kWh qui s'élève à 726,5 FNG hors taxes en 2007, se décompose 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 entre les niveaux de tension.

4.4 Incidence financière de la tarification actuelle

La répartition de la consommation et des clients entre les deux niveaux de tension se présente à la fin de l'année 2007 comme suit :

Tableau 5.6 : Répartition de la consommation par niveau de tension

	Energie facturée (MWh)	Nombre de clients
BT	202 339	164 477
MT	88 520	408
TOTAL	290 859	164 885

L'évaluation de l'impact de la tarification actuelle sur la situation de l'entreprise est appréhendée à deux niveaux :

- Par la détermination du différentiel de coût non facturé : manque à gagner occasionné par l'application des tarifs à tranches de consommation largement subventionnés dont le niveau peut-être estimé comme suit hors prime fixe :

Tableau 5.7 : Manque à gagner sur les clients BT privés

Tarifs		Energie facturée (2007) ⁽¹⁾		Recettes énergie (MFNG)	Coût de revient (MFNG)	Ecart (MFNG)
		%	MWh			
B T	Tranche 1	24,8	72 133	6 492	61 596	- 55 104
	Tranche 2	14,7	42 756	9 919	36 475	- 26 556
	Tranche 3	17,8	51 773	13 720	44 168	- 30 448
	Total domestique	57,3	166 662	30 131	142 239	- 112 108

- Par le surcoût facturé à certaines catégories de la clientèle (surfacturation)

Tableau 5.8 : Surcoût sur certaines catégories de clientèle

Tarifs		Energie facturée (2007) ⁽¹⁾		Recettes énergie (MFNG)	Coût de revient (MFG)	Ecart (MFNG)
		%	MWh			
Div. BT	Prof. Commerce + industrie (T ₁)	3,9	11 350	9 097	9 674	- 577
	Prof. Commerce + industrie (T ₂)	4,9	14 260	18 370	12 158	+ 6 212
	Ambassades 1	0,7	2 040	2 987	1 737	+ 1 250
	Ambassades 2	2,6	7 562	13 460	6 451	+ 7 009
MT	Privé + industriel	12,3	35 408	45 641	15 473	+ 30 168
	Administration	18,3	53 112	94 540	23 210	+ 71 330
Total		42,7	123 732	184 095	68 703	115 392

Au vu de cette structure on constate que le système tarifaire, tel que appliqué actuellement par EDG, se caractérise par :

- Niveau très faible pour certains tarifs et très élevé pour d'autres :

58 % de la consommation sont subventionnés à hauteur d'au moins 112 milliards de FNG/kWh en 2007. Il s'agit des 160 000 clients Basse Tension domestique qui paient en moyenne 181 FNG/kWh (hors prime de puissance) contre un coût de revient de 853,1 FNG (soit 21,2 % du coût seulement). La facturation à tranches progressives n'aura pas l'effet escompté tant que de la tranche supérieure est fixée à un niveau très faible.

Le principe de la facturation à tranches progressives est de dissuader la consommation. La tranche supérieure devrait être fixée à un niveau substantiellement élevée, au delà de 853 FNG/kWh par exemple, pour que le tarif ait un sens de dissuasion.

42 % de la consommation sont surfacturés pour les autres clients qui paient le manque à gagner des 160 000 clients d'ou une redistribution des revenus à travers l'électricité.

- Un système paradoxal :

Les prix moyens en MT sont de loin supérieurs à ceux de la Basse Tension : une pratique contraire à la logique économique en matière d'électricité.

Les fournitures en Moyenne Tension ont un coût moyen de 437 FNG/kWh, mais sont facturées à plus que 1500 FNG/kWh (compte non tenu de T₁ BT professionnel pour le commerce et l'industrie).

- Un déficit de l'activité :

L'équilibre apparent constaté plus haut entre recettes des clients et total des coûts cache en réalité des déficits subis par la société. En effet, l'énergie prise en compte pour les diverses simulations est celle facturée (290 859 MWh), or le montant réellement encaissé correspond à une énergie bien inférieure. L'énergie facturée n'est recouvrée qu'à hauteur de 83 %. Le montant de l'énergie non recouvré correspond au déficit de l'entreprise. Si le renchérissement des facteurs de production et, à moindre degré, celui des pertes commerciales ne dépendent pas de la volonté de l'entreprise, celui du recouvrement est totalement imputable aux performances de la société et doit constituer une priorité absolue, avant même sa stratégie de développement. La valeur d'une dette non recouvrée se déprécie avec le temps. Pour cette raison, certaines sociétés appliquent des pénalités de retard de paiement (prévues dans le cadre du contrat commercial).

Il ressort de simulations tenant compte des primes fixes payées par les clients, les résultats suivants :

Tableau 5.9 : Bilan (Recettes – Coûts) par tarif

Tarifs		Consommation 2007		Recettes énergie (MFNG)	Recettes pr fixe (MFNG)	Total recettes	Coût (MFNG)	Ecart
		%	MWh					
B 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
	Total 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 T	Privé+indust.	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

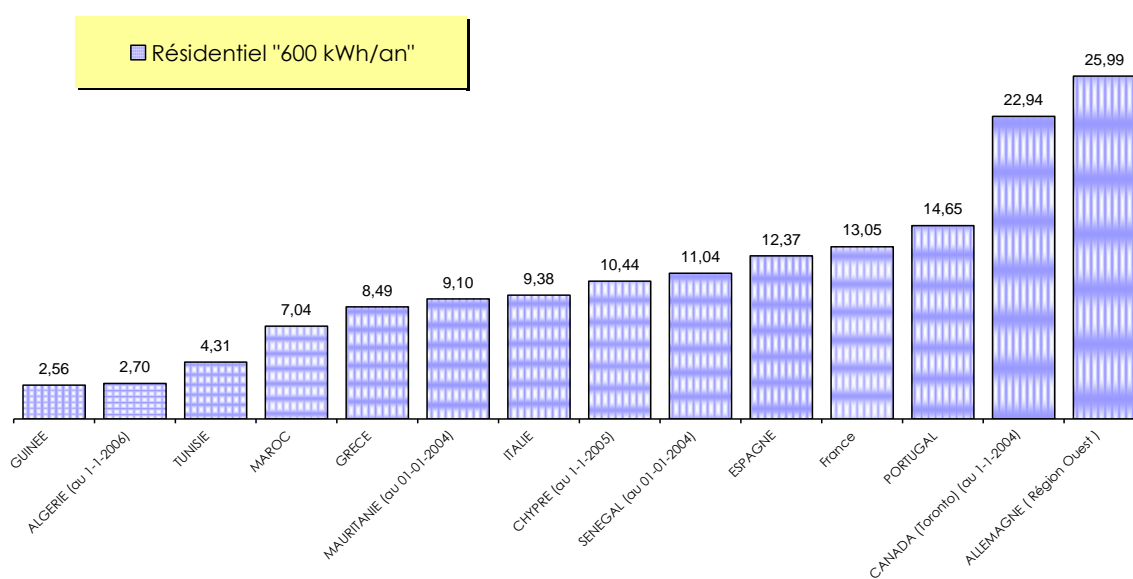
Cette variante qui tient compte de la prime fixe, traduit plus fidèlement les encaissements qui devraient avoir lieu en cas de recouvrement de toute l'énergie facturée.

5 Comparaisons internationales

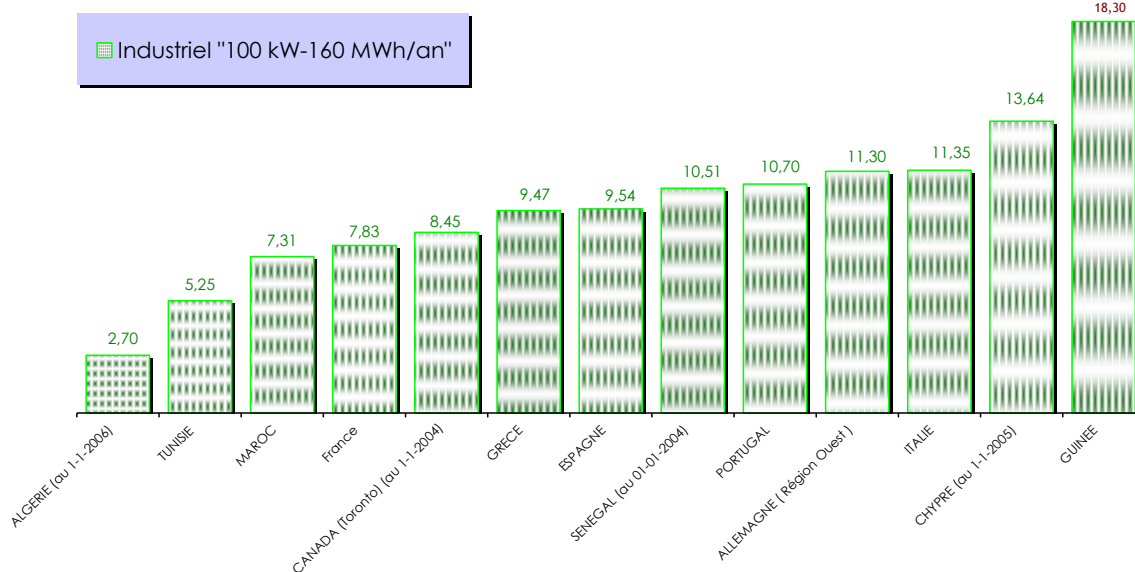
Les prix moyens en Basse et Moyenne Tension ont été comparés pour des clients types tels que définis par EURELECTRIC. Il ressort de cette comparaison que les prix moyens de l'électricité en Guinée sont :

- Les plus bas de l'échantillon pour les usagers en Basse Tension domestique ;
- Les plus élevés de l'échantillon pour les usagers en Moyenne Tension.

**COMPARAISON INTERNATIONALE DES PRIX DE VENTE MOYENS
DE L'ELECTRICITE (hors taxes) au 01-01-2007**
~ c€ / kWh ~



**COMPARAISON INTERNATIONALE DES PRIX DE VENTE MOYENS
DE L'ELECTRICITE (hors taxes) au 01-01-2007
~ c€ / kWh ~**



L'ordre de classement ne change pas en usage résidentiel pour des clients types de la classe 720 kWh/an (2,68 c€ /kWh) et pour des clients types de la classe 3500 kWh/an (3,3 C€/kWh).

6 Etude financière

6.1 Introduction

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.

Le ratio de couverture du service de la dette est une mesure de la capacité de la Société de remplir ses obligations au niveau de la dette. Il se calcule en rapportant le résultat d'exploitation (EBIT) augmenté des dotations aux amortissements au service de la dette (remboursement du principal et intérêts). On retiendra un ratio supérieur ou égal à 1,5 à partir de 2010, conformément au protocole d'accord de financement du projet PAESE.

Le rendement sur fonds propres est un indicateur de performance financière qui mesure la capacité de l'entreprise à réaliser des profits. Il se calcule en rapportant les bénéfices après impôts aux fonds propres de la société. On retiendra un taux moyen de 8%, supérieur aux taux des emprunts (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.

6.2 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 prévisionnels et les Bilans prévisionnels pour les cinq prochaines années (2009 – 2013) et de calculer, par conséquent, les indicateurs 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 ont été tirées des informations disponibles dans les Etats Financiers provisoires (non audités) de 2007, reçus d'EDG en novembre 2008. Les principales hypothèses de prévision sont présentées ci-après.

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 :

Scénario de statu quo : reconduisant les tarifs actuellement en vigueur ;

Scénario de choc tarifaire : ajustement tarifaire permettant à l'exploitation de respecter dès 2009 les conditionnalités relatives aux critères financiers considérés (un ratio de couverture de la dette supérieur à 1,5 et un taux de rendement sur fonds propres supérieur à 8%).

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.

6.3 Hypothèses de prévision retenues

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).

6.3.1 Hypothèses concernant la demande

A défaut de prévisions actualisées, nous nous sommes basés sur les prévisions du plan directeur d'électrification³. Nous avons retenu le scénario moyen qui semble le plus plausible, compte tenu des réalisations des dernières années. La demande de puissance et d'énergie dans ces prévisions est donnée jusqu'à l'horizon 2020, agrégée pour la basse et la moyenne tension, toutes catégories de clients.

Il y a lieu de signaler qu'en raison de la cherté du carburant et de la vétusté des moyens de production et de distribution, toutes les centrales thermiques des centres de l'intérieur ont été laissées à l'arrêt en 2007 et 2008. Seuls, les centres raccordés à des centrales hydrauliques (Tinkisso, Samankou et Loffa) ont bénéficié d'un approvisionnement en énergie électrique. Le réapprovisionnement des centres de l'intérieur nécessitera des travaux de réhabilitation / extension de leurs moyens de production et de distribution. Quatre capitales régionales (N'zérokoré, Kankan, Faranah et Labé) ont fait l'objet d'un projet de réhabilitation / extension de leurs moyens de distribution et de reconversion au fuel lourd de leurs centrales thermiques, en cours de réalisation. Pour les autres centres isolés, le financement des travaux n'a pas encore été trouvé.

³ Rapport version finale, Octobre 2006

Tableau 7.1 : Prévion de la demande d'énergie et de puissance

DESIGNATION	2008	2009	2010	2011	2012	2013
		Prévion	Prévion	Prévion	Prévion	Prévion
Demande de puissance (MW)						
Réseau interconnecté	193,7	205,3	217,6	230,7	244,5	259,2
Centres reliés aux miniers	10,1	10,7	11,2	11,9	12,3	13,0
Autres centres de l'intérieur	19,2	20,0	21,2	22,2	23,2	24,6
TOTAL	223,0	236,0	250,0	264,8	280,0	296,8
Demande d'énergie (GWh)						
Réseau interconnecté	1 035,0	1 097,1	1 162,9	1 232,7	1 306,7	1 385,1
Centres reliés aux miniers	54,5	57,2	60,1	63,1	66,3	69,6
Autres centres de l'intérieur	102,3	107,4	112,8	118,4	124,4	130,5
TOTAL	1 201,8	1 272,3	1 346,9	1 425,8	1 509,4	1 598,0

6.3.2 Hypothèses concernant le plan de production et de vente

Le plan de production a été établi moyennant les principales hypothèses suivantes :

- Le projet de la nouvelle centrale thermique de Manéah rentrera en exploitation en 2012 avec une puissance disponible de 37,5 MW. La puissance disponible de cette centrale passera à 3x37,5 MW en 2013.
- Après réhabilitation, la puissance disponible des groupes diesel des centres de l'intérieur s'établira au niveau de 90% de la puissance installée. Le projet de réhabilitation des centres de l'intérieur sera mis en place de 2009 à 2011, pour une exploitation commençant en 2012.
- Le facteur de charge des centrales thermiques sera de 60%.

Le plan de production donnée dans le tableau ci-dessous prévoit un déficit de production par rapport à la demande, sauf en 2013 où l'on atteint l'équilibre entre l'offre et la demande pour le réseau interconnecté.

Tableau 7.2 : Plan de production

DESIGNATION	2008	2009	2010	2011	2012	2013
		Prévion	Prévion	Prévion	Prévion	Prévion
Puissance disponible (MW)						
Hydraulique - Réseau interconnecté	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2	88,2
Thermique - Réseau interconnecté	76,0	76,0	76,0	76,0	113,5	188,5
Sous-total Réseau Interconnecté	164,2	164,2	164,2	164,2	201,7	276,7
<i>Ecart (Disponible - Demande)</i>	-29,5	-41,1	-53,4	-66,5	-42,8	17,5
<i>Ecart en %</i>	-15%	-20%	-25%	-29%	-18%	7%
Hydraulique - Centres de l'intérieur	0,2	0,2	0,2	0,2	1,8	1,8
Thermique - Centres de l'intérieur	0,0	0,0	0,0	0,0	14,0	14,0
Sous-total Centres de l'intérieur	0,2	0,2	0,2	0,2	15,8	15,8
<i>Ecart (Disponible - Demande)</i>	-19,1	-19,9	-21,1	-22,1	-7,4	-8,8
<i>Ecart en %</i>	-99%	-99%	-99%	-99%	-32%	-36%
Total Général	164,4	164,4	164,4	164,4	217,5	292,5
Production d'énergie (GWh)						
Hydraulique - Réseau interconnecté	499,2	505,7	505,7	505,7	505,7	505,7
Hydraulique - Centres de l'intérieur	7,1	7,1	7,1	7,1	12,1	12,1
Sous-total Production Hydraulique	506,3	512,8	512,8	512,8	517,8	517,8
Thermique - Réseau interconnecté	399,5	399,5	399,5	399,5	596,6	879,4
Thermique - Centres de l'intérieur	0,0	0,0	0,0	0,0	73,7	73,7
Sous-total Production Thermique	399,5	399,5	399,5	399,5	670,3	953,1
Total Production d'énergie	905,8	912,3	912,3	912,3	1 188,1	1 470,9

Il y a lieu de noter qu'avec ce plan de production, la part de la production hydraulique accusera une baisse sensible en passant de 78% en 2007 à seulement 35% en 2013.

Cela aura évidemment pour conséquence directe une augmentation sensible du coût de production moyen du kWh.

Conformément aux objectifs du projet PAESE, on retient une réduction du taux des pertes techniques (transport et distribution) de 10 points entre 2007 et 20011, soit une amélioration 2,5 points par an. On retient ce rythme d'amélioration des performances pour 2012 et 2013. Le plan de vente est alors présenté dans le tableau suivant :

Tableau X.3 : Plan de vente

DESIGNATION	2007	2008	2009 Prévision	2010 Prévision	2011 Prévision	2012 Prévision	2013 Prévision
Puissance disponible (MW)	119,0	164,4	164,4	164,4	164,4	217,5	292,5
Facteur de charge	62%	63%	63%	63%	63%	62%	57%
Production d'énergie (GWh)	645,0	905,8	912,3	912,3	912,3	1 188,1	1 470,9
Pertes Transport & Distribution	54,9%	52,5%	50,0%	47,5%	45,0%	42,5%	40,0%
Energie facturée (GWh)	290,9	430,2	456,1	478,9	501,7	683,2	882,5

6.3.3 Plan d'investissement et schéma de financement

Le plan d'investissement a été préparé sur la base de données recueillies auprès de la DNE et EDG et des études d'évaluation disponibles sur les projets en cours ou programmés.

Tableau 7.3 : Projets en cours ou programmés

Bailleurs	Intervention	Etat d'avancement
Banque Mondiale	Amélioration de l'efficacité commerciale Amélioration de la production Renforcement des capacités de gestion	Exécution
Fonds Africain de Développement	Réhabilitation des réseaux de distribution Renforcement des capacités commerciales	Préparation
Banque Islamique de développement	Renforcement des capacités de gestion Réhabilitation des réseaux de distribution Renforcement des capacités commerciales	Préparation
Coopération japonaise	Réhabilitation production (Tombo 1) Réhabilitation postes et réseaux de distribution	Préparation
Banque d'invest. et de développement de la CEDEAO	Réhabilitation réseaux 4 capitales régionales Conversion au mazout des centrales de 3 d'entre elles.	Passation des marchés
Afrique du Sud	Conversion ligne 60 kV n 110 kV Audit système de production	Préparation
Chine	Installation d'une nouvelle centrale thermique à Manéah (Phase I : 42 MW)	Préparation
	Extension de la centrale de Manéah (Phase II : 3x42 MW)	Recherche de financement
	Réhabilitation des centrales thermiques	Recherche de financement
	Réhabilitation des centrales hydrauliques	Recherche de financement

	Réhabilitation / extension réseaux centres de l'intérieur	Recherche de financement
	Réhabilitation / extension réseaux Conakry II	Recherche de financement
	Réhabilitation / extension réseaux Capitales Régionales (Phase II)	Recherche de financement
	Réhabilitation / extension réseaux centres de l'intérieur à raccorder à l'OMVS	Recherche de financement
	Construction Centre de Dispatching	Recherche de financement
	Installation de compteurs (150.000 unités)	Recherche de financement

Tableau 7.4 : Plan d'investissement

PLAN D'INVESTISSEMENT DE EDG 2009 - 2013 (en US\$)

Désignation	Bailleurs	2009	2010	2011	2012	2013	TOTAL
Projet d'amélioration de l'efficacité du secteur de l'électricité (PAESE)	IDA (don)	1 138 462	4 215 385	1 846 154			7 200 000
	GEF (don)	711 538	2 634 615	1 153 846			4 500 000
	TOTAL	1 850 000	6 850 000	3 000 000			11 700 000
Projet d'extension et de réhabilitation des réseaux électriques de Conakry	FAD (don)	7 682 429	6 296 739	5 624 272			19 603 440
	BID (prêt)	4 635 066	3 799 033	3 393 311			11 827 409
	TOTAL	12 317 495	10 095 772	9 017 582			31 430 849
Réhabilitation réseaux capitales régionales	CEDEAO (prêt)	8 000 000	8 000 000	4 000 000			20 000 000
	GoG	800 000	800 000	400 000			2 000 000
	TOTAL	8 800 000	8 800 000	4 400 000			22 000 000
Projet de la centrale de Manéah (Phase 1 : 42 MW)	Chine (prêt)	10 800 000	21 600 000	21 600 000			54 000 000
Projet de la centrale de Manéah (Phase 2 : 3*42 MW)					108 000 000	54 000 000	162 000 000
Réhabilitation production (Tombo 1)	Japon (don)	6 147 948	12 295 895	12 295 895			30 739 738
Conversion ligne 60 kV en 110 kV	Afrique du Sud (don)	2 017 788	4 035 576	4 035 576			10 088 939
Réhabilitation des centrales thermiques		2 700 000	5 400 000	5 400 000			13 500 000
Réhabilitation centrales hydrauliques		3 240 000	6 480 000	6 480 000			16 200 000
Réhab. extension réseaux de l'intérieur		8 640 000	17 280 000	17 280 000			43 200 000
Réhab. extension réseaux Conakry II					14 190 000	18 920 000	47 300 000
Réhab. extension réseaux Capitales Régionales					12 000 000	16 000 000	40 000 000
Réhab. extension réseaux de l'intérieur (à raccorder à l'OMVG)					10 350 000	13 800 000	34 500 000
Construction centre de dispatching					4 860 000	6 480 000	16 200 000
Installation de compteurs (25000/an)		1 533 333	3 066 667	3 066 667	3 066 667	3 066 667	18 400 000
TOTAL GENERAL		58 046 564	95 903 909	86 575 720	152 466 667	112 266 667	505 259 526
Dont	Dons	18 498 165	30 278 210	25 355 743	0	0	74 132 117
	Prêts	39 548 399	65 625 699	61 219 977	152 466 667	112 266 667	431 127 409
TOTAL GENERAL (en MGNF)		298 359	492 946	444 999	783 679	577 051	2 597 034
Dont	Dons	95 081	155 630	130 329	0	0	381 039
	Prêts	203 279	337 316	314 671	783 679	577 051	2 215 995

Comme indiqué dans le tableau ci-dessus, certains investissements disposent de leurs financements (dons ou prêts de bailleurs de fonds), mais les autres investissements sont encore au stade de recherche de financement. Le prêt BID est remboursable sur 25 ans avec 7 ans de grâce, sans intérêts, mais avec des charges administratives représentant 2,5% le montant du prêt. Le prêt Chinois pour la nouvelle centrale de Manéah est remboursable sur 25 ans, dont 5 ans de grâce, au taux d'intérêt de 2%. Pour les investissements en recherche de financement, on retient un financement par des prêts remboursables sur 25 ans, dont 5 ans de grâce, au taux d'intérêt de 5%.

6.3.4 Hypothèses concernant les charges d'exploitation

Les charges d'exploitation ont été réparties selon les rubriques suivantes :

- Achats de combustibles
- Achats d'énergie
- Exploitation et maintenance
- Impôts et taxes
- Charges de personnel
- Dotations aux amortissements
- Dotations aux provisions d'exploitation

a) Achats de combustibles

Les achats de combustibles découlent de la production d'énergie thermique, des consommations spécifiques et des prix des combustibles.

La consommation spécifique moyenne a été de 234 gr/kWh en 2007, contre 231 gr/kWh en 2006. Avec la réhabilitation des moyens de production engagée dans le cadre du projet PAESE et la réalisation de la nouvelle centrale de Manéah, la consommation spécifique moyenne des groupes thermiques devrait s'améliorer. Mais la réhabilitation et la mise en service des groupes thermiques des centres de l'intérieur (qui sont de petites tailles) devrait tirer vers le haut la consommation spécifique moyenne. On retient une consommation spécifique moyenne de 230 gr/kWh pour 2009 et les années qui suivent.

Le prix d'achat des combustibles est une donnée exogène à la Société, corrélée au prix du baril de pétrole. L'hypothèse sur son évolution future est traitée plus loin.

b) Achats d'énergie

EDG s'approvisionne auprès de miniers (Friguia et CBG) pour l'alimentation de populations locales. Ces achats représentent à peine 1% de la production globale de la Société et de ses charges d'exploitation. Nous retenons, pour ces achats, une croissance annuelle moyenne de 8% (équivalent au taux de croissance de la production globale) de 2009 à 2011 et de 20% en 2012 et 2013 (tenant compte ainsi de l'effet du projet de réhabilitation des réseaux de distribution).

c) Exploitation et maintenance

Les charges d'exploitation et de maintenance ont connu une forte augmentation au cours des dernières, probablement en raison de l'effort accru engagé par la Société en matière d'entretien et de maintenance. Elles ont atteint 26 FNG/(kWh produit) en 2007, contre 19 FNG/(kWh produit) en 2006.

Pour les prochaines années, on retient un ratio de 30 FNG/(kWh produit) qui augmentera de 5% par an.

d) Impôts et taxes

Le poste impôts et taxes a été de 1,7% en 2007. On retient le même taux pour les prochaines années.

e) Charges de personnel

Les charges de personnel augmenteront de 8% par an de 2009 à 2011, puis de 20% en 2012 et 2013, et ce, pour tenir compte de la forte croissance de la demande et de l'entrée en exploitation de la nouvelle centrale de Manéah en 2012.

f) Dotations aux amortissements

Les nouveaux investissements dans les moyens de production et de distribution seront amortis sur 20 ans.

g) Dotations aux provisions d'exploitation

Les dotations aux provisions d'exploitation, essentiellement des dotations pour créances douteuses, sont passées de 16,5% du chiffre d'affaires en 2004 à 12,8% du chiffre d'affaires en 2008. Compte tenu des efforts engagés pour l'amélioration de l'efficacité commerciale en particulier, on retient un taux de 10% pour 2008 et 8% à partir de 2009.

6.3.5 Hypothèses concernant les ratios de gestion

Les principaux ratios de gestion utiles pour l'établissement des bilans prévisionnels sont :

- Le délai de rotation des stocks
- Le délai de paiement des clients
- Le délai de règlement fournisseurs

a) Délai de rotation des stocks

Le délai de rotation des stocks (pièces de rechange et combustibles pour l'essentiel) est pris égal à 90 jours.

c) Délai de paiement des clients

Le délai de paiement moyen des clients est passé de 7 mois de chiffre d'affaires en 2004 à 8,4 mois en 2007. Ce sont des délais particulièrement trop longs, dus aux difficultés de recouvrement avec les clients privés. On retient pour les prochaines années une amélioration du délai moyen qui sera réduit à 6 mois de chiffre d'affaires en 2011 (délai qui reste néanmoins supérieur au standard de l'industrie).

c) Délai de règlement des fournisseurs

Le délai moyen de règlement des fournisseurs était compris entre 60 et 80 jours d'achats de biens et de services. On retient pour les prochaines années un délai moyen de 90 jours (délai acceptable pour l'industrie).

6.3.6 Autres hypothèses

Il s'agit d'hypothèses sur des données exogènes à EDG et qui sont principalement :

- Les taux de change
- Le prix des combustibles utilisés

a) Les taux de change

Les taux de change des principales devises par rapport au Franc Guinéen (FNG) étaient très instables au cours des dernières. Après la forte dévaluation de 2005, le FNG s'est légèrement apprécié en 2007, puis s'est déprécié de plus de 20% en 2008 par rapport au Dollar et à l'Euro.

On retient pour la présente étude des taux de change constants pour le Dollar et l'Euro vis-à-vis du FNG au niveau de ceux enregistrés au début du mois de février 2009, à savoir :

- 1 USD = 5000 FNG
- 1 EUR = 6400 FNG

Pour simplifier, l'érosion probable du FNG par rapport à ces devises est prise en compte à travers l'objectif fixé pour le critère de rendement sur fonds propres.

b) Le prix des combustibles

Le prix d'achat moyen des combustibles consommés⁴, corrélé au prix du brut de pétrole, a été de 464 USD/tonne en 2007, contre 467 USD/tonne en 2006. Ce prix moyen a dépassé les 900 USD/tonne vers le milieu de l'année 2008, mais a chuté en fin d'année 2008 en dessous des 350 USD/tonne. On s'attend normalement à ce que les prix du carburant se relèvent au cours des prochaines années. On retient un prix moyen de 450 USD/tonne à partir de 2009.

6.4 Résultats des simulations financières

6.4.1 Scénario de Statu Quo

Le Scénario de statu quo est la situation de stabilité des tarifs au niveau de ceux en vigueur à partir du 1^{er} juin 2008. Avec ce Scénario, le tarif moyen sur l'année, toutes catégories de clients confondues, passe toutefois de 641 FNG/kWh en 2008 à 764 FNG/kWh en 2009 et les années qui suivent.

Il ressort des résultats de ce scénario 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 particulièrement sous l'effet des considérations suivantes :

- Réduction des pertes de transport et de distribution (-2,5 points par an à partir de 2008) ;
- Amélioration du recouvrement traduit par la réduction des provisions sur les créances clients de 13% du chiffre d'affaires en 2007 à 8% en 2009 et la réduction des délais moyens de paiement des clients.

Les déficits de trésorerie atteindront par ce scénario des niveaux difficiles, voire impossible, à financer.

⁴ HFO à 87% et de l'IF10 à 13% en valeur.

6.4.2 Scénario de choc tarifaire

Il ressort des simulations faites avec le modèle que, pour respecter les conditionnalités relatives aux deux critères financiers considérés, il est nécessaire de procéder à une augmentation des tarifs de l'ordre de 36% en 2009 (l'entrée en vigueur des nouveaux tarifs est supposée se produire au milieu de l'année, compte tenu des délais nécessaires pour la prise de décision et son application).

On voit sur les Etats Financiers prévisionnels présentés ci-joint qu'avec cette augmentation des tarifs :

- Le ratio de couverture de la dette sera, dès 2009, supérieur ou égal à 1,5 ;
- Le rendement sur fonds propres sera supérieur à 8%. La moyenne du rendement sur fonds propres sur la période 2009-2013 sera de 20%.

Ce scénario présente l'avantage d'aboutir à un redressement immédiat, c'est-à-dire dès 2009, 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 un scénario de compromis entre le scénario du statu quo qui est inacceptable du point de vue financier et le scénario de choc tarifaire qui peut se révéler inadapté vis-à-vis de la clientèle.

6.4.3 Scénario de compromis

Le compromis entre les besoins financiers d'EDG et les exigences de prise en compte des réactions de la clientèle préconise 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 au dessus de leurs seuils critiques à partir de 2010, comme le montre les tableaux ci-joints. A signaler qu'en 2012, il y aurait, avec les hypothèses considérées, un déficit de trésorerie représentant 20 jours de chiffre d'affaires, soit un niveau finançable pour une entreprise industrielle. Elle pourrait couvrir ce déficit sans problème, en sollicitant un financement de son stock et/ou un crédit par caisse (débit en compte).

Avec ce scénario, le tarif moyen après ajustement supposé intervenir au milieu de l'année évoluera comme suit :

	2008	2009	2010	2011
Tarif moyen (FNG/kWh)	764	879	1 037	1 037

C'est ce tarif moyen, toutes catégories de clientèle confondues, qu'on cherchera à assurer par la proposition de système tarifaire fondé sur les coûts marginaux qui sera élaboré dans le chapitre 9.

ETATS DE RESULTATS PREVISIONNELS - SCENARIO DE STATU QUO

DESIGNATION (en MFNG)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	Réalisation	Estimation	Prévision	Prévision	Prévision	Prévision	Prévision
Produits d'exploitation	136 408	275 801	348 482	365 906	383 330	521 934	674 259
Charges d'exploitation	150 407	338 787	317 613	330 871	350 762	544 371	751 870
Achats de combustibles	72 075	236 118	206 718	206 718	206 718	346 882	493 228
Achats d'énergie	215	232	251	271	293	351	421
Exploitation & maintenance	16 839	27 173	28 736	30 173	31 682	43 324	56 318
Impôts et taxes	2 254	4 557	5 758	6 046	6 334	8 624	11 141
Charges de personnel	19 212	20 749	22 409	24 202	26 138	31 365	37 638
Dotations aux amortissements	22 377	22 377	22 377	34 189	52 765	82 509	119 410
Dotations aux provisions d'exploitation	17 435	27 580	31 363	29 272	26 833	31 316	33 713
RESULTAT D'EXPLOITATION	-13 999	-62 986	30 869	35 035	32 568	-22 438	-77 611
TAUX DE MARGE OPERATIONNELLE	-10,3%	-22,8%	8,9%	9,6%	8,5%	-4,3%	-11,5%
Charges financières	-2 449	6 950	13 177	24 428	37 035	73 567	100 048
Dotations aux provisions / pertes de change	3 621						
RESULTAT AVANT IMPOT	-15 171	-69 936	17 692	10 606	-4 467	-96 004	-177 659
Impôt sur le Résultat	40	40	40	40	40	40	40
RESULTAT NET	-15 211	-69 976	17 652	10 566	-4 507	-96 044	-177 699
RATIOS FINANCIERS							
Rendement sur fonds propres	-11%	-64%	21%	11%	-4%	-192%	205%
Ratio de couverture de la dette	21%	-78%	92%	100%	95%	48%	39%

BLANS PREVISIONNELS - SCENARIO DE STATU QUO

DESIGNATION (en MFNG)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	Estimation	Estimation	Prévision	Prévision	Prévision	Prévision	Prévision
ACTIF IMMOBILISE	414 503	392 130	659 990	1 159 326	1 647 445	2 165 275	2 631 503
Immobilisations corp et incorp nettes	384 207	361 830	339 453	595 497	1 022 252	1 372 622	2 015 545
Immobilisations financières	84	88	93	97	102	107	113
Autres actifs non courants			290 233	533 520	594 879	762 333	585 633
Ecart de reconversion	30 212	30 212	30 212	30 212	30 212	30 212	30 212
ACTIF CIRCULANT	131 042	274 830	301 022	290 361	277 513	394 182	520 535
Stocks	17 048	55 183	49 349	49 650	49 966	81 783	115 179
Fournisseurs débiteurs	3 194	10 339	9 246	9 302	9 361	15 322	21 579
Clients et comptes rattachés	95 999	181 349	210 044	200 496	189 039	257 392	332 511
Autres actifs courants	14 801	27 960	32 384	30 912	29 146	39 684	51 266
TRESORERIE - ACTIF	33 498	0	0	0	0	0	0
Banques, caisse	33 498	0	0	0	0	0	0
TOTAL ACTIF	579 043	666 961	961 013	1 449 686	1 924 957	2 559 456	3 152 039
CAPITAUX PROPRES	144 274	74 298	184 441	346 398	468 670	372 626	194 926
Capital social	261 090	261 090	261 090	261 090	261 090	261 090	261 090
Autres capitaux propres	-101 605	-116 816	-94 301	74 742	212 087	207 580	111 536
Résultat net de l'exercice	-15 211	-69 976	17 652	10 566	-4 507	-96 044	-177 699
DETTES FINANCIERES	307 752	339 817	492 717	776 005	1 029 278	1 738 786	2 292 134
Emprunts	227 150	259 215	412 115	695 403	948 676	1 658 184	2 211 532
Dettes financières diverses	4 486	4 486	4 486	4 486	4 486	4 486	4 486
Provisions pour risques et charges	76 116	76 116	76 116	76 116	76 116	76 116	76 116
PASSIF CIRCULANT	97 574	142 483	125 866	116 586	107 353	135 851	166 419
Fournisseurs et comptes rattachés	20 379	64 978	58 119	58 478	58 856	96 302	135 608
Dettes fiscales	60 091	60 091	50 000	40 000	30 000	20 000	10 000
Dettes sociales	3 865	4 174	4 508	4 869	5 258	6 310	7 572
Autres passifs courants	13 239	13 239	13 239	13 239	13 239	13 239	13 239
TRESORERIE - PASSIF	29 443	110 363	157 989	210 698	319 656	312 194	498 559
Banques, découverts	29 443	110 363	157 989	210 698	319 656	312 194	498 559
TOTAL PASSIF	579 043	666 961	961 013	1 449 686	1 924 957	2 559 456	3 152 039

ETATS DE RESULTATS PREVISIONNELS - SCENARIO DE CHOC TARIFAIRE

DESIGNATION (en MFNG)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	Réalisation	Estimation	Prévision	Prévision	Prévision	Prévision	Prévision
Produits d'exploitation	136 408	275 801	411 209	497 632	521 329	709 830	916 992
Charges exploitation	150 407	338 787	324 295	343 586	362 702	558 750	768 018
Achats de combustibles	72 075	236 118	206 718	206 718	206 718	346 882	493 228
Achats d'énergie	215	232	251	271	293	351	421
Exploitation & maintenance	16 839	27 173	28 736	30 173	31 682	43 324	56 318
Impôts et taxes	2 254	4 557	6 795	8 223	8 614	11 729	15 152
Charges de personnel	19 212	20 749	22 409	24 202	26 138	31 365	37 638
Dotations aux amortissements	22 377	22 377	22 377	34 189	52 765	82 509	119 410
Dotations aux provisions d'exploitation	17 435	27 580	37 009	39 811	36 493	42 590	45 850
RESULTAT D'EXPLOITATION	-13 999	-62 986	86 914	154 046	158 627	151 080	148 975
TAUX DE MARGE OPERATIONNELLE	-10,3%	-22,8%	21,1%	31,0%	30,4%	21,3%	16,2%
Charges financières	-2 449	6 950	13 177	24 428	37 035	73 567	100 048
Dotations aux provisions / pertes de change	3 621						
RESULTAT AVANT IMPOT	-15 171	-69 936	73 737	129 618	121 592	77 513	48 926
Impôt sur le Résultat	40	40	40	5 783	42 557	27 130	17 124
RESULTAT NET	-15 211	-69 976	73 697	123 835	79 035	50 384	31 802
RATIOS FINANCIERS							
Rendement sur fonds propres	-11%	-64%	66%	59%	25%	13%	8%
Ratio de couverture de la dette	21%	-78%	188%	272%	235%	185%	248%

BLANS PREVISIONNELS - SCENARIO DE CHOC TARIFAIRE

DESIGNATION (en MFNG)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	Estimation	Estimation	Prévision	Prévision	Prévision	Prévision	Prévision
ACTIF IMMOBILISE	414 503	392 130	659 990	1 159 326	1 647 445	2 165 275	2 631 503
Immobilisations corp et incorp nettes	384 207	361 830	339 453	595 497	1 022 252	1 372 622	2 015 545
Immobilisations financières	84	88	93	97	102	107	113
Autres actifs non courants			290 233	533 520	594 879	762 333	585 633
Ecart de reconversion	30 212	30 212	30 212	30 212	30 212	30 212	30 212
ACTIF CIRCULANT	131 042	274 830	344 659	373 668	356 059	501 129	658 695
Stocks	17 048	55 183	49 349	49 650	49 966	81 783	115 179
Fournisseurs débiteurs	3 194	10 339	9 246	9 302	9 361	15 322	21 579
Clients et comptes rattachés	95 999	181 349	247 852	272 675	257 094	350 053	452 215
Autres actifs courants	14 801	27 960	38 213	42 041	39 638	53 971	69 722
TRESORERIE - ACTIF	33 498	0	0	0	0	0	0
Banques, caisse	33 498	0	0	0	0	0	0
TOTAL ACTIF	579 043	666 961	1 004 650	1 532 994	2 003 504	2 666 404	3 290 199
CAPITAUX PROPRES	144 274	74 298	240 485	515 711	721 525	771 908	803 710
Capital social	261 090	261 090	261 090	261 090	261 090	261 090	261 090
Autres capitaux propres	-101 605	-116 816	-94 301	130 786	381 400	460 435	510 818
Résultat net de l'exercice	-15 211	-69 976	73 697	123 835	79 035	50 384	31 802
DETTES FINANCIERES	307 752	339 817	492 717	776 005	1 029 278	1 738 786	2 292 134
Emprunts	227 150	259 215	412 115	695 403	948 676	1 658 184	2 211 532
Dettes financières diverses	4 486	4 486	4 486	4 486	4 486	4 486	4 486
Provisions pour risques et charges	76 116	76 116	76 116	76 116	76 116	76 116	76 116
PASSIF CIRCULANT	97 574	142 483	125 866	116 586	107 353	135 851	166 419
Fournisseurs et comptes rattachés	20 379	64 978	58 119	58 478	58 856	96 302	135 608
Dettes fiscales	60 091	60 091	50 000	40 000	30 000	20 000	10 000
Dettes sociales	3 865	4 174	4 508	4 869	5 258	6 310	7 572
Autres passifs courants	13 239	13 239	13 239	13 239	13 239	13 239	13 239
TRESORERIE - PASSIF	29 443	110 363	145 581	124 691	145 348	19 859	27 935
Banques, découverts	29 443	110 363	145 581	124 691	145 348	19 859	27 935
TOTAL PASSIF	579 043	666 961	1 004 650	1 532 994	2 003 504	2 666 404	3 290 199

ETATS DE RESULTATS PREVISIONNELS - SCENARIO DE COMPROMIS

DESIGNATION (en MFNG)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	Réalisation	Estimation	Prévision	Prévision	Prévision	Prévision	Prévision
Produits d'exploitation	136 408	275 801	374 618	458 663	520 179	708 264	914 970
Charges d'exploitation	150 407	338 787	320 397	339 824	362 603	558 630	767 883
Achats de combustibles	72 075	236 118	206 718	206 718	206 718	346 882	493 228
Achats d'énergie	215	232	251	271	293	351	421
Exploitation & maintenance	16 839	27 173	28 736	30 173	31 682	43 324	56 318
Impôts et taxes	2 254	4 557	6 190	7 579	8 595	11 703	15 119
Charges de personnel	19 212	20 749	22 409	24 202	26 138	31 365	37 638
Dotations aux amortissements	22 377	22 377	22 377	34 189	52 765	82 509	119 410
Dotations aux provisions d'exploitation	17 435	27 580	33 716	36 693	36 413	42 496	45 748
RESULTAT D'EXPLOITATION	-13 999	-62 986	54 221	118 839	157 576	149 634	147 087
TAUX DE MARGE OPERATIONNELLE	-10,3%	-22,8%	14,5%	25,9%	30,3%	21,1%	16,1%
Charges financières	-2 449	6 950	13 177	24 428	37 035	73 567	100 048
Dotations aux provisions / pertes de change	3 621						
RESULTAT AVANT IMPOT	-15 171	-69 936	41 044	94 410	120 541	76 067	47 038
Impôt sur le Résultat	40	40	40	40	24 193	26 624	16 463
RESULTAT NET	-15 211	-69 976	41 004	94 370	96 348	49 444	30 575
RATIOS FINANCIERS							
Rendement sur fonds propres	-11%	-64%	43%	58%	37%	15%	8%
Ratio de couverture de la dette	21%	-78%	132%	221%	234%	184%	247%

BLANS PREVISIONNELS - SCENARIO DE COMPROMIS

DESIGNATION (en MFNG)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
	Estimation	Estimation	Prévision	Prévision	Prévision	Prévision	Prévision
ACTIF IMMOBILISE	414 503	392 130	659 990	1 105 326	1 485 445	2 165 275	2 607 203
Immobilisations corp et incorp nettes	384 207	361 830	339 453	541 497	860 252	1 372 622	1 991 245
Immobilisations financières	84	88	93	97	102	107	113
Autres actifs non courants			290 233	533 520	594 879	762 333	585 633
Ecart de reconversion	30 212	30 212	30 212	30 212	30 212	30 212	30 212
ACTIF CIRCULANT	131 042	274 830	319 205	349 023	355 405	500 238	657 544
Stocks	17 048	55 183	49 349	49 650	49 966	81 783	115 179
Fournisseurs débiteurs	3 194	10 339	9 246	9 302	9 361	15 322	21 579
Clients et comptes rattachés	95 999	181 349	225 797	251 322	256 527	349 281	451 218
Autres actifs courants	14 801	27 960	34 813	38 749	39 551	53 852	69 568
TRESORERIE - ACTIF	33 498	0	0	0	0	0	0
Banques, caisse	33 498	0	0	0	0	0	0
TOTAL ACTIF	579 043	666 961	979 195	1 454 349	1 840 850	2 665 512	3 264 747
CAPITAUX PROPRES	144 274	74 298	207 793	453 554	676 681	726 124	756 699
Capital social	261 090	261 090	261 090	261 090	261 090	261 090	261 090
Autres capitaux propres	-101 605	-116 816	-94 301	98 094	319 243	415 591	465 034
Résultat net de l'exercice	-15 211	-69 976	41 004	94 370	96 348	49 444	30 575
DETTES FINANCIERES	307 752	339 817	492 717	776 005	1 029 278	1 738 786	2 292 134
Emprunts	227 150	259 215	412 115	695 403	948 676	1 658 184	2 211 532
Dettes financières diverses	4 486	4 486	4 486	4 486	4 486	4 486	4 486
Provisions pour risques et charges	76 116	76 116	76 116	76 116	76 116	76 116	76 116
PASSIF CIRCULANT	97 574	142 483	125 866	116 586	107 353	135 851	166 419
Fournisseurs et comptes rattachés	20 379	64 978	58 119	58 478	58 856	96 302	135 608
Dettes fiscales	60 091	60 091	50 000	40 000	30 000	20 000	10 000
Dettes sociales	3 865	4 174	4 508	4 869	5 258	6 310	7 572
Autres passifs courants	13 239	13 239	13 239	13 239	13 239	13 239	13 239
TRESORERIE - PASSIF	29 443	110 363	152 819	108 204	27 537	64 752	49 495
Banques, découverts	29 443	110 363	152 819	108 204	27 537	64 752	49 495
TOTAL PASSIF	579 043	666 961	979 195	1 454 349	1 840 850	2 665 512	3 264 747

7 Etude des coûts marginaux

7.1 Coûts marginaux de développement

Les fournitures de l'énergie électrique sur le territoire Guinéen sont assurées à plus de 90% par le réseau interconnecté. Les diverses études menées dans le cadre du Plan Directeur ne font pas état d'une interconnexion interne de l'ensemble des centres de production à moyen terme. L'étude tarifaire se référera, de ce fait, seulement à l'actuel réseau interconnecté. Les résultats de l'étude peuvent être généralisés à l'ensemble des exploitations.

7.1.1 Structure de la demande

La projection des courbes de charge électrique se fait à l'aide des quatre paramètres principaux suivants :

- Une structure de courbe de charge annuelle qui présente les variations saisonnières de l'appel de charge et permet donc de déduire les courbes de charge réduite ;
- Des coefficients de pondération journalière pour exprimer le niveau de la demande selon le type de jour (jour ouvrable, jour férié, jour de fête, etc.) ;
- La tendance (le taux d'évolution annuelle) de la demande d'énergie ;
- Les coefficients saisonniers de la demande pour dégager l'effet saisonnier sur la demande de l'énergie électrique.

1. Données disponibles

Pour la projection des courbes de charge de la Guinée, les informations disponibles sont :

- Des relevées de puissances horaires effectuées uniquement pendant le mois d'octobre 2002 (des projections adéquates des courbes nécessitent au moins des relevées pour deux saisons : saison de forte charge et reste de l'année) ;
- Une répartition de la production d'électricité pour les années 2006 et 2007 ;
- Les prévisions de la demande d'électricité (scénario faible, scénario fort et scénario moyen) ;
- Les mois de forte charge sont les mois de Novembre et Décembre.

2. Projection des courbes de charge

Pour surmonter le problème d'indisponibilité des informations utiles pour projeter les courbes de charge de la Guinée, les hypothèses suivantes ont été adoptées :

- a) La structure de la courbe de charge journalière du mois d'octobre 2002 est généralisée pour le reste des mois de l'année et appliquée pour la période d'étude.
- b) Les pondérations journalières dégagées des énergies journalières des relevées de puissances sont généralisées pour le reste des mois et utilisées pour la projection des courbes de charge de la période d'étude.
- c) Le choix de l'année 2006 comme une année de référence pour la répartition de demande mensuelle d'énergie. Une reconstitution des courbes de charge journalière de 2006 montre que les mois les plus chargés correspondent bien aux mois de Novembre et Décembre.

Tout d'abord, les relevés de puissance ont été légèrement corrigés (cf. graphiques 1 et 2), vu qu'ils présentent des anomalies (dues essentiellement à des indisponibilités de moyens de production). Ils ont permis de construire les courbes de charge réduite (puissance horaire / puissance moyenne journalière), de charge type de jour et de calculer les coefficients de pondération journalière (cf. tableaux 1 et 2).

Les productions mensuelles de 2006 ont permis de calculer les coefficients saisonniers de demande d'énergie et font apparaître les mois de fortes charges et le reste des mois (cf. tableau 3).

Le calcul de chaque appel de charge horaire $P(h)$ est donné par la formule suivante :

$$P(h) = (\text{Energie annuelle}/8760) * CR(h) * PJ(i) * CS(j) * T(j)$$

Où :

CR : charge réduite à l'heure h avec h de 0 à 23

PJ(i) : Pondérations journalières de chaque type de jour i : de 1 à 7

CS(j) : coefficient saisonnier de la semaine j : de 1 à 52

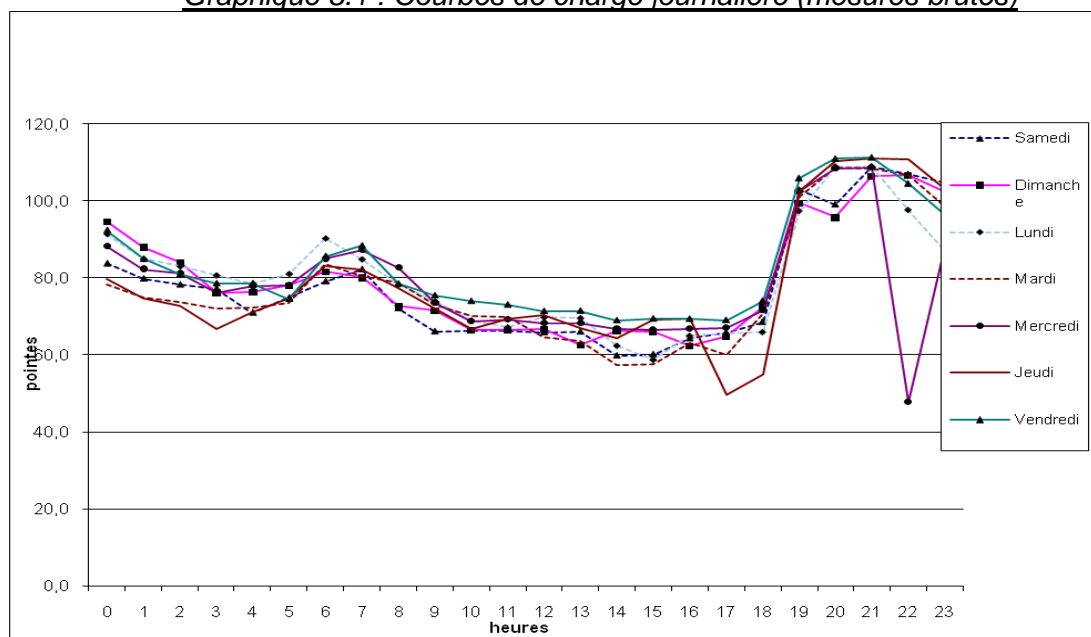
T(j) : tendance ou taux de croissance moyen de la demande de la semaine j

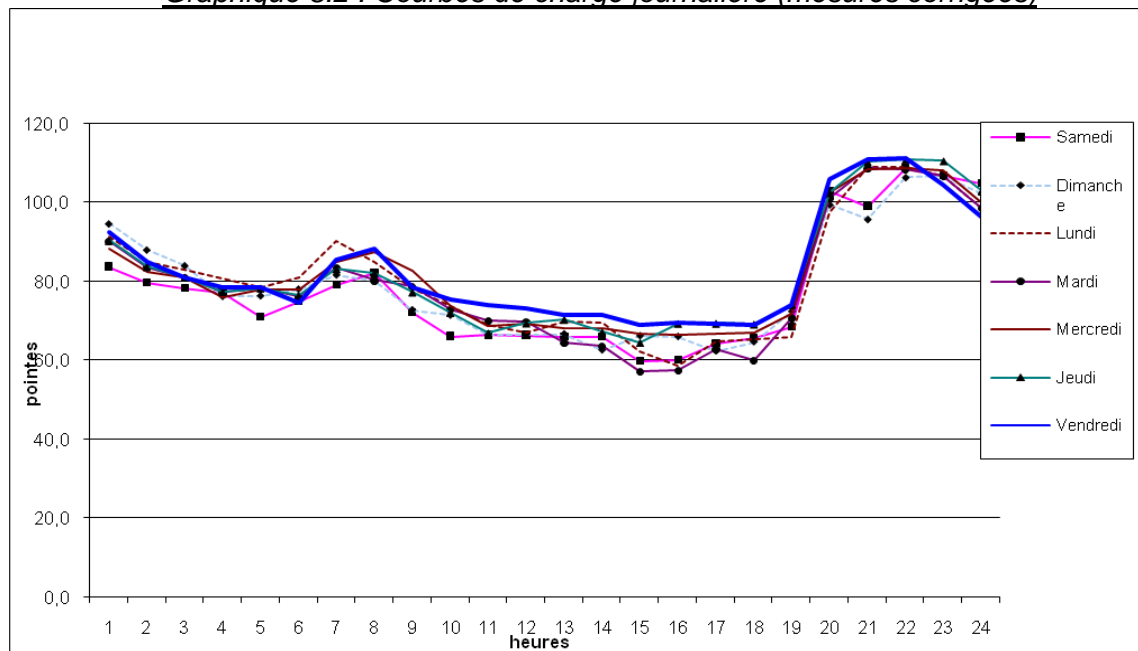
La somme des intégrales de toutes les courbes de charge journalière de l'année donne l'énergie prévue et la puissance maximale annuelle prévue. Cette dernière doit correspondre à celle de l'un des mois de forte charge (Novembre et Décembre).

Un modèle de projection est développé sous Excel pour faire relier les données d'entrée, les paramètres de projection et les résultats (données de sortie) qui sont les courbes de charge journalière de l'année cible.

Le tableau 4 donne les énergies et les pointes prévues par le scénario moyen et les énergies et les pointes générées par le modèle de projections des courbes de charge.

Graphique 8.1 : Courbes de charge journalière (mesures brutes)



Graphique 8.2 : Courbes de charge journalière (mesures corrigées)**Tableau 8.1 : Courbe de charge réduite du mois d'octobre 2002**

Heure	Samedi	Dimanche	Lundi	Mardi	Mercredi	Jeudi	Vendredi
0	107	119	113	114	108	111	112
1	102	111	105	106	101	103	103
2	100	106	103	102	100	99	98
3	99	96	100	98	93	95	95
4	91	96	97	99	96	96	95
5	96	98	100	96	96	94	90
6	102	103	112	105	104	102	103
7	106	101	105	101	107	101	107
8	93	92	97	99	101	95	95
9	85	90	91	92	90	88	91
10	85	84	85	88	84	82	89
11	85	84	83	88	85	85	88
12	85	84	86	81	84	86	86
13	85	79	86	80	84	82	86
14	77	83	77	72	82	79	83
15	77	83	73	72	82	85	84
16	83	78	80	79	82	85	84
17	84	81	81	76	82	85	83
18	88	91	82	89	88	91	89
19	132	125	120	128	126	126	128
20	127	120	135	137	133	135	134
21	140	134	135	137	134	136	134
22	137	134	132	135	133	136	126
23	135	129	122	124	123	126	116
Somme	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400

Tableau 8.2 : Pondération journalière

Type jour	Lundi	Mardi	mercredi	jeudi	Vendredi	samedi	Dimanche
P.J	1,00	0,99	1,01	1,01	1,03	0,97	0,99

P.J : Pondération Journalière

Tableau 8.3 : Structure des productions mensuelles de l'année 2006

Mois	Production (MWh)	Part (%)
Janvier	53 509	9,6
Février	42 994	7,7
Mars	43 379	7,8
Avril	36 920	6,6
Mai	37 641	6,8
Juin	44 038	7,9
Juillet	46 173	8,3
Août	42 671	7,7
Septembre	45 546	8,2
Octobre	52 692	9,5
Novembre	55 143	9,9
Décembre	56 080	10,1
Total	556 786	100,0

7.1.2 Stratégie de développement d'EDG

Les divers scénarios de développement des moyens de production de la société distinguant deux phases :

- Une première phase jusqu'à 2013 axée sur la réhabilitation des moyens de production actuels et l'installation d'une capacité additionnelle en moyens de production thermique en semi-base et en pointe,
- Une seconde phase, à partir de 2014, de développement des moyens de production hydro-électrique, comme moyens de base.
- En matière de distribution, il est prévu la réhabilitation des réseaux existants pour réduire les pertes et leur extension pour répondre à la demande additionnelle.

7.1.3 Choix de l'année de référence

L'année de référence pour le calcul des coûts de développement est l'année où le parfait équilibre de l'offre et de la demande est atteint (hors défaillance et hors suréquipement). En confrontant la demande aux possibilités de production d'EDG, il ressort que l'équilibre est atteint en 2013.

Toute la période d'avant 2013 est caractérisée par un grand déséquilibre se traduisant par des délestages massifs. La période d'après 2013 est caractérisée par des intentions d'investissement dont les schémas de financement ne sont pas encore arrêtés.

2013 constitue une année cible. Elle correspond à la marche en régime de croisière des nouveaux équipements de production. C'est une année d'équilibre pour laquelle des tarifs aux coûts marginaux peuvent être établis.

7.1.4 Coût marginal de production

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, a été estimé à 54 millions de dollars, soit 1286 USD/kW installé. Compte tenu d'une durée de vie des groupes de 15 ans, d'un taux d'actualisation de 10 % et d'un taux d'intérêt intercalaire de 7 % par an, l'annuité d'investissement s'élève à 180,8 USD/kW.

Le coût de développement d'un kW-an au stade de la production, hors coût variable de production (ou coût de combustible), se présente comme suit :

Désignation	Montant (USD/kW-an)	Commentaires
Annuité d'investissement	180,9	Cf. ci-dessus
Charges de personnel	19,5	Comptes comptables 2007
Frais d'entretien / maintenance	10,8	6% de l'annuité d'investissement
Lubrifiant	11,8	Consommation spécifique 1,5 gr/kWh au prix de 0,9 USD/kg
Coût de développement	223,0	

Le coût d'un kW garanti tient compte de l'indisponibilité fortuite et du taux d'indisponibilité programmée pour entretien et révision. Si l'on considère une indisponibilité fortuite de 4 semaines par an et un arrêt pour entretien programmé de 4 semaines par an, on a un taux d'indisponibilité de 15,3%.

Traduit un terme de puissance, il faudrait alors 1,18 installés pour disposer de 1 kW garanti. Par conséquent, le coût de développement s'élève à 263,2 USD/kW-an garanti.

7.1.5 Coût marginal de transport sur le réseau 20 kV et de distribution

L'évaluation des coûts du kW supplémentaire de distribution en MT et en BT se basera sur l'approche économique qui est traduite par le coût incrémental.

On rapportera les sommes actualisées des dépenses annuelles d'investissement et d'exploitation à la somme actualisée des variations annuelles de puissance.

	2009	2010	2011	2012	2013
Variation pointe en MW	11,6	12,3	13,1	13,8	14,7
Pertes HT	6,5%	6,0%	5 %	4 %	4 %
Pertes MT	7 %	6,0%	4,5%	3,0%	3,0%
Variation des transits nets (en MW)	10,1	10,9	11,9	12,9	13,7

Total non actualisé de la puissance transitant par la MT (2009-2013) = 59,4 MW.

Total actualisé de la puissance additionnelle transitant par la MT (2009-2013) = 48,8 MW, compte tenu d'un taux d'actualisation de 10 % (année de base 2009).

1. Coût marginal de transport sur le réseau 20 kV

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.

La réalisation de ce programme dont le coût d'investissement est estimé à 10,1 millions USD est prévue sur 2009 – 2010.

Tenant compte de frais d'entretien et d'exploitation évalués à 8% de l'investissement, le coût incrémental de transport sur le 20 kV s'élève à 389,6 USD/kW.

En considérant un amortissement des investissements sur 25 ans et un taux d'actualisation de 10%, le coût d'anticipation qui en découle est de 42,9 USD/kW-an.

2. Coût marginal moyenne tension

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

PROJETS	2009	2010	2011
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
Total	8,1	6,7	4,2

Total (actualisé) des coûts d'investissement = 17,7 millions USD.

Total des puissances additionnelles de pointe (2009-2011) = 29,8 MW.

Il en résulte un coût incrémental de 592,9 \$US/kW.

Compte tenu d'une durée de vie des investissements de 25 ans et d'un taux d'actualisation de 10%, le coût d'anticipation des investissements de la moyenne tension s'établit à 65,3 US\$/kW-an.

Sachant que les charges de l'exploitation et les charges diverses de la moyenne tension représentent respectivement 8 % et 10% du coût d'anticipation, le coût global d'anticipation de la moyenne tension s'élève alors à 77,6 USD/kW-an.

3. Coût marginal basse tension

Le résumé du programme d'investissement dans la basse tension pour la période 2009 – 2011 est donné dans le tableau suivant (en millions d'USD) :

Ouvrages	2009	2010	2011	Total
790 km de lignes BT	5,4	3,1	1,6	10,1
Postes MT/BT et branchements	6,7	3,9	2,2	12,8
Aménagement distribution	2,2	1,7	1,7	5,6
Total	14,3	8,7	5,5	28,5
Total actualisé	14,3	7,9	4,5	26,8

La puissance additionnelle des postes MT/BT qui seront installés de 2009 à 2011 évoluera comme suit :

	2009	2010	2011	Total
KVA installés	26 600	17 200	9 400	53 200

Soit un total actualisé de 50 005 kVA.

Le coût incrémental moyen en basse tension est de 533,0 US\$/kVA installé.

Sur la base d'une durée de vie des équipements de 25 ans et d'un taux d'actualisation de 10 %, le coût d'anticipation des investissements de la basse tension s'établit à 58,7 US\$/kVA-an.

Sachant que les charges d'exploitation et d'entretien représentent 20 % de l'annuité d'investissement⁵, le coût global d'anticipation de la basse tension s'élève alors à 70,5 USD/kVA-an.

7.1.6 Coûts marginaux aux divers stades

Les niveaux de pertes techniques à prendre en considération pour la majoration des coûts marginaux sont les 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 %.

Etant donné que les puissances supplémentaires de pointe ont déjà subi des pertes techniques, il ne sera pas appliqué de taux de pertes au stade de la Moyenne Tension pour dégager les puissances nettes de transit au niveau MT. Par conséquent, on aura :

- Coût marginal Borne centrale après consommation des auxiliaires (263,2*1,04) = 273,7 USD/kW-an.

⁵ Tel que cela ressort de la décomposition du coût de revient de 2007.

- Coût marginal Transport = 42,9 \$/kW-an.
- Coût marginal Haute Tension : $(273,7 + 42,9) * 1,05 = 332,5$ USD/kW-an.
- Coût marginal Moyenne Tension : $(343,9+77,6)*1,045 = 428,5$ US\$/kW-an.
- Coût marginal Basse Tension : $(428,5 + 70,5) * 1,13 = 563,9$ US\$/kW-an.

7.2 Coûts marginaux de combustibles

7.2.1 Définition des postes horaires journaliers

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.

Au vu des projections de la demande à l'horizon 2011, l'analyse de la charge mensuelle fait apparaître les constatations suivantes :

- Les deux mois de Novembre et Décembre se distinguent des autres mois par leur niveau d'appel relativement élevé. Toutefois l'allure de leur courbe de charge est identique à celle des autres mois de l'année.
- Les autres mois de l'année ont pratiquement le même niveau d'appel.
- Les dimanches peuvent être considérés comme des jours à appel normal aussi bien pour les niveaux que pour l'allure des courbes de charges (cf. annexe). Ils seront, par conséquent, assimilés à des jours ouvrables⁶.

La structure des postes horaires est déterminée selon l'allure de la courbe de charges. L'uniformité des allures des courbes de charge suggère le modèle suivant 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.

Les durées annuelles des postes horaires sont alors données dans le tableau suivant :

« Heures de pointe » des mois à charges normales (de janvier à octobre)	912 h / an	3 h / jour
« Heures de pointes » des mois à fortes charges (novembre et décembre)	183 h / an	3 h / jour
« Heures hors pointes »	7665 h / an	21 h / jour
Total	8760 h / an	24 h / jour

⁶ Il est à noter que les dimanches peuvent être considérés comme des journées de faibles charges. Leur consommation peut de ce fait être facturée uniformément en tant qu'heures pleines. Des études plus fines de la journée de dimanche sont à entreprendre afin de classer ces jours dans les postes adéquats.

7.2.2 Coûts marginaux de combustibles

Principe de base

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 fait en tenant compte des arrêts programmés et des pannes fortuites des centrales.

Les arrêts programmés pour entretien et révision sont normalement répartis le long de l'année à raison d'un mois pour chaque groupe, sur les périodes causant le moins de gêne à l'exploitation. Le planning d'entretien est présenté en annexe.

Les arrêts fortuits sont supposés avoir lieu tout au long de l'année. Les chances des mois étant équiprobables, avec un, deux, trois puis quatre groupes à l'arrêt.

Le coût marginal de combustible pour une heure déterminée est donné par le produit de la consommation spécifique par le prix du combustible de la centrale marginale (i.e. la dernière centrale mise en marche).

Planning d'entretien

Le planning d'entretien tel qu'arrêté par référence à la marche normale d'une société électrique est donné en annexe. Il a été considéré le fonctionnement suivant :

- Un groupe de production de puissance nominale 25 MW à l'arrêt pour les mois de janvier, juin et août ;
- Un groupe de production de puissance 11 MW à l'arrêt pour les mois de février, mars, avril, mai, septembre, octobre, novembre et décembre ;
- Un groupe de production de puissance 2,5 MW à l'arrêt pour le mois de Juillet.

Calcul de la défaillance

Cinq types de placement sur les courbes de charges sont étudiés :

- cas 1 : aucun groupe n'est à l'arrêt fortuit ;
- cas 2 : un groupe de puissance 25 MW est à l'arrêt fortuit ;
- cas 3 : deux groupes (25 et 11 MW) sont à l'arrêt fortuit ;
- cas 4 : trois groupe (25 et 2 x 11 MW) sont à l'arrêt fortuit ;
- cas 5 : quatre groupes (25 et 3 x 11 MW) sont à l'arrêt fortuit.

Les probabilités de ces cinq cas sont déterminées par application de la loi binomiale en considérant que seuls les cas étudiés constituent une densité de probabilité significative et en ramenant le reliquat des cas non envisagés à ceux retenus proportionnellement à leurs probabilités initiales.

Les groupes de production sont divisés en deux catégories :

- Les trois (3) groupes de Garafiri de puissance nominale 25 MW, ayant une probabilité de panne fortuite de 8 % (ou une probabilité de fonctionnement normal de 92 %) ;
- Onze (11) groupes de puissance nominale 11 MW et ayant une probabilité de panne fortuite de 10 % (ou une probabilité de fonctionnement de 90 %).

La probabilité d'obtenir n groupes de puissance 25 MW en panne ($n \leq 3$) et m groupes de puissance 11 MW en panne ($m \leq 11$) est donné par la formule :

$$P(n, m) = C_3^n (0,08)^n (0,92)^{3-n} C_{11}^m (0,1)^m (0,9)^{11-m}$$

Ainsi les probabilités obtenues après cumul des probabilités pour chaque cas sont données par le tableau suivant :

Cas	Probabilité	Probabilité à retenir
Cas 1 ⁷	24,44 %	25,04 %
Cas 2	36,24 %	37,14 %
Cas 3	24,38 %	24,99 %
Cas 4	9,86 %	10,10 %
Cas 5	2,67 %	2,73 %
Somme	97,59 %	100,00 %

Dans les cas 1, 2, 3 et 4, la demande est entièrement satisfaite sans défaillance. En revanche, lorsque quatre groupes sont en panne fortuite, une défaillance est enregistrée dans le poste horaire pointe. Les défaillances enregistrées sont données en annexe.

La défaillance durant le poste « heures pleines » n'est enregistrée que pour une panne fortuite affectant plus de cinq moyens de production, soit une probabilité trop faible pour être prise en compte. On pourra par conséquent imputer intégralement le coût d'anticipation aux heures de pointe. Il en résulterait un tarif d'heure de pointe excessivement élevé, de nature à faire migrer les consommations de la pointe vers les heures situées immédiatement en amont ou en aval de ce poste horaire et donc à générer une nouvelle pointe mobile, difficile à cadrer. Pour cette raison, nous aurons recours, pour la défalcation du coût d'anticipation, à des coefficients empiriques relatifs à la marche normale d'une société d'électricité. Toutefois, le recours à la distribution des défaillances pour la détermination des coefficients de répartition du coût d'anticipation est à considérer pour les études futures où la défaillance est importante pour 1, 2 ou 3 groupes à l'arrêt fortuit.

Coûts marginaux de combustible

Le relevé des consommations spécifiques des centrales marginales est effectué pour chaque cas étudié. Chaque cas est pondéré par sa probabilité. Les placements donnent les coûts de combustibles suivants (en grammes / kWh) en bornes centrales :

	Probabilité	Cons spécif Heures de pointe / mois chargés	Cons spécif Heures de pointe / mois non chargés	Cons spécif Heures pleines
Cas 1	25,04%	210,00	212,32	203,52
Cas 2	37,14%	241,72	217,93	210,41
Cas 3	24,99%	241,72	217,93	210,41
Cas 4	10,10%	241,72	217,93	210,41
Cas 5	2,73%	225,08	214,36	210,41

⁷ Les résultats du placement des courbes de charges mensuelles moyennes pour ce cas sont donnés en annexe.

Coût marginal global		233,32	216,43	208,69
-----------------------------	--	---------------	---------------	---------------

En intégrant les pertes au niveau MT et BT, les coûts de combustible des divers postes horaires se présentent comme suit (en grammes / kWh) :

	Heures pointe / mois chargés	Heures pointe / mois non chargés	Hors pointe
Moyenne Tension	258,6	239,9	231,3
Basse Tension	292,2	271,0	261,3

En considérant un coût de combustible moyen de 450 USD/tonne, on obtient les coûts de combustible suivants par poste horaire (en USD/kWh) :

	Heures pointe / mois chargés	Heures pointe / mois non chargés	Heures pleines
Moyenne Tension	0,116	0,108	0,104
Basse Tension	0,132	0,122	0,117

7.3 Récapitulation des résultats

Les coûts marginaux déterminés par la présente étude économique ne constituent pas des tarifs, mais plutôt un signal économique qui va contribuer à la transformation des coûts en tarifs applicable à la clientèle. Le tableau suivant présente un récapitulatif des coûts marginaux établis ci-dessus :

Coûts marginaux	Puissance (USD/kW-an)	Energie (USD/kWh)		
		Heures pointe / mois chargés	Heures pointe / 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

8 Tarification au coût marginal

8.1 Affectation du coût de développement

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.

La répartition la plus logique est celle qui se base sur l'énergie non desservie, en imputant les coûts au prorata de la défaillance. Or, au vu de l'offre et de la demande pour l'année de référence, la défaillance n'est enregistrée qu'en période de pointe et avec une probabilité très faible. L'affectation des coûts sur la base de la défaillance ne peut donc être retenue. Pour cela, d'autres méthodes universellement reconnues seront utilisées pour l'affectation des coûts.

Dès lors, il s'agit de simuler plusieurs variantes de tarifs dont le prix moyen est le même, mais différent par la répartition du coût d'anticipation entre les postes horaires.

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'utilisateur ne paiera ensuite que le prix du combustible. Le paiement de l'investissement se fera sous forme d'annuités ou pour des raisons de facilités à travers des paiements mensuels. L'inconvénient de cette méthode est que les petits clients, les clients saisonniers qui n'atteignent pas leur régime de croisière et les clients 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 de plusieurs façons le coût d'anticipation entre les postes horaires de façon à avoir des tarifs équivalents vis-à-vis du prix moyen, mais dont la structure est différente d'une variante à l'autre.

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. Une variante selon laquelle tout le coût d'anticipation est affecté à la prime fixe, est présentée.
- La presque totalité du coût d'anticipation est imputée sur la partie énergie pour les tarifs de la basse tension.

8.2 Structure du tarif moyenne tension

Comme indiqué précédemment, les tarifs en moyenne tension seront calculés pour les deux approches :

- L'approche du tarif idéal donnée à titre indicatif ;

- L'approche du tarif objectif dont une variante impute tout le coût d'anticipation sur la pointe ; les deux autres postes n'ont à supporter que les prix d'énergie que la production et la distribution du kWh occasionnent.

La variante qui fait supporter tout le coût d'anticipation à la pointe a pour inconvénient de dégager un prix de pointe prohibitif. Dans ces conditions, l'expérience montre que les usagers évitent la consommation durant les heures de la pointe et causent une autre pointe juste avant ou après celle déjà définie, et ce, pour tirer profit du prix relativement bas par rapport à celui de la pointe. Pour palier à cet inconvénient, d'autres formes de répartition du coût entre les postes horaires journaliers sont préconisées.

Dans le cadre de cette étude, il est proposé de retenir 96 USD/kW-an sur les 428,5 USD représentant le coût d'anticipation MT, pertes comprises, soit 22,4 %. Cette redevance sera payée mensuellement à raison de 40 000 GNF⁸ par mois hors taxe pour les tarifs à postes horaires. Le reliquat (332,5 USD/kW-an) sera réparti sur la consommation d'énergie.

Plusieurs variantes de tarifs objectifs seront calculées. Toutes ces variantes sont équivalentes, leur prix moyen est identique, mais seule la structure diffère d'une variante à l'autre. Les prix moyens sont calculés pour une durée d'utilisation de 8760 heures par an et pour une répartition annuelle entre postes conforme à la structure de la courbe de charge, soit :

- 183 heures/an pour les pointes des mois à fortes charges,
- 912 heures/an pour les pointes des mois à charges normales,
- 7665 heures/an pour les heures hors pointe.

Tarif idéal :

Tout le coût d'anticipation est imputé sur la prime fixe hors taxes :

- Prime fixe = 428,5 USD/kW-an
- Prix d'énergie :
 - Pointe des mois à fortes charges = 0,116 USD/kWh
 - Pointe des mois non chargés = 0,108 USD/kWh
 - Hors pointe = 0,104 USD/kWh

Ou bien :

Les 332,5 USD/kW-an du coût d'anticipation sont imputés sur les postes de pointe à raison de 25% sur les heures de pointe des mois à fortes charges (183 h) et 75% sur les heures de pointe des mois à charges normales (912h) :

- Pointe à fortes charges = 0,570 USD/kWh
- Pointe des mois non chargés = 0,381 USD/kWh
- Hors pointe = 0,104 USD/kWh

Les 96 US\$/kW-an sont facturés à titre de redevance de puissance ou prime fixe.

Tarif objectif

En répartissant le coût d'anticipation sur les divers postes horaires suivant les variantes ci-après :

⁸ Calculé au taux de 1 USD pour 5000 FNG.

Variantes	V1	V2	V3	V4	V5
Redevance (USD/kW-an)	96	96	96	96	96
Pointes 1	40%	30%	20%	20%	15%
Pointes 2	50%	50%	50%	60%	60%
Hors pointe	10%	20%	30%	20%	25%

Le tarif objectif qui en découle est le suivant (Hors taxes) pour une durée de 8760h/an :

Variantes	V1	V2	V3	V4	V5
Redevance (USD/kW-an)	96	96	96	96	96
Pointe 1 (USD/kWh)	0,843	0,661	0,479	0,479	0,389
Pointe 2 (USD/kWh)	0,290	0,290	0,290	0,327	0,327
Hors pointe (USD/kWh)	0,108	0,113	0,117	0,113	0,115
Prix moyen théorique (USD/kWh)	0,154	0,154	0,154	0,154	0,154

Ou bien un tarif MT uniforme équivalent avec la structure suivante :

- Redevance : 24,0 USD/kW-an, correspondant à 10 000 GNF/kW-mois.

Dans le cas du tarif MT uniforme, les clients concernés ont le plus souvent une puissance souscrite inférieure ou égale à 5 MVA et ne modulent pas leurs appels durant la journée. Leur durée d'utilisation est inférieure à celle des clients à postes horaires. Ce tarif sera calculé pour une durée théorique de 8760 h/an et une durée probable de 4500 h/an soit :

- Prix d'énergie théorique (8760 h/an) = $0,0462 + 0,1048^9 = 0,151$ USD/kWh
- Prix d'énergie « réel » (4500 h/an) = $0,0899 + 0,1048 = 0,195$ USD/kWh

8.3 Structure du tarif basse tension

Tarif idéal

Tout le coût d'anticipation est imputé sur la prime fixe (hors taxes) :

Prime fixe : 563,9 USD/kW-an

Prix d'énergie uniforme : 0,118 USD/kWh (prix moyen de combustible)

Bien que ce tarif reflète le coût marginal, la partie fixe est très élevée pour les petits et moyens consommateurs, d'où l'idée de l'amortir sur le prix variable du tarif.

Tarif objectif

Si le tarif BT est à postes horaires, son niveau serait :

En considérant les mêmes variantes de répartition que pour la moyenne tension à postes horaires et une redevance (prime fixe) de 12 US\$/kW-an correspondant à 5 000 GNF/kW-mois et en répercutant le reste du coût d'anticipation, soit 551,9 US\$/kW-an

⁹ 0,1048 USD/kWh étant le coût marginal moyen de combustible au niveau MT.

sur la partie variable du tarif, on obtient les tarifs objectifs suivants pour la basse tension à postes horaires, pour une utilisation théorique de 8760 heures par an :

Variante	V1	V2	V3	V4	V5
Redevance USD/kW-an	12	12	12	12	12
Pointe1 (USD/kWh)	1,324	1,023	0,721	0,721	0,570
Pointe2 (USD/kWh)	0,421	0,421	0,421	0,481	0,481
Hors pointe (USD/kWh)	0,125	0,132	0,140	0,132	0,136
Prix moyen théorique	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182

Ces tarifs au coût marginal constituent le minimum de prix applicable aux usagers de la Basse Tension. En effet, toutes les variantes tiennent compte d'un amortissement de la partie fixe sur 8760 heures par an, or une utilisation en BT n'atteint jamais ce niveau.

Il est utile d'entreprendre une segmentation du marché afin de déterminer pour chaque catégorie de client le régime de fonctionnement (utilisation de la puissance souscrite). On parle le plus souvent de courte utilisation en BT, mais faut-il encore déterminer avec précision le nombre d'heures d'utilisation.

Pour une durée d'utilisation moyenne de 3500 heures par an et pour tarif uniforme en BT, sa structure et son niveau seraient comme suit :

- Redevance mensuelle hors taxes : 1 USD/kVA-mois
- Prix d'énergie = $(563,9-12)/3500 + 0,118 = 0,276$ USD/kWh

8.4 Structure du tarif haute tension

Le tarif Haute Tension est juste donné à titre indicatif, vu qu'actuellement aucun client n'est alimenté à ce niveau de tension. Pour une redevance annuelle de 144 USD/kW-an, soit 60 000 GNF/mois/kW, le tarif Haute Tension aura la structure suivante pour une répartition du reste du coût d'anticipation sur la partie variable du tarif de 30 %, 60 % et 10 % respectivement pour la Pointe1, Pointe2 et hors pointe.

Prix d'énergie :

$$\begin{aligned} \text{Pointe 1} &= 0,309 + 0,111 = 0,420 \text{ USD/kWh} \\ \text{Pointes 2} &= 0,124 + 0,103 = 0,227 \text{ USD/kWh} \\ \text{Hors pointe} &= 0,002 + 0,099 = 0,101 \text{ USD/kWh} \end{aligned}$$

Avec une redevance de 144 USD/kW-an, le coût marginal moyen s'élève à 0,138 USD/kWh.

L'octroi de ce tarif est assorti de conditions de raccordement. Le client doit :

- Disposer de son propre poste de transformation HT/MT ou, à défaut, participer avec EDG aux coûts d'installation, entretien et maintenance du poste, et ce, au prorata de la puissance mise à sa disposition (et non la puissance souscrite).
- Souscrire un minimum de puissance dans le poste HT/MT (par exemple, 5 MVA) pour bénéficier du tarif HT.

Les clients HT peuvent opter pour un contrat à fourniture interruptible et bénéficier d'un abattement sur la redevance de puissance.

9 Etablissement de la grille tarifaire

9.1 Introduction

Cette partie du rapport est consacrée à l'étude des réaménagements à apporter à la grille tarifaire, et ce, en tenant compte des éléments complémentaires suivants :

- Le diagnostic de la structure tarifaire actuelle qui découle de la classification des abonnés.
- Les résultats d'une tarification au coût marginal qui a permis de déterminer les coûts de la fourniture aux différents niveaux de tension.
- Le niveau des tarifs qui doit impérativement tenir compte des besoins financiers de la Société EDG établis à travers l'étude financière.
- La nécessité d'éviter les "chocs tarifaires" qui peuvent être néfastes pour les relations avec les clients et sur le plan social.

Une formule de révision des tarifs est également proposée pour servir d'outil simple, mais efficace d'adaptation du niveau des tarifs aux modifications de l'environnement qui ne sont pas sous le contrôle de l'entreprise et qui conduisent à la remise en cause de son équilibre financier et d'exploitation.

9.2 Proposition de réaménagements à la grille tarifaire

La confrontation des tarifs appliqués actuellement aux tarifs issus de l'étude au coût marginal permet de relever les distorsions suivantes (cf. tableau ci-dessous) :

- 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%. Plus grave encore, dans la réalité, le niveau de subventionnement est sûrement plus élevé, vu qu'une bonne partie de cette clientèle est facturée au forfait de 30 kWh/mois, indépendamment de sa consommation réelle. C'est ce qui explique d'ailleurs le niveau élevé des pertes commerciales liées à une énergie livrée, mais non facturée.
- 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.

	Tarif en vigueur		Tarif objectif au coût marginal	
	Prime (GNF/mois)	Energie (GNF/kWh)	Prime (GNF/mois)	Energie (GNF/kWh)
Domestique (BT)				
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 P1 : 3606 P2 : 2405 HP : 662
Professionnels (BT)				
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
Professionnels (MT - HT)				
Unique	6 312/kVA	1 289	10 000 / kVA ou 40 000 / kVA	973 - P1 : 2397 P2 : 1634 HP : 563
Institutions internationales				
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
Administration				
Unique		1 780	10 000 / kVA ou 40 000 / kVA	973 - P1 : 2397 P2 : 1634 HP : 563

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

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 immédiatement et une deuxième étape qui peut être mise en œuvre progressivement.

9.2.1 Première étape

En première étape, il est proposé les réaménagements de structure suivants à la grille :

- Restreindre l'application de la première tranche de la clientèle domestique basse tension aux clients souscrivant une puissance inférieure ou égale à 1 kVA. Les 60 kWh/mois couvrent suffisamment les besoins d'un client « économiquement faible » disposant de deux lampes pour l'éclairage, d'un poste radio ou téléviseur et un autre article ménager. Le poids de cette tranche dans la consommation globale d'énergie passerait de 25% à seulement 8%.

- Ramener l'amplitude de la deuxième tranche de (61 à 330 kWh/mois) à (61 à 200 kWh/mois). De plus, les clients de cette tranche paieront l'intégralité de leur consommation au tarif D2.
- La troisième tranche concernera les clients dont la consommation dépasse 200 kWh/mois. Les clients de cette tranche se verront appliqué le tarif D2 pour la consommation de 0 à 200 kWh et le tarif D3 pour la consommation au-delà de 200 kWh. Ces clients auront ultérieurement la possibilité de choisir entre une tarification uniforme et une tarification à postes horaires.

Ce réaménagement de structure concernant la clientèle domestique, sans toucher aux niveaux des tarifs en vigueur, rapporterait à la Société environ 7 milliards FNG de recettes supplémentaires par référence aux niveaux de consommation de 2007, se traduisant par une augmentation de +5,2 % du chiffre d'affaires global.

- Lier la prime fixe des ces trois tranches domestiques à la puissance souscrite, à raison de 5000 FNG/kVA souscrit et par mois (avec possibilité de corriger la puissance souscrite des clients « économiquement faibles »).
- Ramener l'amplitude de la première tranche des clients professionnels, commerces et industries basse tension de (1 à 330 kWh/mois) à (1 à 200 kWh/mois), sans changement au niveau du principe de facturation.
- Faire en sorte que les niveaux de facturation des tranches 2 et 3 de la clientèle domestique soient les mêmes que ceux des clients professionnels. Cela permettra de limiter la facturation à l'usage.

Concernant les niveaux de tarification, il est proposé, par référence aux coûts économiques de fourniture, d'introduire les ajustements suivants en première étape :

	Tarif proposé		Test à blanc sur 2007 (MFNG)	
	Prime (GNF/mois)	Energie (GNF/kWh)	Recettes énergie (tarif inchangé)	Recettes énergie (tarif proposé)
Domestique (BT)				
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 Au-delà 200 kWh/mois	5 000 / kVA -	250 350		
Professionnels (BT)				
F1 : 1-200 kWh/mois	5 000 / kVA	802	27 467	30 063
F2 : +200 kWh/mois	5 000 / kVA	1 378		
Professionnels (MT - HT)				
Unique	10 000 / kVA	1 289	45 641	45 641
Institutions internationales				
Monophasé	10 000/kVA	1 467	16 447	16 447
Triphasé	10 000/kVA	1 467		
Souscription en kVA	10 000/kVA	1 467		

Administration				
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.

9.2.2 Seconde étape

Dans une deuxième étape, on pourra mettre en œuvre progressivement les mesures suivantes :

- Etudier l'opportunité de distribution gratuite (ou à prix très réduit) de lampes à basse consommation (LBC) aux économiquement faible.
- Augmenter sensiblement le niveau du tarif D1, en visant par exemple, la couverture de 25% du coût marginal (contre à peine 7% actuellement). Cela devrait permettre de réduire le gaspillage.
- Augmenter sensiblement le niveau du tarif D2, en visant, par exemple, la couverture de 50% du coût marginal).
- Faire converger le niveau du tarif D3 vers le coût marginal, en offrant le choix entre le tarif uniforme et le tarif BT à postes horaires.
- Faire converger le tarif des clients professionnels (MT – HT) vers le coût marginal (973 FNG/kWh pour la MT et 688 FNG/kWh pour la HT), tout en leur offrant la possibilité de choisir entre le tarif uniforme et le tarif à postes horaires.
- Ramener le tarif des institutions internationales au coût marginal de la BT, ce qui se traduit par une baisse de tarif de 6,1%.
- Ramener également le tarif de l'administration au coût marginal BT (1378 FNG/kWh).

Le niveau du tarif de la première tranche des clients professionnels BT peut être gardée inchangée, acceptant ainsi un subventionnement des petits métiers et commerces à hauteur de 42%.

Ces mesures se traduisent sur la grille tarifaire comme suit :

	Tarif proposé		Test à blanc sur 2007 (MFNG)	
	Prime (GNF/mois)	Energie (GNF/kWh)	Recettes énergie (tarif inchangé)	Recettes énergie (tarif proposé)
Domestique (BT)				
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 Au-delà 200 kWh/mois	5 000 / kVA -	690 1 378 ou P1 : 3606 P2 : 2405 HP : 662		
Professionnels (BT)				
F1 : 1-200 kWh/mois	5 000 / kVA	802	27 467	30 063
F2 : +200 kWh/mois	5 000 / kVA	1 378		
Professionnels (MT - HT)				
Unique	10 000 / kVA ou 40 000/kVA	973 P1 : 3606 P2 : 2405 HP : 662	45 641	36 342
Institutions internationales				
Monophasé	10 000/kVA	1 378	16 447	15 449
Triphasé	10 000/kVA	1 378		
Souscription en kVA	10 000/kVA	1 378		
Administration				
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%).

9.3 Proposition de 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.

Dans le cas où les hypothèses relatives aux caractéristiques de consommation des clients (et partant au niveau attendu des recettes) posées dans cette étude tarifaire venaient à être contredites et si EDG n'était pas en mesure d'atteindre les objectifs financiers prévus pour l'année 2013, il serait nécessaire d'actualiser l'étude tarifaire.

Le tableau suivant présente les charges d'EDG et leurs poids respectifs pour la première année d'application de la formule d'ajustements des tarifs, soit 2013. Chacune des catégories de dépenses est ensuite analysée dans le but d'établir la structure de la formule d'ajustement des tarifs.

DESIGNATION (Prévision 2013)	Coût (MFNG)	% du total
Achats de combustibles	493 228	56%
Achats d'énergie	421	0%
Exploitation & maintenance	56 318	6%
Impôts et taxes	15 119	1,7%
Charges de personnel	37 638	4,3%
Dotations aux amortissements	119 410	14%
Dotations aux provisions d'exploitation	45 748	5%
Charges financières	100 048	11%
Impôt sur le Résultat	16 463	2%
TOTAL	884 395	100%

Les « achats de combustibles » (HFO à 87% et IF10 à 13% en valeur) font référence au dollar américain et sont directement liés au prix du baril de pétrole sur le marché international. Les prix des combustibles sont soumis à des variations qui ont des répercussions indépendantes de la gestion du secteur de l'électricité guinéen. Par conséquent, ces dépenses doivent être considérées dans la formule d'ajustement.

Les « achats d'énergie » ont un poids très faible et ne risquent pas de menacer l'équilibre financier de la Société.

Le poste « exploitation et maintenance » inclut les dépenses pour pièces de rechange, les frais de transport et les services extérieurs de sous-traitance, location de matériel, entretien et réparation, primes d'assurance, frais de communication, frais de formation du personnel, etc. Cette charge représente 6% des dépenses de la Société. On estime que la moitié de cette charge est payée en devises (dollar américain), soit environ 3% du total des dépenses. Cette part sera prise en compte dans la formule d'ajustement des tarifs.

Les « impôts et taxes » représentent à peine 2% des dépenses de la Société et ne subissent pas des modifications imprévisibles. Pour ces raisons, ce poste de charges sera exclu de la formule d'ajustement des tarifs.

Les charges de personnel (les salaires du personnel et les charges sociales associées) ne représenteront que 4,3% des dépenses de la Société, sont sous le contrôle du gérant. Les conventions collectives font qu'elles ne subissent pas des modifications imprévisibles. Pour ces raisons, elles seront également exclues de la formule de révision des tarifs.

Les « dotations aux amortissements » portent sur les dépréciations d'actifs immobilisés et représentent 14% des charges de la Société. Elles reflètent l'effort d'investissement de la Société qui est payé pour l'essentiel en devises, notamment le dollar américain. Par conséquent, elles seront prises en compte dans la formule de révision des tarifs.

Les « dotations aux provisions d'exploitation » portent sur créances clients douteuses. Elles sont censées être sous le contrôle des dirigeants de la Société. Par conséquent, on les exclue de la formule de révision des tarifs.

Les charges financières subiront de fortes augmentations au cours des prochaines années, compte tenu de l'immense effort d'investissement requis. Elles représentent 11% du total des dépenses de la Société en 2013 et sont, pour l'essentiel, payées en Euro ou en dollar américain, donc dépendent des taux de change qui fluctuent naturellement. Pour cette raison, elles seront prises en compte dans la formule de révision des tarifs.

Il résulte de cette analyse 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).

Conformément aux éléments présentés ci-dessus, la formule d'ajustement retenue se présente comme suit :

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

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