

ECONOMIC COMMUNITY OF
WEST AFRICAN STATES



COMMUNAUTE ECONOMIQUE
DES ETATS DE L'AFRIQUE
DE L'OUEST

Assistance à la CREE et à la CRSE pour la mise en place de l'accès des tiers au réseau

Rapport 1 : Note de stratégie d'accès des tiers au Réseau du Sénégal et du Mali

Janvier 2008

LISTE DES ABREVIATIONS

| | |
|---------|---|
| AGC | Automatic Generation Control |
| APD | Avant Projet Détaillé |
| BOO | Build, Own, Operate |
| BOOT | Build, Own, Operate and Transfer |
| BOT | Build, Operate and Transfer |
| CRSE | Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité du Sénégal |
| CREE | Commission de Régulation de l'Electricité et de l'Eau du Mali |
| DDO | Distillate Diesel Oil |
| EDM SA | Electricité du Mali |
| ESKOM | Société d'exploitation de Manantali |
| FO | Fuel Oil |
| IPP | Independant Power Producer |
| OMVS | Organisation pour la mise en valeur du fleuve Sénégal |
| OMVG | Organisation pour la mise en valeur du fleuve Gambie |
| PPA | Power Production Agreement |
| RI | Réseau interconnecté |
| SCADA | Supervisory Control And Data Acquisition |
| SENELEC | Société Nationale d'Electricité du Sénégal |
| SOGEM | Société de gestion de Manantali |
| SNE | Société Nationale d'Electricité |
| UCTE | Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity |

LISTE DES ACRONYMES

| | |
|-----|-----------------|
| MW | Méga Watt |
| kWh | Kilo Watt heure |
| MWh | Méga Watt heure |

TABLE DES MATIERES

| | | |
|---|---|-----------|
| Rapport 1 : Note de stratégie d'accès des tiers au Réseau du Sénégal et du Mali..... | | 1 |
| 1 | Introduction | 5 |
| 2 | Cadre légal et contractuel | 7 |
| 2.1 | Sénégal | 7 |
| 2.2 | Mali | 12 |
| 2.3 | Cadre communautaire des deux pays (OMVS, OMVG) | 18 |
| 2.4 | Interconnexion Côte d'Ivoire - Mali | 21 |
| 2.5 | Situations comparées des deux pays | 21 |
| 3 | Stratégie d'ouverture envisagée | 24 |
| 3.1 | Sénégal | 25 |
| 3.2 | Mali | 29 |
| 3.3 | Conclusion sur les stratégies d'ouverture | 31 |
| 4 | La Demande et les clients éligibles | 33 |
| 4.1 | Sénégal | 33 |
| 4.2 | Mali | 35 |
| 5 | L'offre et l'équilibre Offre - Demande | 38 |
| 5.1 | Brève présentation des secteurs des deux pays dans le système régional de production et transport | 38 |
| 5.2 | Sénégal | 39 |
| 5.3 | Mali | 54 |
| 6 | Conditions de mise en œuvre de marchés libres limités | 63 |
| 6.1 | Pré-requis pour démarrer un marché libre limité | 63 |
| 6.2 | Recommandations de mise en œuvre | 66 |
| 6.3 | Première liste d'actions | 67 |

Liste des tableaux

| | |
|--|----|
| <i>Tableau 1 : Part des clients dépassant le seuil de 1 MW dans la consommation et le chiffre d'affaires de la SENELEC</i> | 35 |
| <i>Tableau 2 : Part des clients dépassant le seuil de 1 MW dans la consommation et le chiffre d'affaires de EDM SA</i> | 37 |
| <i>Tableau 3 : Principales caractéristiques de l'offre au Sénégal et au Mali en 2006</i> | 39 |
| <i>Tableau 4 : Situation de l'offre d'électricité au Sénégal</i> | 40 |
| <i>Tableau 5 : Equilibre Offre – Demande d'électricité au Sénégal</i> | 44 |
| <i>Tableau 6 : Producteurs susceptibles d'alimenter des clients éligibles</i> | 45 |
| <i>Tableau 7 : Aptitude des producteurs à devenir opérateur de clients éligibles</i> | 46 |
| <i>Tableau 8 : Demande des clients potentiellement éligibles au Sénégal</i> | 50 |
| <i>Tableau 9 : Evolution des résultats de la SENELEC</i> | 53 |
| <i>Tableau 10 : Situation de l'offre d'électricité au Mali</i> | 55 |
| <i>Tableau 11 : Equilibre Offre – Demande d'électricité au Mali</i> | 57 |
| <i>Tableau 12 : Coûts de revient des différentes unités de production maliennes</i> | 59 |
| <i>Tableau 13 : Prix HTVA de l'électricité pour un client MT – EDM SA (5000 KW, 3500 h/an)</i> | 59 |
| <i>Tableau 14 : Résultats 2005 - 2006 de l'activité électricité d'EDM SA</i> | 62 |

Liste des figures

| | |
|---|----|
| <i>Figure 1 : Schéma Acheteur Unique au Sénégal</i> | 26 |
| <i>Figure 3 : Prévisions de la demande (en GWh) au Sénégal</i> | 33 |
| <i>Figure 4 : Prévisions de la demande totale (en GWh) au Mali</i> | 35 |
| <i>Figure 4 : Equilibre Offre-Demande d'électricité au Sénégal</i> | 44 |
| <i>Figure 5 : Evolution des ventes et des prix moyens de la SENELEC</i> | 53 |
| <i>Figure 6 : Evolution des résultats de la SENELEC</i> | 53 |
| <i>Figure 7 : Equilibre Offre-Demande d'électricité au Mali</i> | 57 |
| <i>Figure 8 : Evolution des ventes et des prix moyens d'EDM SA</i> | 61 |
| <i>Figure 9 : Evolution de la marge brute de l'électricité d'EDM SA</i> | 61 |

1 INTRODUCTION

Dans le cadre des réformes de leur secteur électrique menées dans les années 90, la plupart des pays de la CEDEAO ont inscrit dans leur loi le principe de l'Accès des Tiers aux Réseaux pour un certain nombre de clients éligibles. Ce principe sera consacré plus tard au niveau du marché régional de l'électricité par le Protocole sur l'Energie de la CEDEAO en son article 6.

Cette évolution s'inscrit dans l'ouverture du marché à travers :

- le renforcement des potentiels de production-transport avec la réalisation d'ouvrages communs de production thermique et hydraulique ;
- l'interconnexion des réseaux entre les zones A et B du WAPP,
- la mise en place progressive d'un marché de gros de l'électricité à l'échelon régional.

Pour accompagner l'ouverture de l'accès au réseau pour les clients éligibles, un certain nombre de conditions préalables sont nécessaires, en particulier une dé-intégration verticale plus poussée des sociétés nationales d'électricité.

Lors du Forum tenu en avril 2007 à Bamako sur la Régulation Régionale, les Présidents des autorités de Régulation des secteurs électriques du Sénégal et du Mali, ont demandé un appui du Bureau de Développement de la Régulation Régionale de la CEDEAO afin de préparer les conditions de mise en œuvre de l'ouverture de leur marché. Au Sénégal, la loi et la convention de concession de la SENELEC prévoient qu'à partir de 2009, les clients répondant à une puissance souscrite de 5 MW, puissent acheter leur énergie électrique auprès d'un producteur de leur choix. Il est également prévu d'abaisser ce seuil à 1 MW sur une période de 10 ans. La situation est similaire au Mali où après un moratoire de 10 ans finissant en 2010, la loi autorise la Commission à autoriser certains producteurs et certaines catégories d'usagers ou de distributeurs à conclure des conventions de fourniture directe d'électricité entre eux sur base d'un décret spécifique.

Les termes de référence de l'assistance ont été proposés par le BDRR et soumis à l'approbation des deux commissions de régulation des deux états membres et de la Commission de la CEDEAO. Les objectifs de l'assistance sont les suivants :

- rédiger pour les deux pays une note de stratégie nationale d'ouverture du secteur de l'électricité tenant compte des perspectives régionales ;
- dresser l'inventaire des actions à mener pour préparer le libre accès au réseau des clients éligibles du Sénégal et du Mali sachant que, dans une première étape, les fournisseurs seront exclusivement nationaux et éventuellement sous régionaux, mais que rapidement le nombre de fournisseurs en compétition s'élargira;
- proposer l'organisation de cette compétition avec l'ouverture d'un marché national ou sous-régional de gros;
- assister les autorités de régulation des deux pays (CREE et CRSE) ainsi que SENELEC et EDM dans certaines des actions nécessaires à court terme.

Le délai de réalisation de l'assistance est estimé à quatre mois. Elle est composée de deux phases. La première est consacrée à un diagnostic des deux marchés et à l'identification des

actions à mener pour mettre en œuvre des marchés libres limités. La seconde est consacrée au développement de certaines de ces actions après discussions avec les Commissions de régulation des pays et celle de la CEDEAO.

La première mission s'est déroulée du 6 au 14 décembre 2007. Le présent rapport constitue la première phase de cette assistance.

Il porte sur les recommandations aux autorités de régulation de l'électricité pour la mise à jour des stratégies nationales d'ouverture du secteur de l'électricité en tenant compte des perspectives régionales : réorganisation progressive du secteur et spécialement des opérateurs historiques (SENELEC et EDM SA), liste et objet des textes réglementaires à émettre à cette fin. Il est structuré en 5 chapitres, les quatre premiers chapitres présentant séparément les situations au Sénégal et au Mali :

- chapitre 2 : cadres légaux et contractuels,
- chapitre 3 : stratégie d'ouverture envisagée,
- chapitre 4 : demande et clients éligibles potentiels,
- chapitre 5 : offre et conditions d'équilibre permettant de dégager un potentiel de mise en concurrence,
- chapitre 6 : pré-requis à l'ouverture du marché, recommandations pour sa mise en œuvre et première liste d'actions, dont certaines pourraient être développées dans le cadre de la phase 2.

2 CADRE LEGAL ET CONTRACTUEL

L'ouverture du marché de l'électricité et les dispositions de révision des tarifs de l'électricité au Sénégal et au Mali font l'objet d'une série de textes légaux et réglementaires de référence présentée dans ce chapitre.

2.1 SENEGAL

2.1.1 Rappel des textes juridiques de référence

Le cadre légal du marché de l'électricité du Sénégal est défini par l'ensemble des textes suivants :

- Contrat de Concession et de Licence relatif à l'exploitation de plusieurs parties du secteur de l'électricité, entre la république du Sénégal et la société SENELEC, en date du 31 mars 1999, pour une durée de 25 ans ;
- Loi n°98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, qui crée un régulateur (CRSE) et définit les conditions d'ouverture du marché ;
- Loi n°2002-01 abrogeant et remplaçant l'article 19 de la loi 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité ;
- Le décret n°98-333 du 21 avril 1998 portant organisation et fonctionnement de la CRSE ;
- Le décret n°98-334 du 21 avril 1998 fixant les conditions et modalités de délivrance et de retrait de licence ou de concession de production, de distribution et de vente de l'énergie électrique ;
- Le décret n°98-335 du 21 avril 1998 relatif aux principes de procédures de détermination et de révision des conditions tarifaires ;
- Le décret n°98-336 du 21 avril 1998 relatif aux prises de participation entre entreprises du secteur de l'électricité.

2.1.2 Ouverture progressive du secteur de l'électricité

L'article 19 de la loi n°98-29 du 14 avril 1998, la loi n°2002-01 modifiant les alinéas 4 et 5 (production) et le contrat de concession et de licence précisent les services ouverts progressivement au marché :

- **Production d'électricité** : elle est assurée par la SENELEC et par d'autres exploitants indépendants, sous le régime de la licence de production, d'une durée de 15 ans (article 4 du contrat).

La Loi 2002-01 stipule que la SENELEC a la responsabilité du développement de la production, en recourant à des installations nouvelles (qui lui sont propres) ou à la production indépendante.

Le recours à la production indépendante se fait par appels d'offres lancés par la Commission en vue de recevoir de SENELEC et d'entreprises exerçant une activité de production d'énergie électrique, les offres de fournitures requises.

- **Achat et revente en gros** (article 9 du contrat) : l'achat et la revente en gros d'électricité auprès des producteurs indépendants est assuré à titre exclusif par SENELEC pendant une période de 10 ans (jusqu'au 31 mars 2009), au titre de sa qualité d'acheteur unique sur l'ensemble du territoire de la République du Sénégal. A l'expiration de cette période, il est mis fin au régime de l'acheteur unique en permettant de manière graduée à un certain nombre de grands consommateurs de conclure directement des contrats d'achat auprès des producteurs indépendants. Cette dispositions à des détaillants sous conditions de revente à de grands consommateurs.
- **Transport** : le transport d'électricité haute tension est assuré à titre exclusif par SENELEC sur l'ensemble du territoire de la République du Sénégal. Conformément aux dispositions de l'article 19 de la loi n°98-29 du 14 avril 1998, ces activités sont assurés sous le régime de la concession d'une durée de 25 ans.
- **Distribution** : la distribution d'électricité moyenne et basse tension est assurée à titre exclusif par SENELEC à l'intérieur d'un périmètre défini par son contrat de Concession et de Licence (article 23 du contrat). Conformément aux dispositions de l'article 17 de la loi n°98-29 cette activité est assurée sous le régime de la concession.

2.1.3 Conditions d'attribution des licences et concessions dans le cadre de l'ouverture du marché

Les conditions d'attribution des licences et des concessions sont définies dans la loi n°98-29 du 14 avril 1998 et la loi n°2002-01.

- Les articles 16, 17 et 18 indiquent que toute entreprise envisageant de produire, distribuer ou vendre de l'électricité doit au préalable obtenir, du Ministère chargé de l'Energie, une licence ou une concession à cet effet. L'article 24 précise que cette obligation ne concerne pas les activités pour consommation propre, ni celles établies à l'intérieur de domaine privé.
- Les critères d'attribution des licences et concessions, accordées par le Ministre chargé de l'Energie, sont définis par l'article 20. Ils concernent :
 - la capacité de l'entreprise candidate à respecter l'intégralité de ses obligations (capacité à mener à bien les activités pour lesquelles la licence ou la concession est demandée et expérience en ce domaine, honorabilité des actionnaires et dirigeant de l'entreprise candidate, capacité à veiller aux règles en matière de sécurité des personnels et du public, de protection de l'environnement et de réglementation de l'urbanisme ; et capacité à assumer la responsabilité civile découlant de l'activité pour laquelle la licence ou la concession est demandée ;
 - le développement de capacités de production d'énergie électrique fondée sur les sources d'énergie conformes à la politique sectorielle en vigueur ;
 - le développement de capacités de distribution correspondant à la politique sectorielle en vigueur ;

- la sécurité des systèmes électriques, des installations et des équipements associés ;
- la protection appropriée de l'environnement et l'utilisation appropriée des terres.
- La procédure d'attribution des licences et des concessions pour la distribution ou la vente d'énergie est définie par l'article 21 : La CRSE instruit les dossiers de demande de licences et concessions autres que pour la production d'électricité, et émet son avis favorable sur l'attribution, puis le Ministre chargé de l'énergie accorde la licence ou la concession.

Les licences sont accordées pour une durée de quinze (15) ans, renouvelable, les concessions pour une durée de vingt cinq (25) ans, renouvelable.

La délivrance de la licence ou de la concession est accompagnée de la signature d'une convention entre l'Etat et le titulaire de la licence ou de la concession définissant les droits et obligations des parties.

2.1.4 Dispositions relatives à la vente au détail d'électricité

Les articles 29 à 31 du contrat de concession définissent les dispositions relatives à la vente au détail d'électricité et l'accès des tiers au réseau conformément à l'article 19 de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998.

- La vente au détail d'électricité aux consommateurs finaux est assurée à titre exclusif par SENELEC à l'intérieur d'un périmètre défini par son contrat de Concession et de Licence pendant une durée de dix ans (jusqu'au 31 mars 2009). A l'expiration de cette période, il est mis fin au régime de la vente au détail exclusive en permettant de manière graduée à certains grands consommateurs de conclure directement des contrats d'achat d'électricité auprès des détaillants indépendants titulaires d'une licence de vente (Article 30 du contrat). Les grands consommateurs sont définis dans l'article 29 du contrat, leur définition évolue de la façon suivante :
 - de 1999 à 2009 : Consommateurs souscrivant dans le cadre d'un abonnement annuel une puissance supérieure ou égale à 5 Mw ;
 - de 2009 à 2019 : Consommateurs souscrivant dans le cadre d'un abonnement annuel une puissance supérieure ou égale à une puissance fixée d'un commun accord par la CRSE et la SENELEC et comprise entre 1 et 5 Mw ;
 - après 2019 : Consommateurs souscrivant dans le cadre d'un abonnement annuel une puissance supérieure ou égale à 1 Mw.

2.1.5 Les tarifs

2.1.5.1 La régulation des tarifs

Les tarifs sont régulés selon l'article 28 de la loi n°98-29 du 14 avril 1998 par un prix plafond (price cap).

Le principe retenu est d'autoriser des niveaux de revenus suffisants pour permettre au titulaire de licence ou de concession d'obtenir un taux de rentabilité « normal » par rapport à une base tarifaire spécifiée, tenant compte des principes de calcul établis par la loi et des dépenses d'investissement prévues pour une période donnée. Les tarifs sont

autorisés par le Ministre chargé de l'Energie et la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité.

Les tarifs conclus entre un producteur indépendant et la SENELEC et approuvés par la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité, ne pourront être modifiés par la Commission.

2.1.5.2 La détermination et la révision des tarifs

Les modalités de détermination et de révision des tarifs sont définies dans le décret n°98-335 du 21 avril 1998. Les conditions tarifaires sont basées sur l'approche du prix plafond ou « IPC – X » et non directement sur le coût du service.

La procédure de révision des conditions tarifaires prévoit une consultation préalable. Les titulaires de licence ou de concession sont consultés et dûment entendus avant toute décision de révision. Ils ont la possibilité de contester les propositions de nouvelles conditions tarifaires promulguées par la CRSE. Enfin, le décret stipule que les parties s'entendent sur un mécanisme d'arbitrage acceptable, lequel est consigné dans le cahier des charges du titulaire de licence ou de concession.

Les tarifs sont par ailleurs révisés périodiquement selon une procédure ouverte à la consultation publique et définie par le décret (article 1er) :

- douze mois au moins avant l'expiration de la période durant laquelle les conditions tarifaires sont en vigueur, la CRSE organise une consultation publique relative à la définition des conditions tarifaires pour la période suivante. A cet effet, elle diffuse un document de travail et étudie, le cas échéant, les réponses qu'elle reçoit de la part des entreprises du secteur et des autres intéressés, notamment les associations de consommateurs ;
- six mois au moins avant l'expiration de cette période, elle publie pour discussions avec les entreprises du secteur un rapport relatif aux premières conclusions qu'elle entend tirer de la consultation et comportant un projet relatif aux nouvelles conditions tarifaires. Elle organise une discussion publique de ce rapport,
- enfin, deux mois avant l'expiration de la période, elle publie un projet de décisions relatif aux conditions tarifaires qu'elle retient pour la période suivante et en assure la publication.

Dans le régime d'acheteur unique, la tarification inclut la fourniture, l'acheminement et la commercialisation de l'électricité. En réalité, le contrat de concession ne prévoit rien en ce qui concerne la séparation des prix à charge des usagers finaux (et spécialement les usagers éligibles) entre fourniture et acheminement d'un côté et autres services de l'autre.

2.1.5.3 Prix d'achat en gros

La SENELEC sélectionne ses fournisseurs d'électricité suivant une procédure d'appels d'offres (Article 13 du contrat). Les prix d'achat en gros et les conditions de fourniture de l'électricité auprès d'un producteur indépendant doivent être conformes aux conditions indiquées dans l'Appel d'offres.

Le contrat précise également que « le prix d'achat en gros de l'électricité par SENELEC auprès de la société GTI-Dakar est fixé conformément aux stipulations du contrat du 13 décembre 1996 et de son avenant du 15 mai 1998. »

2.1.5.4 Prix en matière de vente au détail exclusif

La SENELEC garde l'exclusivité sur les marchés de vente au détail dont la tarification est définie par l'article 36 du contrat. Un prix plafond est défini par la formule de contrôle des revenus prévue au cahier des charges et fixé pour une durée de 5 ans à partir de la date de signature du contrat. Cette formule est révisée tous les 5 ans par la Commission de régulation.

La SENELEC peut également procéder à tout moment à une révision de tout ou partie des tarifs de vente au détail dans le respect de la formule de contrôle des revenus et dans les conditions suivantes :

- si la révision envisagée est telle qu'aucun des nouveaux tarifs ne soit supérieur ou inférieur de plus de 5% aux tarifs correspondants appliqués durant les douze (12) mois précédents, la révision est simplement notifiée à la CRSE et appliquée (sous réserve du pouvoir de la CRSE de suspendre l'application des nouveaux tarifs par décision motivée) ;
- si la révision envisagée est telle que l'un au moins des nouveaux tarifs soit supérieur ou inférieur de plus de 5% aux tarifs correspondants appliqués durant les douze (12) mois précédents, SENELEC soumet à la CRSE le projet de révision pour acceptation.

2.1.5.5 Autres prix et tarifs

Le contrat précise (article 37) que les prix d'achat en gros aux auto-producteurs, le raccordement des producteurs indépendants, des consommateurs ou des détaillants indépendants et le prix du transport de l'électricité font l'objet d'une négociation de bonne foi entre SENELEC et les parties concernées. Les principes de tarification sont déterminés par SENELEC sur la base des prestations fournies et de la réalisation par SENELEC d'une marge bénéficiaire lui permettant d'assurer un taux de rentabilité « normal ».

2.1.6 Droit d'accès aux réseaux

L'Article 25 de la Loi 98-29 stipule que les entreprises titulaires d'une licence de production doivent transmettre à la CRSE, dès signature, les contrats de raccordement aux réseaux qu'elles concluent avec des entreprises titulaires d'une concession de transport ou de distribution. Toute clause d'exclusivité ou d'accès préférentiel est strictement interdite.

Par ailleurs, toute entreprise assurant le transport ou la distribution d'énergie électrique ne peut en refuser l'accès aux producteurs d'électricité dès lors que leur demande est normale et faite de bonne foi. Elle ne peut non plus leur appliquer des tarifs discriminatoires, seules les différences objectives entre producteurs pouvant justifier des différences tarifaires.

Le décret n°98-336 du 21 avril 1998 relatif aux prises de participation entre entreprises du secteur de l'électricité indique :

✓ Article premier.

« Dans le but de promouvoir une concurrence loyale dans le secteur de l'électricité, la propriété croisée entre entreprises de production et de distribution d'énergie électrique n'est autorisée que dans les concessions de distribution pour les installations de

production, soit en dessous d'une certaine taille, soit faisant appel à des formes particulières d'énergie dans le respect des dispositions du présent décret. »

✓ Article 2.

« Le titulaire d'une concession de distribution, à l'exception de la SENELEC, ne peut acquérir, directement ou indirectement, de participation dans le capital social d'un titulaire de licence de production, ni ce dernier dans le capital social du premier, que dans le cas où :

- la capacité des installations de production du titulaire de licence de production n'excède pas 15 % du total de la capacité de production d'énergie électrique sur le territoire du Sénégal, seuil qui ne pourra être dépassé par la suite ; ou bien
- si lesdites installations font appel aux sources d'énergies suivantes : énergie solaire, énergie éolienne et énergie marémotrice. »

2.2 MALI

2.2.1 Textes juridiques de référence

Les textes de référence qui définissent le cadre légal du marché de l'électricité sont les suivants :

- L'ordonnance n°00-019/P-RM du 15 mars 2000 portant organisation du secteur de l'électricité
- L'ordonnance n°00-021/P-RM du 15 mars 2000 portant création et organisation de la commission de régulation de l'électricité et de l'eau
- Le décret n°00-184/P-RM du 14 avril 2000 fixant les modalités d'application de l'ordonnance n°00-019/P-RM du 15 mars 2000
- Le décret n°00-185/P-RM du 14 avril 2000 fixant les modalités d'application de l'ordonnance n°00-021/P-RM du 15 mars 2000
- Le Contrat de Concession du service public de l'électricité passé entre la république du Mali et la société EDM SA le 21 Novembre 2000 pour une durée de 20 ans.

2.2.2 Ouverture progressive du secteur de l'électricité

L'Etat a décidé de libéraliser le secteur de l'électricité selon les modalités prévues dans l'Ordonnance n°00-019/P-RM du 15 mars 2000 portant organisation du secteur de l'Electricité et du Décret fixant les modalités d'application de celle-ci.

- **La production d'électricité** : Elle est assurée par EDM SA, sans exclusivité et est ouverte à d'autres opérateurs, dans le cadre d'un régime de concession (avec appel d'offres) ou d'autorisation : auto-producteurs (article 32 du contrat d'EDM SA), producteurs indépendants, concessionnaires et permissionnaires (article 47 du contrat).

Le renforcement du parc se fait par appel d'offres auprès de producteurs indépendants. EDM SA détermine les besoins et soumet au Maître d'ouvrage (Ministère de l'Energie) les éléments de base de tout projet d'appel d'offres conformément à son contrat de concession (article 37). Le Maître d'ouvrage est en charge du processus d'appel d'offres et EDM SA est tenu de négocier le contrat d'achat avec le producteur choisi.

- **L'achat en gros d'électricité** auprès des producteurs indépendants est assuré à titre exclusif par EDM SA pendant une période de 10 ans au titre de sa qualité d'Acheteur Central sur le réseau qui lui est concédé (Article 23 de l'Ordonnance 00-019/P-RM). A l'expiration de cette période (2010), la Commission de Régulation du secteur pourra autoriser certains producteurs et certains consommateurs ou distributeurs indépendants à conclure des conventions de fourniture directe d'électricité entre eux.
- **Le transport d'électricité haute tension** sur le territoire de la République du Mali est assuré à titre exclusif par le concessionnaire du réseau de transport (EDM SA).
- **La distribution d'électricité moyenne et basse tension** à l'intérieur des périmètres qui lui sont concédés est assurée à titre exclusif par le Concessionnaire (EDM SA) sur la durée du contrat (article 45).
- **La vente au détail.** La vente au détail d'électricité aux consommateurs finaux est assurée à titre exclusif par EDM SA à l'intérieur d'un périmètre défini par son contrat de Concession et pour toute la durée de la concession, sans préjudice des droits des permissionnaires, titulaires d'autorisations de produire et de distribuer de l'électricité en dehors du périmètre EDM SA (production thermique pour des puissances installées comprises entre 50 et 250 kWh).

2.2.3 Conditions d'attribution des licences et concessions dans le cadre de l'ouverture du marché

Le chapitre I de l'ordonnance n°00-109/R-PM indique que toute personne souhaitant exercer des activités de production, de transport, de distribution, selon la puissance envisagée, doit obtenir au préalable soit une Autorisation, soit une Concession. Cette obligation ne concerne pas l'auto-production. Dans le cas du développement de l'électrification rural, l'Etat délivre une Autorisation aux communautés rurales non desservies par le service public.

Conformément à l'article 15 de l'ordonnance n°00-109/R-PM et au décret n°00-184/P-RM, sont placés sous le régime de l'Autorisation:

- L'établissement et l'exploitation d'installation de production thermique d'une puissance installée supérieure à 50 kW et inférieure ou égale à 250 kW ;
- L'établissement et l'exploitation d'installation de distribution basse tension à partir d'un ou plusieurs points de transformation moyenne/basse tension.

Conformément à l'article 16 de l'ordonnance n°00-109/R-PM et au décret n°00-184/P-RM, sont placés sous le régime de la concession :

- L'établissement et l'exploitation de toute installation de production hydroélectrique ;
- L'établissement et l'exploitation des installations de production thermique d'une puissance installée supérieure à 250 kW ;

- L'établissement et l'exploitation de toutes installations de transport ;
- L'établissement et l'exploitation d'installations de distribution dès que celles-ci nécessitent des installations moyenne tension.

Les conditions d'attribution des Autorisations et des Concessions sont précisées dans le décret n°00-184/P-RM.

- Les conditions **d'octroi des Autorisations**, accordées par décision du ministre de l'Energie, se basent sur les critères suivants :
 - La capacité du candidat permissionnaire à respecter l'intégralité de ses obligations et de développer le service délégué ;
 - La capacité à respecter la réglementation en vigueur en matière de sécurité, de service aux usagers, d'urbanisme et de protection de l'environnement ;
 - La capacité du candidat à assurer un service de qualité à des coûts compétitifs.
- Les **Concessions** sont attribuées par le Ministre chargé de l'Energie à l'issue d'une procédure d'appel d'offres dont les modalités sont précisées par une directive de la Commission de Régulation et sur la base de critères, dont :
 - La capacité technique et financière générale du candidat concessionnaire à respecter l'intégralité de ses obligations et à développer le service public délégué sur la base notamment de son expérience dans le domaine et de la qualité de ses dirigeants ;
 - La capacité à respecter la réglementation en vigueur en matière de sécurité du personnel, de service aux usagers, d'urbanisme, de protection de l'environnement, d'utilisation optimale des ressources naturelles, ainsi que la capacité à assumer la responsabilité civile découlant de l'activité dont la gestion est déléguée ;
 - L'offre financière spécifique du candidat pouvant s'évaluer notamment sur la base:
 - des tarifs moyens proposés aux consommateurs ;
 - du niveau d'investissement promis pour assurer le développement du service ;
 - du taux de rémunération demandé par le candidat.

Un même opérateur peut obtenir des Concessions et de Autorisations pour les 3 activités (production, transport, distribution). Cependant, dans le but de promouvoir le développement de la concurrence, l'Etat peut décider qu'un opérateur détenteur d'une Concession de Transport de l'électricité et des droits d'Acheteur Central relatif à celle-ci, ainsi que toute entreprise qui lui sera liée, sera exclue d'office durant la durée de la Concession à tout appel d'offres de nouvelle Concession de Production à connecter avec son réseau de transport.

La gestion de chaque réseau de transport est assurée par un concessionnaire unique.

Concernant l'auto-production, les producteurs doivent obtenir des déclarations ou autorisations d'auto-production suivant la puissance installée. Le chapitre III de l'ordonnance n°00-109/R-PM précise que les auto-producteurs peuvent vendre leurs excédents d'électricité aux usagers proches sous certaines conditions (carence ou

insuffisance des services publics, 70% de l'électricité produite doit être consommé pour ses besoins, dispose d'une autorisation ou concession de distribution publique).

2.2.4 Dispositions relatives à la vente au détail d'électricité

L'article 40 du contrat de concession définit les dispositions relatives à la vente au détail d'électricité et l'accès des tiers au réseau, conformément à l'article 23 de l'ordonnance 19 du 15 mars 2000.

Pendant une période d'exclusivité d'une durée de dix ans (jusqu'en mars 2010), EDM SA assure à titre exclusif le transport d'électricité sur le réseau interconnecté et est Acheteur central (droit exclusif d'acheter auprès des producteurs tiers nationaux ou étrangers) de l'énergie électrique acheminée par le réseau de transport concédé, ce qui exclut le réseau OMVS.

Après la fin de la période d'exclusivité, la Commission pourra autoriser certains producteurs et certains Consommateurs ou Distributeurs indépendants dont la puissance appelée par site d'exploitation dépasse 5.000 kW à conclure des conventions de fourniture directe d'électricité entre eux, sur base d'un décret spécifique adopté en Conseil des Ministres, déterminant le régime de ces exceptions.

La Commission définira avec EDM SA les conditions dans lesquelles le réseau de transport pourra être utilisé pour faire transiter les flux d'électricité produite au titre de ces conventions et publiera les redevances de transit et fourniture de services auxiliaires dues pour ce service.

2.2.5 Les Tarifs

2.2.5.1 Condition de vente

L'article 40 de l'ordonnance n°00-109/R-PM stipule que toute fourniture d'électricité est subordonnée à la passation d'une convention entre le fournisseur et le revendeur ou l'utilisateur. Pour les abonnés du service public, cette convention de fourniture a une forme approuvée par la Commission de Régulation. L'égalité de traitement est garantie entre tous les utilisateurs ayant des caractéristiques de consommation identiques à l'intérieur d'une même Concession ou entre tous les clients d'un même permissionnaire.

2.2.5.2 Ventes assujetties à la réglementation des tarifs

L'article 41 de l'ordonnance n°00-109/R-PM indique que les ventes des Concessionnaires bénéficiant d'une situation d'exclusivité ou de monopole naturel sont soumises à une réglementation des tarifs par directive de la Commission de Régulation.

La réglementation des tarifs concerne :

- Sur les réseaux de transport et les réseaux de distribution alimentés par ces derniers et exploités en régime de concession :
 - les ventes de puissance et d'énergie *aux usagers finaux (ventes au détail)*, hormis les clients éligibles ;
 - les ventes de puissance et d'énergie de l'Acheteur *Central aux concessionnaires et permissionnaires de distribution* ;

- *les redevances pour tout transit sur les réseaux de transport et/ou de distribution.*
- Dans les centres isolés : les ventes de puissance et d'énergie des concessionnaires de production - distribution *aux usagers finaux.*

Les grilles tarifaires réglementées sont proposées par les concessionnaires, conformément aux termes de la convention de Concession. Elles sont approuvées et publiées par la Commission de Régulation.

2.2.5.3 Principes de fixation des tarifs réglementés

L'article 42 de l'ordonnance n°00-109/R-PM stipule que les tarifs réglementés sont des prix plafonds définis selon les principes suivants :

1. Ils sont basés sur les coûts budgétisés et permettent à l'opérateur de couvrir l'ensemble des dépenses et des charges justifiées par les besoins de l'exploitation ;
2. Ils comprennent un taux de rentabilité adéquat qui permet au Concessionnaire d'attirer et de rémunérer correctement et équitablement les capitaux nécessaires aux investissements.
3. Ils incluent des coefficients d'ajustement des prix des principaux composants des coûts, permettant de compenser l'effet de l'évolution des principaux paramètres économiques que l'opérateur ne maîtrise pas ;
4. Ils incorporent un terme d'ajustement à la baisse qui contraint l'opérateur à augmenter sa productivité ;
5. Ils sont conformes à la politique énergétique du Gouvernement et ils visent à stimuler l'efficacité dans l'utilisation de l'énergie électrique et à optimiser l'utilisation des capacités de production, de transport et de distribution.
6. Ils sont non discriminatoires pour le même type d'opérateur et transparents.

Compte tenu des variations des coûts en fonction des caractéristiques de la demande, les tarifs réglementés sont définis par période tarifaire et sont révisés dans le cadre de directives de la Commission de Régulation du secteur.

2.2.5.4 Ventes non assujetties à la réglementation des tarifs

L'article 43 de l'ordonnance n°00-109/R-PM indique que les ventes qui ne sont pas stipulées explicitement à l'article 41 (ci-dessus) ne sont pas assujetties à la réglementation des tarifs. Toutefois, à l'exception des permissionnaires, les formules tarifaires proposées doivent recevoir, avant leur entrée en vigueur, l'approbation de la Commission de Régulation. Cette dernière s'assurera du bien fondé de ces formules sur la base des principes définis à l'article précédent.

Les ventes de tout producteur indépendant, auto-producteur ou importateur à l'Acheteur Central font l'objet d'un contrat d'achat, qui est soumis et approuvé par la Commission de Régulation.

2.2.5.5 Ventes des permissionnaires

L'article 45 de l'ordonnance n°00-109/R-PM précise que les prix des ventes des permissionnaires sont libres. Cependant, dans le cas d'électrifications financées totalement ou partiellement par des subventions d'équipement, le Ministère de l'Energie

veillera à l'application d'un tarif équitable, spécialement lorsque des engagements en matière tarifaire auront été prévus dans l'accord de subvention.

2.2.5.6 Achats aux producteurs indépendants et aux auto-producteurs

Les prix d'achat aux producteurs indépendants sont négociés entre ceux-ci et le concessionnaire du réseau de transport ou de distribution, conformément aux termes de l'appel d'offres approuvé par la Commission de Régulation selon l'article 46 de l'ordonnance n°00-109/R-PM.

L'article 47 de l'ordonnance n°00-109/R-PM détermine que les prix d'achat aux auto-producteurs par l'Acheteur Central ou les concessionnaires de distribution sont négociés entre partenaires. Ils tiennent compte des caractéristiques et des conditions particulières des fournitures. Ils ne seront en aucun cas supérieurs aux coûts évités par l'acheteur.

2.2.5.7 Prix d'achat en gros

Le Concessionnaire est tenu de négocier de bonne foi et de conclure avec chaque producteur indépendant sélectionné au terme d'une procédure d'appel d'offres, un contrat d'achat en gros d'énergie électrique dans les conditions de quantités et de prix précisées dans l'offre de ce producteur indépendant, ainsi que dans le projet de contrat d'achat d'électricité joint au document d'appel d'offres (article 38 du contrat)

2.2.5.8 Prix de vente au détail à l'intérieur du périmètre de la concession

Les tarifs sont réglementés et ne peuvent excéder les prix plafonds fixé par la Commission (Article 54 du contrat). La directive N°03-0044/C-CREE du 18 mai 2004 a fixé les derniers prix plafonds. Depuis, ces prix n'ont plus évolués.

2.2.5.9 Autres prix et tarifs

Les prix et les conditions d'exécution des prestations pour l'achat en gros, l'achat et la vente aux producteurs, le raccordement des producteurs indépendants, le raccordement des consommateurs et des distributeurs indépendants font l'objet d'une négociation de bonne foi entre le Concessionnaire et les parties concernées dans le respect des principes stipulés au présent article et au Cahier des charges. Le principe de tarification est déterminé sur la base des prestations fournies et sur la réalisation par EDM SA d'une marge bénéficiaire lui permettant d'assurer un taux de rentabilité normal.

2.2.6 Obligation de raccordement

Le chapitre II de l'ordonnance n°00-109/R-PM stipule que l'opérateur concessionnaire de transport a l'obligation de connecter à son réseau les nouveaux opérateurs qui en font la demande dans le respect des dispositions réglementaires et normes techniques régissant l'accès à ce réseau. Les modalités et la répartition des coûts de raccordement, et si nécessaire, de renforcement du réseau, font l'objet de négociations entre les deux parties et sont réglées par accord des parties conformément aux principes arrêtés par la Commission de Régulation du Secteur.

2.2.7 Régime d'accès au réseau

L'ordonnance n°00-109/R-PM indique (article 23) que pour une période de 10 ans (jusqu'en 2010), le concessionnaire de transport ou de distribution (EDM SA) intervient en qualité « d'acheteur central » sur le réseau qui lui est concédé, c'est à dire qu'il a l'exclusivité de l'achat et de la vente de l'électricité de son réseau.

Il transmet à la Commission de Régulation toute convention de fourniture et de raccordement au réseau conclue avec un autre opérateur (permissionnaire ou concessionnaire de production ou de distribution), dans laquelle est interdite toute clause d'exclusivité ou d'accès préférentiel octroyé à un opérateur ou usager qui ne serait pas octroyé aux autres opérateurs ou usagers de même catégorie.

Au terme du délai de 10 ans, c'est à dire après le 15 mars 2010, la Commission de Régulation du secteur pourra autoriser certains producteurs et certains consommateurs ou distributeurs indépendants dont la puissance appelée par site d'exploitation dépasse 5 MW à conclure des conventions de fourniture directe d'électricité entre eux. La Commission de Régulation définira alors avec EDM les conditions dans lesquelles le réseau concerné pourra être utilisé pour faire transiter les flux d'électricité produite au titre de ces conventions et publiera les redevances de transit dues pour ce service.

Au terme d'un délai de temps ne pouvant être inférieur à la durée de la Concession (soit 20 ans), un décret pris en Conseil des Ministres déterminera les conditions de passage éventuel du système d'Acheteur Central au système d'Accès des Tiers aux Réseaux et le cadre réglementaire de celui-ci.

2.3 CADRE COMMUNAUTAIRE DES DEUX PAYS (OMVS, OMVG)

2.3.1 Les dispositions relevant de l'OMVS

Un contrat a été conclut entre la SOGEM et ESKOM pour l'exploitation du barrage et des ouvrages de production et de transport de l'énergie de Manantali. Ce contrat prévoit, entre autres, les règles d'accès et de partage de la production d'énergie du barrage de Manantali entre le Mali, le Sénégal et la Mauritanie, ainsi que les conditions tarifaires.

✓ Règles de partage de la production :

Elles sont définies par le contrat de cession d'énergie entre ESKOM et les SNE (nationales) et par le protocole d'interconnexion.

Le contrat de cession d'énergie définit dans son article 2 la clef de répartition de la production du barrage de Manantali :

| | |
|--------------|-----|
| Mali : | 52% |
| Mauritanie : | 15% |
| Sénégal : | 33% |

En l'absence de notification de la part des SNE modifiant cette répartition, la SEM établit les factures sur la base de cette clef. En cas de notification de la part des SNE modifiant la répartition ci-dessus, ESKOM facture directement les SNE sur la base des quantités effectivement livrées.

Le Protocole d'interconnexion décrit par ailleurs les mécanismes de concertation permettant à ESKOM d'affecter l'énergie productible hebdomadaire aux différentes SNE, en fonction notamment de l'optimisation de la gestion de l'ensemble des moyens de production. En particulier, ESKOM exécute les ordres de livraison qui lui sont notifiés par les SNE, sous réserve de pouvoir intégrer ces échanges à la gestion technique du réseau de transport dont elle a la charge.

Les écarts en énergie constatés a posteriori par rapport à la clef de répartition sont rattrapés durant la période suivante suivant les modalités convenues en application du Protocole d'interconnexion.

✓ **Règles d'accès :**

Les règles d'accès au réseau sont notamment définies par le contrat de cession d'énergie signé par ESKOM et les trois SNE (nationales). Ce contrat définit les conditions techniques auxquelles ESKOM s'engage à fournir aux différentes SNE l'énergie produite par la centrale de Manantali ainsi que les conditions économiques et financières de livraison (par ESKOM) et de paiement (par les SNE) de l'énergie fournie aux différents points de livraison.

ESKOM vend exclusivement aux SNE. Le principe de vente directe à des tiers en cas de difficultés de paiement des SNE avait été discuté mais n'a pas été retenu dans la version finale du Protocole tarifaire.

✓ **Conditions tarifaires :**

Elles sont définies par le « Protocole tarifaire » (annexe 0.4 au contrat d'exploitation) conclut en juin 1997 entre les États membres de l'OMVS et pour une durée de 30 ans. Les tarifs, les modalités de tarification et de facturation de l'énergie de Manantali peuvent être révisés tous les 5 ans à partir de 2000, à l'initiative de la partie la plus diligente. Par ailleurs, en cas de trésorerie supérieure à 6 mois de chiffre d'affaires moyen de la SOGEM, les tarifs peuvent être révisés indépendamment de cette procédure quinquennale.

Ce protocole contient 4 annexes :

1. Une méthodologie tarifaire,
2. Des simulations financières,
3. Un projet type de contrat de cession d'énergie, et
4. Un projet de protocole d'interconnexion et ses annexes (mécanismes de concertation et manuel de procédures)

Le principe retenu pour la tarification est l'application d'un tarif de type binôme, avec une prime fixe et un prix proportionnel par kWh. La structure tarifaire est basée sur la mutualisation des coûts d'investissement de production et transport du Projet Energie et sur les pertes de transport, fonction du point de livraison.

La formule est : $M = A + B \times \text{kWh}$
avec $M =$ Montant facturé
 $A =$ Prime fixe
 $B =$ Prix proportionnel

Le tarif et ses dispositifs connexes (fonds pour risque hydrologique, etc.) doivent permettre de garantir la couverture des charges de premier rang liées au Projet Énergie sur la base d'une chronique d'hydrologie défavorable (chronique historique, extraite de la série 1950 - 1994, démarrant à l'année 1978 reproduite à partir de l'année 2001) et selon la méthodologie (dotations des différents fonds etc.) définie dans l'annexe ad hoc.

Le prix moyen fluctue donc en fonction de l'hydraulicité et en fonction du taux des pertes théoriques prévisionnelles entre la sortie de la centrale et le point de livraison. Le prix proportionnel s'applique aux kWh mesurés aux points de livraison.

Les prix « A » et « B » sont actualisés à partir d'un indice basé sur :

- le taux de change du FCFA contre le panier de devises représentant l'ensemble de la dette de SOGEM ;
- la main d'œuvre dans les Etats membres de l'OMVS
- les prix de détail dans les Etats membres de l'OMVS.

Les variations de prix liées à l'indexation des tarifs sont applicables dès qu'après deux mois consécutifs, il a été constaté une variation de l'un ou l'autre des indices de plus de 0,5%.

En dehors de la formule d'indexation, le prix moyen est calculé annuellement. Les SNE peuvent utiliser l'infrastructure de transport du Projet Énergie pour procéder à des échanges communs entre elles sans payer aucune redevance pour ce service.

2.3.2 Les dispositions relevant de l'OMVG

L'OMVG a lancé un Programme Énergie qui prévoit les aménagements hydroélectriques de Sambangalou et Kaléta et la ligne d'interconnexion des pays membres de l'OMVG. Les études (techniques, institutionnelles et financières) sont terminées et soumises à l'approbation finale. Elles ont été menées dans un cadre de pensée calqué sur la situation de l'OMVS. Mais une nouvelle approche visant une participation accrue du privé (qui sera peut être indispensable pour boucler le financement du projet) est en cours de développement. Elle pourrait induire des modifications importantes dans les modalités présentées ci-après qui sont inspirées du modèle OMVS. Cette nouvelle approche est entrain d'être étudiée dans le cadre d'une mission confiée au groupement de Consultant Cleary Gottlieb Steen & Hamilton LLP / Scacchi & Associés

- ✓ **Règles de partage de la production** : une clé de répartition de l'énergie électrique produite par les aménagements hydroélectriques a été proposée provisoirement dans l'étude du Projet Énergie :

| | |
|-----------------|-----|
| Gambie : | 12% |
| Guinée : | 40% |
| Guinée Bissau : | 8% |
| Sénégal : | 40% |

- ✓ **Conditions d'accès au réseau**

Les conditions d'accès au réseau seront définies dans le(s) contrat(s) de concession et ses annexes, selon le même schéma que pour l'exploitation du barrage de Manantali.

Il a été proposé dans l'étude du Groupement Gottlieb que la cession d'énergie soit ouverte aux SNE et aux Clients éligibles et que l'accès au réseau soit ouvert aux SNE, aux Opérateurs des Aménagements de Sambangalou et Kaléta et aux Clients éligibles. La question de l'éligibilité et les modalités de mise en œuvre du droit éventuel des opérateurs des centrales de l'OMVG à vendre directement à des clients dans les trois pays, constituent des hypothèses envisagées dans l'étude.

✓ Conditions tarifaires

Un modèle financier a été élaboré et permet de calculer les niveaux de tarifs de production et de transport, qui seront nécessaires pour assurer l'équilibre financier du projet au cours des 25 premières années d'exploitation.

Ces tarifs sont présentés dans le tableau suivant, par période quinquennale (Q1 à Q5). Ces tarifs sont des tarifs moyens pour l'ensemble de l'énergie produite par les deux aménagements hydroélectriques de Sambangalou et de Kaléta :

| | Période Q | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|--------------------------------|-------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Tarifs aux points de livraison | Production(FCFA/kWh) | 24,23 | 28,35 | 25,39 | 23,58 | 19,96 |
| | Transport (FCFA/kWh) | 9,84 | 10,57 | 8,60 | 7,21 | 5,79 |
| | Total (FCFA/kWh) | 34,06 | 38,92 | 33,99 | 30,79 | 25,75 |

2.4 INTERCONNEXION COTE D'IVOIRE - MALI

Le contrat d'interconnexion sera conclu en application du protocole entre les deux États et sera conclu entre EDM SA et SOPIE + CIE, conformément aux autres contrats d'exportation existants de la Côte d'Ivoire vers le Burkina Faso, le Ghana et la CEB (Togo - Bénin). SOPIE (Société d'Opération Ivoirienne d'Électricité) est une société d'État chargée de la planification, de la maîtrise d'œuvre en matière de réseau de transport et du contrôle des mouvements d'énergie effectués par le concessionnaire CIE.

2.5 SITUATIONS COMPAREES DES DEUX PAYS

Le cadre légal et les modalités d'ouverture du marché au Sénégal et au Mali sont relativement proches. Le tableau suivant récapitule les principaux éléments :

| | Sénégal | Mali | OMVS | OMVG |
|-------------------------------------|--|--|--|---|
| Production d'électricité | Assurée par SENELEC et d'autres exploitants indépendants sous régime licence pour 15 ans ou plus | Assurée par EDM SA dans le cadre d'une concession et par d'autres opérateurs titulaires d'autorisations ou de concessions | Assurée par la SOGEM, qui a affermé l'exploitation-maintenance à ESKOM | Assurée par une société à créer avec un contrat d'exploitation-maintenance avec un opérateur privé |
| Achat en gros | Exclusivité de la SENELEC pendant 10 ans ("Acheteur Unique"), puis ouverture à certains grands consommateurs et à des détaillants (à condition qu'ils revendent à de Grands Consommateurs) | Exclusivité d'EDM SA pendant 10 ans ("Acheteur Central") puis ouverture à certains producteurs et certains grands consommateurs ou distributeurs indépendants (conclusion de conventions de fourniture directe d'électricité entre eux) | Seules les 3 SNE peuvent acheter l'électricité | Les SNE et éventuellement les autres Grands Comptes pourront acheter l'électricité |
| Transport et Accès au réseau | Transport Haute tension assuré actuellement exclusivement par SENELEC et OMVS sur le territoire du Sénégal, ce réseau sera complété par le réseau OMVG ; accès au réseau SENELEC prévu pour les clients éligibles | Transport Haute tension assuré actuellement exclusivement par EDM SA et OMVS sur une partie du territoire du Mali la création de réseaux de transport non reliés aux réseaux existants est possible et probable accès au réseau EDM prévu pour les clients éligibles | Accès au réseau de transport réservé au 3 SNE | Accès au réseau de transport réservé aux SNE, aux Opérateurs des Aménagements de Sambangalou et Kaléta et aux Autres Grands Comptes (ou Gros consommateurs) |
| Distribution | Distribution moyenne et basse tension assurée exclusivement par SENELEC sur le périmètre de la concession Idem pour distributeurs autres que SENELEC | Distribution moyenne et basse tension assuré exclusivement par EDM sur le périmètre de la concession Idem pour distributeurs autres que EDM SA | Sans objet | Sans objet |

| | Sénégal | Mali | OMVS | OMVG |
|---|--|---|------------------------|------------------------|
| Vente au détail et accès aux réseaux de distribution | Exclusivité de la SENELEC pendant 10 ans sur son périmètre puis ouverture progressive à certains grands consommateurs qui pourront conclure directement des contrats d'achat d'électricité auprès des détaillants indépendants titulaires d'une licence de vente | Exclusivité d'EDM SA sur son périmètre, puis accès à partir de 2010 pour les sites consommateurs appelant au moins 5 MW | Pas de vente au détail | Pas de vente au détail |

3 STRATEGIE D'OUVERTURE ENVISAGEE

Comme le montre la description du cadre institutionnel des deux pays, le Mali et le Sénégal ont adopté des modèles d'organisation de leurs marchés électriques visant à introduire un certain niveau de concurrence. Ces réformes du secteur électrique ont été lancées dans le cadre d'une politique plus globale de libéralisation de l'économie. Elles avaient comme objectifs principaux l'amélioration des performances techniques et financières par une plus grande participation du secteur privé dans la gestion et le financement d'une part et, l'obtention de gains de productivité induite par la concurrence d'autre part.

Les modèles d'organisation de ces pays ont été inspirés par ceux mis en œuvre dans les pays industrialisés durant les années 90 et qui postulent que l'industrie électrique peut être structurée en marchés distincts autour des segments Production, Transport, Distribution et Vente pouvant chacune être ouverte à un certain degré de concurrence.

Pour rappel, il est généralement admis que la mise en œuvre de ce modèle concurrentiel se fait en 3 étapes à partir d'une organisation de départ caractérisée par une intégration verticale des différents segments gérés par un opérateur qui détient un monopole à tous les niveaux. Les modèles correspondants à ces étapes sont les suivants :

- Modèle de l'**Acheteur Unique** où un seul opérateur peut acheter l'énergie produite par les producteurs indépendants et dispose du monopole de la vente en gros à des distributeurs indépendants et aux gros consommateurs. Il y a donc une concurrence limitée au segment Production. Toutefois, il s'agit d'une concurrence pour le marché de la production au lieu de la concurrence dans le marché de la production.
- Modèle de la **Concurrence au niveau du marché de gros** qui donne la liberté aux distributeurs indépendants et à de gros consommateurs de s'approvisionner directement auprès des producteurs ou grossistes existants grâce à un accès libre au réseau de transport. Seule la vente au détail échappe à la concurrence.
- modèle de la **Concurrence au niveau de la vente au détail** qui permet à tous les clients d'avoir le choix de leur fournisseur en supprimant le monopole de la vente et permettant l'accès au réseau de distribution.

Le faible niveau de développement de leurs systèmes électrique et l'étroitesse des marchés électriques nationaux ont amené le Mali et le Sénégal à se limiter au modèle d'Acheteur Unique pour une période de 10 ans. A l'issue de cette période, ils envisagent la mise en place d'un accès des tiers au réseau selon des modalités différentes comme le montre le chapitre 2.

L'objet du présent chapitre est de passer en revue comment les deux pays s'y prennent pour mener à bien cette ouverture à la concurrence.

3.1 SENEGAL

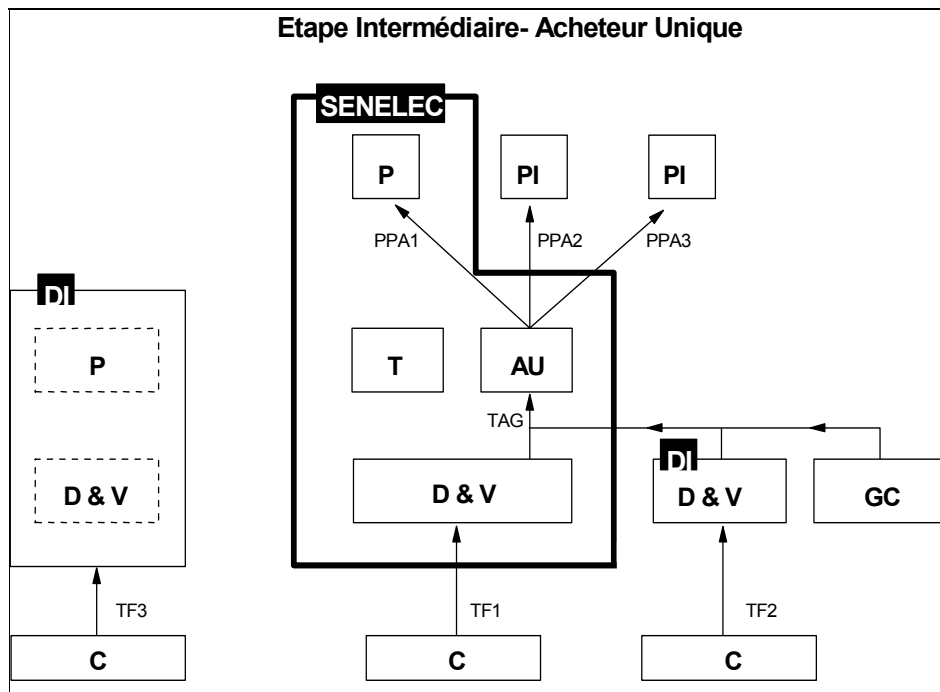
3.1.1 Réformes et Stratégie d'ouverture

La transition du secteur électrique sénégalais vers un modèle plus concurrentiel est organisée par les textes législatifs et le contrat de concession de SENELEC avec une modification introduite par la loi de 2002.

Comme le montre la figure 1¹, il y a eu une première évolution par rapport au modèle verticalement intégré avec un monopole de l'opérateur historique SENELEC sur tous les segments: cette évolution est caractérisée par l'ouverture des segments Production et Distribution/Vente tout en conservant la structure intégrée de SENELEC.

¹ Les figures 1 et 2 ont été tirées du rapport final NERA et adaptées.

Figure 1 : Schéma Acheteur Unique au Sénégal



Légende:

P = production

AU = acheteur unique

D = distribution

PI = producteur indépendant

T = transport

V = vente

PPA = "Power Purchase Agreement"

TAG = tarif d'achat en gros

TF = tarif final

DI = distributeur indépendant

GC = gros consommateurs

C = clientèle

• **Production** : Elle est assurée par les centrales de SENELEC, celles des Distributeurs Indépendants autorisés hors concessions SENELEC (principalement en milieu rural) et des Producteurs Indépendants.

La loi de 98 imposait l'acquisition de nouvelles capacités de production par recours exclusif à des producteurs indépendants choisis par appel d'offres. Le développement d'un projet de production indépendante nécessitant en moyenne 3 à 4 ans, cette disposition s'est très vite révélée être une contrainte majeure pour faire face à l'urgence de combler le déficit de production et de renouveler le parc, à laquelle le Sénégal faisait face à la fin des années 90. C'est ainsi que l'article 19 de la loi de 98 est abrogée et remplacée pour permettre à SENELEC d'assurer le développement de la production, en recourant à des installations de production nouvelles qui lui sont propres ou à la production indépendante. Ceci a permis de lancer de nouvelles centrales privées (cf. chapitre 5) sur la base de contrats BOO long terme et le développement de centrales propres à SENELEC. L'Etat a toutefois affirmé dans sa lettre de politique de développement du secteur de l'Energie d'avril 2003 que :

- *tout projet de nouvelle centrale sera réalisé en priorité comme une entreprise privée de production d'électricité ;*
- *les centrales existantes de production pourraient être cédées au secteur privé dans la mesure du possible compte tenu de leur potentiel d'extension*

• **Transport et Achat en gros** : Ces deux fonctions sont assurées par SENELEC au niveau de son segment Transport. Si SENELEC conserve le monopole du transport sur l'ensemble du territoire national pendant les 25 ans que dure de son contrat de concession, le statut d'Acheteur ne lui est octroyé que pour 10 ans, comme nous l'avons vu au chapitre 2.1.2. Ce choix permet à l'Etat d'assurer via des obligations contractuelles le développement du réseau qu'il serait difficile d'imposer dans un régime totalement libéralisé.

Ces deux fonctions devaient être séparées trois ans après la signature du contrat de concession SENELEC (i.e. 2002) afin d'avoir des embryons d'Opérateurs de Marché et d'Opérateurs de réseau avec en parallèle une comptabilité séparée. Cet «unbundling comptable» devait créer les conditions de détermination transparente des coûts à imputer ultérieurement dans le cadre de l'accès des tiers au réseau.

• **Distribution et Ventes** : La SENELEC a un monopole sur la Distribution pendant les 25 ans que dure son contrat de concession dans la zone géographique couverte par cette dernière. L'exclusivité de la vente étant limitée à 10 ans, des Distributeurs Indépendants sont en cours de sélection dans le cadre des concessions mises en enchère par l'Agence Sénégalaise d'Electrification rurale.

L'évolution décrite ci-dessus devait permettre au bout de dix ans (i.e. en 2009) à de gros consommateurs ayant une puissance souscrite supérieure à 5MW de pouvoir s'approvisionner directement auprès de producteurs indépendants. La figure 2 ci-dessous montre l'organisation prévue avec une SENELEC qui devrait filialiser ses trois activités principales (Production ; Transport et d'Achat en gros; et Distribution/Vente au détail).

Toutefois, les principales actions d'adaptation progressive de l'organisation n'ont pas été mises en œuvre selon le chronogramme prévu.

Figure 2 : Schéma d'accès des Tiers Sénégal

3.1.2 Etat d'avancement de la préparation de l'accès des tiers au réseau

La séparation comptable des activités de Production, Transport et Distribution et l'inventaire prévus par les textes ne sont toujours pas réalisés à ce jour. Cette situation ne permet donc pas de déterminer un tarif d'utilisation du réseau.

Une fois ce problème réglé, la détermination des tarifs de gros et des coûts de raccordement pourra se faire, notamment en appliquant, le décret 98-335 qui fixe les principes et procédures de détermination et de révision des conditions tarifaires. La CRSE a déjà eu à prendre une décision en date du 20 février 2004 relative aux tarifs de vente d'énergie électrique applicables par les détaillants indépendants titulaires de concession en milieu rural. Il en a été de même pour les gestionnaires délégués transitoires chargés de la gestion des ouvrages réalisés par l'Etat en attendant la sélection des concessionnaires d'électrification rurale (Décision 2005-01).

Par ailleurs, tant que l'on sera dans un contexte de déséquilibre entre offre et demande, la mise en place d'un modèle concurrentiel ne pourra pas être considérée comme une priorité par les décideurs.

3.1.3 Perspectives

Le gouvernement du Sénégal reste néanmoins toujours dans la dynamique d'ouverture du secteur. Il a lancé des études et une réflexion sur de nouveaux arrangements institutionnels au niveau du secteur électrique et sur une restructuration de SENELEC.

Les conclusions devraient être reflétées dans la prochaine Lettre de Politique Sectorielle. Le gouvernement du Sénégal aurait l'intention d'annoncer une restructuration du secteur de l'électricité, et en particulier de la SENELEC, à travers une série de mesure qui visent à :

- filialiser les activités de production, de transport et de distribution ;
- privatiser largement la filiale production, en considérant la liberté d'accès au réseau pour les nouvelles productions conformément à la loi de 1998 ;
- mettre en concession les activités de transport et de distribution et les privatiser partiellement en privilégiant les investisseurs nationaux ;
- créer une émulation entre plusieurs régions de distribution relevant de plusieurs concessionnaires ;
- confier l'activité planification des besoins de production et de transport à la filiale Transport.

Il est par ailleurs prévu de constituer les filiales dès 2008, après la certification des apports patrimoniaux et la rédaction des cahiers des charges. Le processus de privatisation pourrait également être engagé.

3.2 MALI

3.2.1 Réformes et Stratégie d'ouverture

Comme nous l'avons vu au paragraphe 2.2.1, la transition du secteur électrique malien vers un modèle plus concurrentiel est organisée par les textes législatifs et le contrat de concession d'EDM SA. Elle est similaire à celle du Sénégal avec une différence sur le rythme et les modalités.

La première évolution par rapport au modèle verticalement intégré avec un monopole de l'opérateur historique EDM SA sur tous les segments correspond à l'ouverture des segments Production et Distribution/Vente.

• **Production** : Au niveau de la production, le marché est ouvert aux producteurs indépendants privés. Ils sont sélectionnés suite à un appel d'offres organisé par l'Etat sous la supervision de la CREE.

Les producteurs indépendants sont liés à EDM SA par un contrat d'achat qui doit être approuvé par la CREE.

La disposition limitant le renforcement du parc thermique aux producteurs Indépendants (article 37 du contrat de concession) permet de mettre en place les conditions de concurrence au niveau de la Production, EDM SA ayant juste l'obligation de maintenir une

puissance thermique de secours minimale de 45MW sur toute la durée de son contrat (article 11 du cahier des charges).

• **Transport et Achat en gros** : comme nous l'avons vu, EDM SA dispose d'une exclusivité au niveau du transport sur l'ensemble du réseau interconnecté du Mali. Il dispose aussi du statut d'Acheteur central qui lui donne un droit exclusif d'acheter de l'énergie électrique auprès des producteurs tiers nationaux ou étrangers.

Toutefois, l'exclusivité du transport ne préjudicie pas à la possibilité pour d'autres exploitants de transporter sur le territoire malien de l'électricité produite en dehors du territoire, dans la mesure où ceci est autorisé ou imposé par les lois ou conventions internationales en vigueur.

De même le statut d'Acheteur Central est limité dans le temps et est appelé à évoluer vers un système d'accès des tiers. Ainsi à partir de 2010 et pendant la durée du contrat de concession actuel, la CREE pourra autoriser exceptionnellement, sur la base d'un décret, des fournitures directes entre acteurs (opérateurs, usagers...) dont la puissance appelée par site d'exploitation dépasse 5 MW.

A la différence du Sénégal, l'ouverture envisagée en 2010 constitue un « régime d'exception » (article 23 de l'ordonnance 019 du 15 mars 2000), un décret spécifique adopté en Conseil des Ministres devrait en fixer les modalités.

Le même article renvoie la mise en place effective de l'Accès des Tiers au-delà de la durée de concession (en 2020) en disposant dans son dernier alinéa que : « *Au terme d'un délai de temps ne pouvant être inférieur à la durée de la Concession de transport et de distribution qui sera octroyée conformément aux dispositions de l'article 56 qui suit, un décret pris en Conseil des Ministres déterminera les conditions de passage éventuel du système d'Acheteur Central au système d'Accès des Tiers aux Réseaux et le cadre réglementaire de celui-ci* ».

Une séparation des comptes (unbundling comptable) par activité devait créer les conditions de détermination transparente des coûts à imputer dans le cadre de l'accès des tiers au réseau. Les dispositions de l'Ordonnance 0019 (article 23, 42 et 49) ainsi que celle du contrat de concession (article 40 et 59) fixent les principes de base devant être appliqués en la matière et imposait à EDM SA une comptabilité séparée de ses activités pour 2002.

• **Distribution et Ventes** : EDM SA a l'exclusivité de la distribution et de la vente au détail dans son périmètre de concession qui devrait progressivement s'étendre à l'ensemble des localités dont le nombre d'habitants dépasse 10 000 unités et où s'exerce une activité industrielle significative. L'Agence Malienne pour le Développement de l'Energie Domestique et de l'Electrification Rurale (AMADER) a découpé les zones non couvertes par EDM SA pour l'octroyer sous forme de concession à des opérateurs privés.

3.2.2 Etat d'avancement de la préparation de l'accès des tiers au réseau

La question de la séparation comptable envisagée pour 2002 au niveau d'EDM SA n'est pas réglée à ce jour. Cette situation ne permet pas de déterminer un tarif d'utilisation du réseau. La tarification du transport est cependant incluse dans les termes de référence de l'étude tarifaire en cours effectuée par Macro Consulting sous la supervision de la CREE. Cette étude devrait permettre à la CREE de régler le problème des redevances de transit et services auxiliaires

Les conditions techniques d'utilisation du réseau par les tiers ne sont pas encore fixées. Il semble y avoir néanmoins une avancée significative sur la mise en place d'un dispatching sans lequel une exploitation optimale et en temps réel du réseau est impossible.

En ce qui concerne l'exécution de son contrat de concession, il faut souligner que EDM SA est loin de respecter le programme d'équipement du périmètre qui lui est concédé, en particulier en ce qui concerne les extensions contractuellement prévues du réseau de transport. Cet état des choses est largement responsable de la non alimentation des grandes industries et de l'absence actuelle de clients éligibles qui sera observée dans la suite du rapport. On avance généralement qu'entre autre les tarifs de EDM SA ne lui permettent pas de disposer de marges d'autofinancement suffisamment attractives / rassurantes pour attirer des prêts bancaires commerciaux assurant le complément nécessaire pour le financement du programme. En conséquence, la réalisation du programme est largement dépendante des prêts concessionnels dont EDM SA ne contrôle pas les délais de mise à disposition

3.2.3 Perspectives

Le gouvernement du Mali reste dans la dynamique d'ouverture du secteur inscrite dans la lettre de politique sectorielle de 1999². Il a lancé en 2005 la mise en œuvre d'un Plan d'Action Stratégique³ comportant des études et une réflexion sur de nouveaux arrangements institutionnels au niveau du secteur électrique, une étude tarifaire et une restructuration de EDM SA. Une filialisation des activités Electricité d'une part et Eau d'autre part est envisagée à court terme.

3.3 CONCLUSION SUR LES STRATEGIES D'OUVERTURE

Les stratégies adoptées par les deux pays sont similaires. Toutefois le Mali a une démarche plus prudente quant au timing et aux modalités de mise en œuvre.

En effet, les deux pays fixent un seuil de 5MW pour les clients éligibles et définissent de manière claire dans leur législation certaines activités préalables à mettre en œuvre (inventaire des immobilisations, séparation comptable des activités, définition des redevances de transit et conditions d'utilisation du réseau). Certains principes sont fixés en particulier au niveau comptable, tarifaire et technique (raccordement). Les Commissions de régulation ont été chargées, entre autres, de définir les conditions d'utilisation du réseau avec les concessionnaires (problématique du Grid Code), d'imposer les règles comptables et de fixer le calendrier de la séparation comptable.

Cependant, le calendrier et les modalités de mise en œuvre de l'accès de tiers sont sensiblement différents :

- Régime d'exception au Mali après dix ans contre une éligibilité de droit au Sénégal pour les consommateurs ayant au moins 5 MW de demande ;

² Lettre de Politique Sectorielle de l'Eau Potable et de l'Electricité (1999)

³ Plan d'Action Stratégique pour la Gestion des Services Publics de l'Electricité et de l'Eau potable durant la phase transitoire (2005-2008)

- Seuil dégressif entre 2009 et 2019 pour le Sénégal (de 5 à 1MW) contre passage éventuel du système d'Acheteur Central au système d'Accès des Tiers aux Réseaux à partir de 2020 dont un décret pris en Conseil des Ministres déterminera les conditions de passage et le cadre réglementaire.

Ces différences n'empêchent pas les deux pays de devoir avant toute mise en œuvre d'évaluer le potentiel de clients éligibles, l'équilibre offre/demande et les conditions de restructuration.

En tout état de cause, les deux pays ont été confrontés à des difficultés dans le processus de privatisation de leur opérateur historique principalement à cause de l'absence d'investissement à même de résorber le déséquilibre offre/demande. Les activités préparatoires à la mise en place de l'Accès des Tiers au Réseau n'ont pas pu être menées de façon prioritaire par les Commissions de Régulation qui ont été impliquées dans le processus de séparation avec les partenaires stratégiques. Il s'y ajoute que le désengagement des partenaires stratégiques dans les deux pays a relancé la réflexion sur une réorientation des réformes structurelles du secteur électrique.

4 LA DEMANDE ET LES CLIENTS ÉLIGIBLES

4.1.1 Sénégal

4.1.2 Demande

Les prévisions de croissance de la demande (en GWh) de la SENELEC sur la période 2007-2015 sont, en moyenne, de 9,7% par an.

Figure 3 : Prévisions de la demande (en GWh) au Sénégal

Les hausses sont variables en fonction des niveaux de tension : la BT augmente en moyenne de 9,5% par an, la MT de 11,2% et la HT de seulement 3,9%.

4.1.3 Clients éligibles

La convention de concession de SENELEC prévoit que la première tranche de clients éligibles correspondra à une puissance souscrite supérieure ou égale à 5 MW. Ce seuil pourra être abaissé à 1 MW sur une période de 10 ans.

Ce seuil peut être interprété de façon plus ou moins restrictif selon qu'il s'agit d'une puissance mise à disposition par site géographique (ou point de soutirage sur le réseau) ou d'un cumul des points de soutirage d'un même client sur un réseau donné (réseau interconnecté ou réseau régional).

A) Seuil de 5 MW par point de livraison

✓ Réseau HT

- la cimenterie SOCOCIM (20 MW), actuellement en auto-production (centrale diesel de 24+12 MW), sa demande devrait atteindre 30 MW à partir de 2009 ;
- la société Industrie Chimique du Sénégal (ICS), sur son site d'extraction et traitement primaire du phosphate à Taiba (Thiès), qui exploite une centrale à vapeur liée au processus de production ainsi qu'une centrale diesel. Le site

appelle en activité normale une dizaine de MW auprès de SENELEC, mais tourne actuellement en dessous de sa capacité ;

- la SDE avec une puissance de 7 MW pour alimenter le surpresseur de Mékhé (Louga), qui passera à 10 MW à partir de 2009.

✓ **Réseau MT :**

- ICS - MBAO (DAKAR) ; le site MBAO peut aussi se cumuler avec le site Môle 8 (port) de 2,5 MW ;
- SDE - KMS (alimentation en 30KV à partir du poste SENELEC de Sakal) avec 3MW qui passera à 10 MW à partir de 2011, une alimentation principale en 90 KV pourrait être préférable ;
- SDE - Carmel (Thiès) avec 5MW pour l'alimentation d'un surpresseur à partir de 2009.

B) Seuil de 5 MW en cumulant plusieurs points de livraison

- la SDE pourrait demander le cumul des puissances souscrites sur l'ensemble des autres sites alimentés par le RI du Sénégal. A Dakar, la puissance souscrite est de 1,27 MW et la puissance souscrite cumulée des différents points de livraisons atteint 5MW. Sur l'ensemble du pays la puissance cumulée asynchrone est de 90MW pour 788 points de livraison MT selon le fichier des clients MT transmis par SENELEC (stations, forages, pompages).
- la BCEAO avec deux points de livraison (2,4 et 2,2 MW), selon le fichier des abonnés MT de la SENELEC.

C) Seuil de 1 MW

24 autres clients MT ont souscrit une puissance par point de livraison comprise entre 1 et 3,5 MW. Ils sont répartis comme suit :

- 17 entre 1,0 et 1,5 MW,
- 4 entre 1,5 et 2,0 MW,
- 2 (ville de Dakar et hôtel Le Méridien Président) entre 2,0 et 3,0 MW,
- 2 industries (CICES et SIPLAST) au-dessus de 3,0 MW.

La moyenne des facteurs de charge se situe autour de 40 %.

A noter qu'il existe deux niveaux de distribution MT à SENELEC (6,6 et 30 KV), ce qui signifie normalement des tarifs d'accès différents

D) Autres industries non connectée au RI

SOCOCIM (1,2 M tonnes/an) et les Ciments du Sahel (600 000 t/an) s'alimentent en auto-production avec des puissances appelées, respectivement de 20 MW et de 8 MW.

Au total, en 2006, les clients éligibles ont représenté 9,2% de la consommation et 7,2% du chiffre d'affaires généré par les ventes d'électricité de la SENELEC si l'on retient le

seuil de 5MW de puissance souscrite par point de livraison, et 16% de la consommation et 13,6% du chiffre d'affaire lorsque le seuil passe à 1 MW.

Tableau 1 : Part des clients dépassant le seuil de 1 MW dans la consommation et le chiffre d'affaires de la SENELEC

| | Consommation (MWh) | | | Chiffre d'affaires (M FCFA) | | |
|--|--------------------|-----------|-----------|-----------------------------|---------|---------|
| | 2004 | 2005 | 2006 | 2004 | 2005 | 2006 |
| Haute tension (1) | 158 149 | 172 105 | 157 678 | 9 315 | 9 815 | 10 901 |
| ICS | 98 351 | 98 501 | 64 391 | 5 661 | 5 626 | 4 916 |
| SOCOCIM | 54 026 | 70 585 | 85 090 | 3 167 | 3 802 | 5 190 |
| SOSETRA | 5 772 | 2 981 | 0 | 487 | 384 | 0 |
| SDE | 0 | 38 | 8 197 | 0 | 3 | 796 |
| Moyenne tension | 411 617 | 490 233 | 502 801 | 31 597 | 36 571 | 43 815 |
| Puiss Souscrite > 5MW (2) | | | 1 363 | | | 180 |
| Puiss Souscrite > 1MW (3) | | | 119 118 | | | 9 994 |
| Basse tension | 831 260 | 996 116 | 1 063 192 | 72 713 | 83 886 | 100 152 |
| Total (4) | 1 401 025 | 1 658 455 | 1 723 672 | 113 625 | 130 273 | 154 869 |
| Puiss Souscrite > 5MW (5)=(1+2)/4 | | | 9.2% | | | 7.2% |
| Puiss Souscrite > 1MW (6)=(1+2+3)/4 | | | 16.1% | | | 13.6% |

4.2 MALI

4.2.1 Demande

Les prévisions de la demande tablent sur une croissance moyenne annuelle de 6,7% entre 2008 et 2015, ce qui est dans l'ordre de grandeur des évolutions constatées entre 2005 et 2006.

Figure 4 : Prévisions de la demande totale (en GWh) au Mali

4.2.2 Clients éligibles

A titre de comparaison avec le Sénégal nous fournissons ici les données relatives aux plus gros consommateurs du Mali, indépendamment du fait que le seuil d'éligibilité est fixé à 5 MW par point de livraison.

A) Seuil de 5 MW par point de livraison

Il n'y a pas de clients ayant souscrit à une puissance supérieure ou égale à 5 MW à un seul point de livraison.

B) Seuil de 5 MW en cumulant plusieurs points de livraison

Il n'existe pas de clients ayant souscrit à une puissance supérieure ou égale à 5 MW, même en retenant l'interprétation plus large du cumul des points de soutirage d'un même client sur un même réseau (interconnecté ou régional).

C) Seuil de 1 MW

11 clients ont souscrit à une puissance supérieure à 1 MW.

| Nom du Client | P.Souscrite | P.Installee |
|-------------------------|-------------|-------------|
| COMATEX SART MARKALA | 2 500 | 2 850 |
| SOMIKA S.A | 1 750 | 5 000 |
| SOACAP USINE | 1 508 | 1 260 |
| HUICOMA EX SEPOM | 2 000 | 2 400 |
| CMDT USINEA | 1 200 | 2 000 |
| CMDT KITA | 1 300 | 2 000 |
| BRAMALI SENOU | 1 200 | 1 000 |
| SOFITEL L'AMITIE BAMAKO | 1 200 | 2 500 |
| GRANDS MOULINS | 1 200 | 2 000 |
| B.C.E.A.O NOUV.SIEGE | 1 000 | 1 890 |
| NOUVELLE AMBASSADE USA | 1 400 | 3 000 |

D) Autres industries non connectées au RI

Fin 2007, 8 mines et cimenteries opérant leurs propres centrales représentent une puissance installée cumulée du même ordre de grandeur que celle d'EDM SA, comme le montre le tableau ci après.

| Activités / localisation | Région | Puissance installée (MW) |
|--------------------------|-------------------|--------------------------|
| Mines d' or | | |
| SADIOLA | Kayes | 15 |
| SYAMA | Sikasso | 27 |
| LOULA | Kayes | 20 |
| MORILA | Sikasso | 30 |
| KADIELO (>2008) | Bougouni / Kalana | 2 |

| Activités / localisation | Région | Puissance installée (MW) |
|--------------------------|--------|--------------------------|
| Cimenteries / marbreries | | |
| DIAMOU | Kayes | 4 |
| MAHINA | Kayes | 2 |
| Total | | 102 |

Les centrales électriques de ces industries brûlent du DDO, dont le prix est proche du gasoil.

Au total, avec un seuil d'éligibilité fixé à 1 MW, les clients éligibles représentent 8,2% de la consommation et 7% du chiffre d'affaires généré par les ventes d'électricité d'EDM SA. A l'heure actuelle aucun client ne souscrit à des puissances égales ou supérieures au seuil de 5MW par point de livraison.

Tableau 2 : Part des clients dépassant le seuil de 1 MW dans la consommation et le chiffre d'affaires de EDM SA

| | Consommation (MWh) | | Chiffre d'affaires (M FCFA) | |
|-------------------------------|--------------------|---------|-----------------------------|--------|
| | 2005 | 2006 | 2005 | 2006 |
| Haute tension | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Moyenne tension | 272 060 | 288 772 | 20 087 | 21 174 |
| Puiss Souscrite > 5MW | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Puiss Souscrite > 1MW (1) | Nd | 54 860 | Nd | 4 023 |
| Basse tension | 344 095 | 376 970 | 32 236 | 35 447 |
| Total (2) | 616 156 | 665 741 | 52 323 | 56 621 |
| Puiss Souscrite > 5MW | | 0.00% | | 0.00% |
| Puiss Souscrite > 1MW (1)/(2) | | 8.24% | | 7.10% |

5 L'OFFRE ET L'EQUILIBRE OFFRE - DEMANDE

5.1 BREVE PRESENTATION DES SECTEURS DES DEUX PAYS DANS LE SYSTEME REGIONAL DE PRODUCTION ET TRANSPORT

La situation de la production et du transport d'électricité au Sénégal et au Mali peut être résumée comme suit, sachant que la plupart des statistiques disponibles se rapportent à l'année 2006.

La production au Sénégal est à 90% d'origine thermique, alors que celle au Mali est à 80% d'origine hydraulique. Depuis 2001 et la mise en service de la centrale de Manantali, le réseau de transport 225 KV transnational associé à cette centrale interconnecte les réseaux des deux pays, ainsi que le réseau de Mauritanie à travers le territoire du Sénégal.

Un comité d'interconnexion a élaboré les règles de programmation et de conduite du système régional, selon des principes largement inspirés des règles UCTE, organisant la collaboration de quatre zones de réglage : Sénégal, Mali, Mauritanie et Manantali. La particularité de l'ensemble est la situation de Manantali, qui est une zone de production pure.

Le faible maillage du réseau de transport régional rend illusoire une application de la règle connue sous le nom de « n-1 » ; en particulier, la perte de l'une ou l'autre (Est ou Ouest) des longues artères venant de Manantali doit s'accompagner de délestages.

La conduite du système régional laisse à désirer, principalement pour les raisons suivantes :

- seule la centrale de Manantali dispose actuellement d'un centre de conduite et d'un système moderne d'acquisition, transport et traitement de données ;
- le Sénégal s'équipe actuellement d'un centre moderne, prolongé par un réseau de télécommunications adéquat, mais jusqu'à présent, exploite son système avec un SCADA aux performances limitées. En particulier, il ne reçoit pas en temps réel le bilan des apports de Manantali, ce qui rend aussi lent que difficile le respect des programmes d'échanges par action manuelle sur les groupes sélectionnés pour le réglage secondaire ;
- le Mali ne dispose pas actuellement de centre de conduite de son système production – transport et ne pourra pas s'équiper avant fin 2010 ;

Les échanges d'information par téléphone entre la salle de conduite du réseau du Mali et le centre de Manantali n'atteignent pas un niveau, ni une vitesse suffisants pour une conduite souple, préventive et respectueuse des programmes de production ;

- les réserves de puissance dans les pays sont au mieux inexistantes voire négatives. Les sociétés nationales ne respectent pas les engagements en matière de taux de réserve secondaire et évitent de démarrer leurs unités d'extrême pointe (turbine à gaz), en raison de leurs coûts d'exploitation. Le réglage partiel du niveau de la demande via la fréquence est devenu une habitude. Il en résulte des excursions de fréquence anormalement larges, atteignant parfois le premier seuil de délestage automatique par mini fréquence.

Il sera intéressant d'analyser le comportement du système régional lorsque la SENELEC mettra en service le contrôle automatique de sa production (AGC) associé à son nouveau centre de conduite. A ce moment là, les deux acteurs les plus puissants de la région disposeront d'AGC pouvant agir de façon concertée sur le système régional.

Tableau 3 : Principales caractéristiques de l'offre au Sénégal et au Mali en 2006

| | Sénégal | Mali |
|--|--------------|--------------------|
| Tensions de transport | 225 et 90 KV | 225 , 150 et 60 KV |
| Tensions pour distribution MT | 30 et 6,6 KV | 15 KV |
| Puissance installée (MW) | 576 | 255 |
| Puissance partagée (MW, Manantali) | 60 | 104 |
| Pointe (MW) | 387 | 133 |
| Rendement transport + distribution (%) | 78,6 | 77 |
| Livraison réseaux (MWh) | 2 191 984 | 835 641 |
| Taux de croissance 2006/2005 (%) | 0,8 | 7,6 |
| Energie non fournie (% ventes) | 5,3 | 0,2 |
| Clients HT | 3 | 0 |
| MT | 1171 | 1109 |
| BT | 642 697 | 173 043 |
| Prix vente moyen (FCFA/kwh) | 91 | 86,2 |
| Résultat exploitation/ CA (%) | - 9,6 | + 16 % |

5.2 SENEGAL

5.2.1 Offre actuelle (2006)

La situation de l'offre d'électricité est présentée dans le tableau ci-après, qui appelle les observations suivantes :

- La faible progression de la production en 2006 par rapport à 2005 provient d'un défaut d'offre. La demande ayant continué à croître, l'énergie non distribuée a augmenté, générant une forte croissance de l'auto-production, en particulier chez le plus gros client HT (SOCOCIM). Au total, les ventes aux clients HT ont baissé de 8 % en 2006 (154 GWh) par rapport à 2005 (172 GWh) ;
- Les principales causes d'énergie non distribuée sont l'indisponibilité technique des groupes et le manque de combustible, qui a affecté aussi bien les centrales SENELEC que les IPP où la mise à disposition du combustible est à charge de SENELEC (contrat GTI) ;
- Suite à la mauvaise disponibilité des machines et du combustible, l'ordre de placement économique des unités de production n'est plus respecté, ce qui ne permet pas d'optimiser les coûts de production ;
- La SENELEC bénéficie depuis 2005 d'une exonération partielle des taxes spécifiques sur les carburants, y compris lorsque ces carburants sont mis à disposition des IPP pour transformation en électricité au profit de la SENELEC ;

cette exonération ne s'étend pas aux auto-producteurs ni à la production en secours des clients de SENELEC.

- La création du réseau OMVG (cf. ci-après) permettra de raccorder au RI les deux centrales régionales de Tambacounda et Boutoute (Casamance).
- L'importance du nombre d'incidents traduit bien une médiocre qualité de service, dont les clients se plaignent amèrement :
 - La cimenterie SOCO CIM, qui travaille depuis 2007 en auto-production, a enregistré en 2006 jusqu'à 35 à coups de tension par jour ; certains de façon tellement prononcés que les dispositifs de contrôle des entraînements de moteurs à vitesse variable se dérèglent, entraînant l'arrêt automatique des installations. Dans le meilleur des cas, le processus de redémarrage demande 4 heures. SOCO CIM affirme que la meilleure qualité de fourniture d'électricité à partir de sa propre centrale a permis d'augmenter de 12 % sa production de ciment ;
 - l'hôtel Le Méridien Président à Dakar signale que sur les 7 premiers mois de 2007, il avait déjà enregistré un nombre d'heures de fonctionnement de ses groupes de secours supérieur (704 heures) au nombre total d'heures de toute l'année 2006 (688 heures). Il se plaint également de la dégradation de l'information diffusée par la SENELEC à ses clients : absence de préavis de coupure, absence de prévision de durée des coupures, etc.

Les perturbations enregistrées sur les réseaux sont en grande partie dues aux déficits de production. Mais le service transport - distribution est également concerné. Or, l'accès des clients éligibles au réseau interconnecté nécessite un service transport - distribution de bonne qualité sous peine de multiplier les situations dans laquelle le consommateur final mécontent de la qualité du service n'est pas à même d'en connaître les raisons et les responsabilités.

Tableau 4 : Situation de l'offre d'électricité au Sénégal

| Ressources | Puissance installée (MW) | Production 2006 (GWh) | Production 2005 (GWh) | Variations 2006/2005 (%) | Observations |
|----------------------|--------------------------|-----------------------|------------------------|--------------------------|------------------------|
| Vapeur | 113 | 468,7 | 569,2 | - 17,7 | 2 centrales, 7 unités |
| Diesel | 180 | 684 | 659 | +4 | 6 centrales, 29 unités |
| Turbine gaz | 76 | 199,3 | 130,5 | +52,7 | 2 centrales 4 unités |
| S/total SENELEC | 369 | 1352 | 1359 | - | |
| Achats Manantali | 60 | 234,1 | 267 | -12 | |
| GTI | 50 | 209,4 | 297,6 | -30 | 1 unité CC |
| AGGREKO | 57,4 | 299,1 | 155,7 | +92 | 70 unités |
| Autres achats | | 184 | 218 | | |
| S/total achats | 167,4 | 742,6 | 720,5 | +3 | |
| S/total RI | 537 | 2094,9 | 2079,2 | +0,8 | |
| Centrales régionales | 24 | 68,4 | 63,7 | | 2 centrales |
| Centres isolés | 15,4 | 28,6 | 27,1 | | 14 centres |

| Ressources | Puissance installée (MW) | Production 2006 (GWh) | Production 2005 (GWh) | Variations 2006/2005 (%) | Observations |
|------------------------------|---------------------------------|------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|---------------------|
| S/total hors RI | 39,4 | 97 | 90,9 | | |
| Total général | 576 | 2191,9 | 2170,1 | | +1 |
| Pointe RI (MW) | | 387 | 374 | | |
| Energie non distribuée (GWh) | | 95 (4,3 %) | 30 (1,4 %) | + 316 | |
| incidents RI (90+30 KV) | | 2 921 | 3 076 | +155 | |
| Manceuvres pour délestage | | 10 972 | 13 786 | + 290 | |

5.2.2 Caractéristiques principales des contrats d'achat de la SENELEC aux IPP

La SENELEC a conclu différents contrats d'achats d'électricité.

1. Contrat SOGEM / ESKOM (énergie de Manantali)

Depuis 2001 et pour une durée de 30 ans, la SENELEC est l'acheteur exclusif de la quote-part revenant au Sénégal, soit 30 % de la puissance installée de 200 MW et d'un productible estimé à 800 GWh. Depuis 2004, les fournitures ont été comprises entre 600 et 700 GWh/an. Le prix moyen est actuellement de l'ordre de 32 FCFA/ kWh, transport, transformation et livraison inclus.

2. Contrat GTI (USA)

La centrale a été mise en service en 2000. Le contrat conclu est de type BOOT sur 15 ans, avec une valeur de reprise prédéterminée.

La centrale est un cycle combiné de 50 MW, fonctionnant au kérosène, dont la plage de modulation est contractuellement comprise entre 80 et 105 %.

Le contrat prévoit la vente de l'énergie en exclusivité à la SENELEC, qui s'est engagée à prélever 300 GWh/an. La rémunération comprend un terme fixe et un terme proportionnel. La SENELEC est responsable de la mise à disposition du combustible et GTI s'est engagé sur une consommation spécifique plafond. Le coût de revient actuel est de 97 FCFA/KWh environ. Les paiements de la SENELEC à GTI sont garantis à travers la domiciliation bancaire d'une sélection de gros clients.

L'exécution de ce contrat appelle les observations suivantes : la plage de modulation est trop étroite du fait qu'il s'agit de la plus grosse unité du système régional. La centrale a connu de gros problèmes techniques en 2006 et des temps d'indisponibilité dépassant les limites contractuelles. Des problèmes d'approvisionnement en combustible se sont posés ces dernières années.

De même, SENELEC n'a pu enlever le productible contractuel de 300 GWh/an depuis 2005 suite à une disponibilité insuffisante de la centrale. Des négociations sont en cours pour réaménager le contrat.

3. Contrat MATELEC (Liban)

Ce contrat de type BOO a été signé en février 2005 pour une durée de 15 ans. La centrale de Kounoune 1 devait être opérationnelle fin 2007.

La centrale est composée de 9 groupes diesel de 7,5 MW, semi rapides (1500 t/ min) fonctionnant au FO. La disponibilité de puissance est égale à 90 % de la puissance installée (en pratique, au moins 6 machines sur 7 disponibles en permanence).

Le contrat prévoit la vente de l'énergie en exclusivité à la SENELEC. La modulation de la puissance livrée est comprise entre 1,0 et 67,5 MW. Cette modulation est à la discrétion du centre de conduite de la SENELEC. La rémunération comprend un terme fixe dégressif sur la durée du contrat et un terme proportionnel. La SENELEC est responsable de la mise à disposition du combustible et MATELEC s'est engagé sur une consommation spécifique plafond. Les paiements de la SENELEC à la société de projet (Kounoune Project Co) sont garantis à travers une lettre de crédit de la CBAO (revolving de 12 mois, renouvelable) et compte séquestre de deux mois alimenté par une domiciliation bancaire des recettes de certaines agences commerciales.

4. Contrat AGGREKO (Dubai)

Il s'agit d'un contrat de location à court terme (de quelques mois) d'une centrale modulaire (unités diesel de petite taille, en containers, brûlant du DDO) pour en acquérir la production. Ce contrat a été utile à la SENELEC depuis 2005 en raison des retards de mise en production de la centrale de KOUNOUNE 1. Dans ce contrat aussi, la SENELEC assure la fourniture du combustible.

Le coût de revient d'environ 103 FCFA/ kWh pour un coût du DDO de 380 FCFA/ kg ne permet pas une utilisation en base, sauf circonstances exceptionnelles.

Le terme du contrat a été fixé par SENELEC à juin 2008.

5. Contrats d'achat aux installations propres de production d'électricité

Les achats à SOCOCIM (cimenterie) et à ICS (phosphates) ont été décroissants jusqu'en 2006 et ont cessé en 2007. La cimenterie s'est flotée et l'industrie du phosphate, en difficulté, a réduit sa production de vapeur fatale, source de production d'électricité.

5.2.3 Evolution du système national de production/ transport

1. Projet Tobène (2010)

Il s'agit encore d'un projet de centrale Diesel au FO, d'une capacité de 70 MW à réaliser en BOO avec une livraison exclusive à SENELEC pour une durée de 15 ans.

La fourniture du combustible sera assurée par SENELEC et le contrat devrait être semblable à celui de la centrale de Kounoune 1. Les appels d'offres ont été lancés au 2^{ème} semestre 2007.

2. Projet charbon 125 MW (2010)

Les négociations finales sont en cours pour la réalisation en BOO d'une unité charbon – vapeur de 125 MW, brûlant du charbon importé et déchargé au port charbonnier,

situé à Sendou. Cette centrale, composée d'une unité, sera construite par la société indienne BEHL et exploitée par un groupement NYCOMB (Suède) et ALDYCH (RU).

Les éléments contractuels portés à notre connaissance sont les suivants :

- Responsabilité de l'approvisionnement à la charge de l'opérateur, y compris achat du combustible ;
- Garantie de disponibilité de la puissance : 98 %, hors entretiens programmés ;
- Contrat de vente exclusive à la SENELEC d'une durée de 25 ans selon une formule binôme ;
- Garantie sous forme de lettre de crédit à 12 mois plus celle de l'Etat ;
- Prix indexé sur le prix du charbon.

3. Projet hydroélectrique OMVS /SOGEM de Felou (2012)

La puissance installée est de 60 MW pour un productible estimé à 300 GWh/ an. La quote-part réservée au Sénégal (SENELEC) est égale à 25 %.

4. Projets hydroélectriques de l'OMVG (2013)

La première phase (2012) se compose des centrales de Kaleta (Guinée) et de Sambagalou (frontière Guinée-Sénégal) et d'un réseau de transport de 225 kV d'une longueur de 1700 km, reliant la Guinée, la Guinée-Bissau, la Gambie et le Sénégal, avec la traversée de la Casamance et une interconnexion au système SENELEC – OMVS via le poste 225 kV SENELEC de Kaolack.

La puissance cumulée de ces deux centrales est de 225 MW, avec un productible annuel cumulé estimé à 1350 GWh. La quote-part du Sénégal est de 40 %, soit une puissance installée de 90 MW et un productible estimé à 540 GWh.

Le prix de cession est estimé provisoirement à 32,5 FCFA/ kWh, transport et transformation d'abaissement de la tension inclus.

L'étude institutionnelle réalisée a proposé un schéma selon le cadre OMVS, c'est à dire sans prendre en considération l'ouverture du marché, ni les lacunes constatées dans le fonctionnement de ce schéma. Cependant, les modalités d'une implication accrue du secteur privé sont en cours d'analyse et devraient modifier sensiblement le schéma initialement proposé. Il est peu probable, pour des raisons politiques, qu'elles conduisent à changer les principes de quota nationaux pour la répartition du productible ou de détermination d'un prix moyen. En revanche, des innovations peuvent être envisagées sur la relation prélèvement - tarification - paiement et ainsi éviter de recréer les incohérences existantes à l'OMVS, notamment celles générées par l'absence de pénalités en cas de retards de paiement des sociétés nationales. Une différenciation du prix des prélèvements en pointe et hors pointe pourrait également faciliter la gestion du productible et des ouvrages ainsi que l'optimisation des parcs de production dans la région.

5. Projet hydroélectrique de Gouina par l'OMVS/SOGEM (2015)

Ce projet correspond à une puissance installée de 100 MW et d'un productible de 430 GWh/an. Nous ferons l'hypothèse provisoire que la quote-part du Sénégal sera de 20 %, soit une puissance installée de 20 MW et un productible de 85 GWh/an.

6. Projet de centrale charbon de 250 MW (2015)

Ce projet en est encore au stade des contacts préliminaires. L'intention est de confier la réalisation et l'exploitation de la centrale à une société indépendante de SENELEC.

5.2.4 **Equilibre Offre – Demande**

5.2.4.1 **Offre SENELEC**

L'équilibre entre l'offre et la demande est présenté dans le tableau ci-après. L'excédent de productible par rapport à la demande ne devient réellement significatif qu'une fois la première centrale charbon mise en service, c'est à dire en 2011. Aussi, la reprise de l'alimentation de la cimenterie SOCOCIM à partir du RI (20 MW et 120 GWH en 2007, 30 MW et 180 GWh en 2009) ne peut-elle être envisagée avant 2011. Si la SENELEC améliore la disponibilité et le productible de ses centrales thermiques, les conditions d'équilibre apparaissent satisfaisantes dès 2010, grâce à la mise en service de la centrale de Tobène.

Figure 2 : Equilibre Offre-Demande d'électricité au Sénégal

Tableau 5 : Equilibre Offre – Demande d'électricité au Sénégal

| Années | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Puiss. installée / réservée OMVS, OMVG, IPP (MW) | 540 | 540 | 610 | 710 | 725 | 815 | 815 | 1085 |
| Pointe RI (MW) ⁴ | 400 | 430 | 460 | 495 | 540 | 580 | 635 | 700 |

⁴ estimations à partir du document «Prévision de la demande SENELEC 2004 » remis lors de la mission.

| Années | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|---------------------------------------|-------|-------|-------|-------------------|-------|-------------------|-------|-------|
| Productible annuel (GWh) ⁵ | 2650 | 2650 | 3100 | ⁶ 3800 | 3875 | ⁷ 4415 | 4415 | 6000 |
| Demande au RI (GWh) | 2 108 | 2 309 | 2 547 | 2 777 | 3 023 | 3 275 | 3 551 | 3 955 |
| Offre - Demande (GWh) | 542 | 341 | 553 | 1023 | 852 | 1140 | 864 | 2045 |

5.2.4.2 Offres indépendantes susceptibles d'alimenter des clients éligibles

Le tableau qui suit présente la liste des producteurs actuels ou en projet qui seraient susceptibles de fournir de l'énergie aux clients éligibles. Ces producteurs représentent une puissance totale de l'ordre de 515 MW.

Tableau 6 : Producteurs susceptibles d'alimenter des clients éligibles

| Nom de la centrale | Année mise en service | Type/ Combustible | Puissance(MW) | Nombre unités | Type contrat concession | Durée PPA (années) |
|--|-----------------------|---------------------------------|----------------|--------------------------------|----------------------------|--------------------|
| GTI | 2000 | GTCC DDO | 50 | 1 | BOOT | 15 |
| Kounoune 1 | 2007 | Diesel FO+Gasol démarrage | 67 | 9 | BOO | 15 |
| Tobène | 2010 | Diesel FO+gasol démarrage | 70 | +/- 10 | BOO | 15 |
| Charbon | 2011 | Charbon- vapeur | 125 | 1 | BOO | 25 |
| ESKOM | 2001- 2012 | Hydro (2 centrales) | 60+12 | 5+3 | Affermage international | 30 |
| OMVG | 2013 | Hydro (2 centrales) | 48+42 | 3+3 | Affermage international | 30 |
| AGGREKO | Sans objet | DDO | Flexible | Flexible | Location | Courte durée |
| Centrales des auto- producteurs (Cimenteries et ICS) | Sans objet | DDO | 40 (24+16) | Flexible (petites unités) | Auto- producteurs | Sans objet |

⁵ on suppose que le parc existant en 2006 fournit 2200 GWh /an .

⁶ on suppose le déclassement des unités vapeur de Bel Air.

⁷ raccordement des centrales régionales au RI.

Tableau 7 : Aptitude des producteurs à devenir opérateur de clients éligibles

| Nom de la centrale | Modulation (suivi charge) | Continuité de Fourniture | Prix (FCFA/kwh) | Remarques | Aptitude comme opérateur de marché |
|--------------------|---|--|-------------------------------------|--|--|
| GTI | Limité entre 80 et 105 % de puissance nominale (Pn) | Nulle si indisponibilité de l'unité unique | ⁸ 97,5 | Pn* actuellement non garantie | Faible |
| Kounoune 1 | De 1 à 67,5 MW | 90% de Pn garanti grâce nombre unités | 77,2 (cf. estimation ci-dessous) | Paramètres à confirmer à la fin de la période de marche industrielle | Bonne |
| Tobène | De 1 à 70 MW | 90% de Pn garanti grâce nombre unités | 77,2 (cf. estimation ci-dessous) | Paramètres à confirmer après signature du contrat | Bonne |
| Charbon | Peu économique ; lent | Nulle en cas d'indisponibilité de l'unité | 60,0 (estimation) | Centrale avec vocation de base | Faible Impliquerait contrats de secours |
| ESKOM | Idéale | En réalité la fiabilité est celle de la ligne de transport | ⁹ 32,0 | Productible non garanti (hydraulicité) | Bonne techniquement même si implique contrats de secours Modification institutionnelle difficile |

⁸ y compris la prime fixe de 5,7 milliards FCFA/an , sur base contractuelle de 300 GWh/an.

⁹ y compris la prime fixe de 3 milliards FCFA/an.

| Nom de la centrale | Modulation (suivi charge) | Continuité de Fourniture | Prix (FCFA/kwh) | Remarques | Aptitude comme opérateur de marché |
|---|---------------------------|------------------------------|---|---|--|
| OMVG | Idéale | Bonne (2 lignes transport) | 32,0 (à confirmer) | Productible non garanti, mais hydraulicité meilleure que Manantali | Bonne techniquement Encore possible si modification schéma institutionnel |
| AGGREKO | Facile | Bonne | ¹⁰ 103,0 | | Nulle. AGGREKO fournit du secours ou des compléments sur des périodes courtes |
| Centrales des auto-producteurs (Cimenteries, ICS) | Facile | Bonne | 100,0 (estimation selon hypothèse d'utilisation de gasoil) | Douteux que les industriels propriétaires se lancent dans la commercialisation de l'électricité | Faible |

Détail estimation :

| Rubriques | Quantités | FCFA/kg | FCFA/kWh |
|-------------|-----------------|---------|----------|
| Combustible | 205 gr HFO/ kWh | 200 | 41,0 |
| | 15 gr DDO/ kWh | 380 | 5,7 |
| Lubrifiants | 2 gr/ kWh | 1200 | 2,4 |

¹⁰ 73 FCFA/kWh de part proportionnelle + 30 FCFA /kWh de prime fixe.

| Rubriques | Quantités | FCFA/kg | FCFA/kWh |
|----------------------------|---|----------------|-----------------|
| Maintenance | Forfait | | 15 |
| Amortissement | 487 500 FCFA/ kW sur 15 ans à 4 000 kWh/an | | 8,1 |
| Frais financiers et divers | Forfait | | 5,0 |
| Total | | | 77,2 |

5.2.4.3 Demande clients éligibles

Le tableau ci-dessous résume les données des clients les plus importants, leur position par rapport au réseau et l'évolution de leurs besoins.

La puissance cumulée des clients éligibles raccordés au réseau interconnecté et dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 5 MW représentera 45 MW en 2009 et devrait doubler vers 2011.

Si le seuil d'éligibilité était abaissé rapidement à 1 MW, le cumul des puissances appelés passerait à 60 MW en 2010 pour dépasser 120 MW vers 2011.

La puissance souscrite maximum foisonnée de l'ensemble des clients éligibles se présentera comme suit :

| Année | Puiss. foisonnée Clients > 5 MW | Puiss. foisonnée Clients > 1MW |
|-------|------------------------------------|-----------------------------------|
| 2010 | 35 | 50 |
| 2011 | 75 (45 à 50 MW hors SOCOCIM) | 95 (65 à 70 MW hors SOCOCIM) |

Deux clients se distinguent :

- SOCOCIM, par sa taille sur un site unique (20 MW) et par son projet d'extension (+10 MW), mais son retour au réseau interviendra pour des achats à un producteur Diesel ;
- SDE par sa taille en cumulant les puissances des divers sites d'exploitation : 26 MW en 2009 et 32 MW vers 2011 après le doublement de la capacité de KMS ; au-delà de 2015, la production d'eau nécessitera une forte puissance si la solution du dessalement d'eau de mer est retenue (3KWh/m³).

Une partie des clients éligibles restera alimentée par la SENELEC. La puissance foisonnée des clients autres que SOCOCIM, qui choisiront un autre producteur que SENELEC, est estimée à :

- 25 MW en 2010 en considérant l'ensemble des clients dont la puissance souscrite par site est supérieure ou égale à 5 MW et à 35 MW en considérant l'abaissement du seuil à 1 MW ;
- 30 MW en 2010 en considérant l'ensemble des clients dont la puissance cumulée souscrite est supérieure ou égale à 5 MW et entre 40 et 45 MW en considérant l'abaissement du seuil à 1 MW.

Tableau 8 : Demande des clients potentiellement éligibles au Sénégal

| Clients éligibles | Alimentation (sites) | | Puissance appelée (MW) | | |
|--|----------------------|----|------------------------|--------------|------------------|
| | HT | MT | 2007 | 2009 | 2011 |
| SOCOCIM | 1 | | Pour mémoire | Pour mémoire | ¹¹ 30 |
| SDE (Mékhé, KMS, Carmel) | 1 | 2 | 12 | 20 | 25 |
| Ciments du Sahel | 1(futur) | | Pour mémoire | Pour mémoire | ⁸ 7 |
| ICS Taiba | 1 | | - | 10 | 10 |
| SDE (Dakar ville et autres localités) | | 10 | 5 | 6 | 7 |
| ICS Dakar | | 2 | 7 | 7 | 7 |
| BCEAO | | 2 | 5 | 5 | 5 |
| S/total > 5 MW | 4 | 16 | 29 | 48 | 91 |
| Clients > 3 MW | | 2 | 5 | 5 | 5 |
| Clients 2 à 3 MW | | 2 | 4 | 4 | 4 |
| Clients 1,5 à 2 MW | | 4 | 6 | 6 | 6 |
| Clients 1,0 à 1,5 MW | | 17 | 17 | 17 | 17 |
| S/total 1 à 5 MW | | 25 | 32 | 32 | 32 |
| Total général | 4 | 41 | 61 | 80 | 123 |

Sauf distorsions sur les taxes sur les produits pétroliers, un client HT comme SOCOCIM, travaillant sur un site unique, peut produire son électricité à un coût inférieur au tarif actuel de SENELEC, en évitant le prix de transport SENELEC qui s'ajoute au prix d'un IPP utilisant les mêmes moyens de production.

5.2.5 Coûts de revient sur un marché libéralisé

5.2.5.1 Production

Nous écartons a priori la centrale de Manantali en raison de la nécessité de renégocier les modalités de cession de l'énergie, le statut des lignes de transport et l'intégration verticale des activités production et de transport.

Les centrales qui remplissent le mieux les conditions de garantie et un niveau de prix attractif sont finalement :

- les centrales diesel consommant du FO, c'est à dire les centrales de Kounoune 1, en cours de mise en service, et de Tobène dont l'appel d'offres est en cours. Les conditions nécessaires sont la renégociation en gré à gré du PPA entre SENELEC

¹¹ On suppose que les cimenteries chercheront à intégrer le réseau lorsque la production de base et le tarif longue utilisation auront baissé.

et MATELEC (propriétaire de Kounoune 1) pour libérer au moins une partie du productible, et une modification du projet de contrat de Tobène .

- les centrales de l'OMVG, ce qui implique toutefois un accord quadripartite sur les modalités de commercialisation du productible des centrales.

On peut aussi imaginer que dans le cadre d'une filialisation – privatisation, SENELEC isole ses centrales Diesel existantes brûlant du FO et les plus économiques dans son parc actuel (86 MW Diesel en 5 groupes sur le site Cap des Biches) ou la centrale C6 (60 MW Diesel en 4 groupes sur le site Bel Air) pour en faire un producteur compétitif, les autres centrales SENELEC devenant des centrales de pointe pure et/ ou de réserve.

5.2.5.2 Transport et commercialisation

La comptabilité de la SENELEC ne permet pas encore d'évaluer avec fiabilité les coûts de transport HT et MT. De plus, il faut intégrer au niveau du transport HT le coût du transport assuré par la SOGEM avec la longue liaison dans la vallée du fleuve Sénégal depuis la frontière avec le Mali jusqu'au poste de Tobène où se fait la jonction avec le réseau SENELEC. Il faudra également prendre en compte le transit de l'énergie de Manantali vers la Mauritanie qui utilise en grande partie la ligne 225 kV implantée en territoire sénégalais. Enfin, l'apparition de l'OMVG comme troisième gros opérateur transport va rendre encore plus complexe le calcul des coûts de transport au Sénégal.

Sur la base des tarifs et rendements d'EDF (France), les coûts de transport minimum s'établissent ainsi :

- HT (10 000 KW - 3500 heures/an) à 7,0 FCFA/ kWh,
- MT (5000 KW - 3500 heures/an) à 12,0 FCFA / kWh.

Les coûts de commercialisation peuvent être estimés entre 1 FCFA/ kWh (gros clients) et 2 FCFA/ kWh (moyens clients MT).

5.2.5.3 Estimation du coût de revient pour les clients éligibles et comparaison avec le tarif SENELEC

Le coût de revient du kWh pour les clients éligibles peut être estimé provisoirement au minimum à 85 FCFA/ kWh pour la HT et à 91 FCFA/ kWh pour la MT. Le tableau ci-dessous présente une comparaison de ces coûts avec les tarifs SENELEC.

. Cette comparaison est basée sur les hypothèses suivantes :

- Puissance souscrite : 5 000 kW
- Consommation annuelle : 3500 heures soit 17 500 000 kWh/ an
dont , hors pointe : 13 500 000 kWh
pointe : 4 000 000 kWh
- Respect de la limite de puissance (pas de pénalités dépassement)
- Pas de pénalités liées à la puissance appelée par rapport à la puissance souscrite.

Le facteur de charge de 40 % correspond à une industrie tournant en deux postes, de 7 h à 23 h. Cette industrie bénéficierait sans doute du tarif longue utilisation, mais son prix moyen est déterminé selon les conditions générales.

A noter que, selon les accords avec l'OMVG, le prix de fourniture sur le marché libéralisé pourrait dépendre directement du prix du pétrole alors que le tarif SENELEC dépendra, à moyen terme et en partie, des coûts de revient des productions à partir du charbon et hydroélectriques, pondérés par les subventions croisées entre les catégories d'abonnés, imposées par le gouvernement.

De même, la décision des IPP de quitter (même partiellement) la sécurité procurée par les PPA existants, comporte un risque de marché qu'ils voudront valoriser.

Avec ces réserves, la comparaison du tarif MT SENELEC avec les coûts de revient de fourniture sur le marché libre montre que le prix sur le marché libre peut être compétitif.

5.2.5.4 Conclusion sur l'offre alternative

Pour créer de véritables conditions de concurrence, il serait nécessaire de disposer de deux producteurs indépendants, plutôt que de se référer uniquement au tarif régulé de SENELEC.

Si on exclut les centrales existantes les plus économiques, celles qui remplissent le mieux les conditions de garantie d'un service de qualité ainsi qu'un niveau de prix suffisamment attractif sont les suivantes :

- Les centrales diesel consommant du FO, c'est à dire les centrales de KOUNOUNE (en cours de démarrage), sous réserve d'une renégociation en gré à gré du PPA entre SENELEC et MATELEC pour libérer une partie du productible, et de TOBENE, sous réserve de le prévoir dans le contrat ;
- les centrales de OMVG, ce qui suppose un accord quadripartite original sur les modalités de commercialisation du productible.

A l'avenir, les clauses d'exclusivité portant sur l'ensemble de la production ne devraient plus être autorisées.

5.2.6 Situation financière de la SENELEC

L'évolution des comptes d'exploitation de la SENELEC sur la période 2003 – 2006 est présentée dans le tableau ci-après.

Cette évolution est caractérisée par une nette dégradation de la marge brute d'exploitation et du résultat liées à l'évolution des dépenses d'exploitation (achats et combustibles), non compensées par un développement des ventes (+19%), par un ajustement suffisant des tarifs (+20%) ou encore par des subventions d'exploitation suffisantes, malgré la détaxation partielle du combustible.

L'évolution du bilan montre une forte augmentation de l'endettement à long terme lié aux investissements réalisés. Les résultats négatifs ont amputé les capitaux propres de plus de la moitié du capital social et le ratio d'endettement à long terme atteint un seuil critique de 72% fin 2006.

En effet, depuis 2003, le coût moyen des combustibles a doublé, alors que le prix moyen de vente baissait entre 2003 et 2005 de 83 FCFA/kWh à 70 FCFA/kWh, puis augmentait à 91 FCFA/kWh en 2006.

La trésorerie nette était négative de 24 Md FCFA à fin 2006.

Figure 3 : Evolution des ventes et des prix moyens de la SENELEC

Figure 4 : Evolution des résultats de la SENELEC

Tableau 9 : Evolution des résultats de la SENELEC

| Unités : M FCFA | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
|----------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Ventes de produits finis | 117 685 | 124 345 | 134 583 | 157 183 |
| Travaux et Services Vendus | 4 520 | 4 769 | 4 962 | 5 183 |
| Produits accessoires | 181 | 95 | 137 | 168 |
| Chiffre d'affaires | 122 385 | 129 210 | 139 232 | 162 534 |
| Subventions d'expl. | 0 | 0 | 25 921 | 32 881 |
| Autres produits | 15 924 | 3 785 | 13 270 | 1 866 |
| Produits | 138 309 | 132 995 | 178 424 | 197 282 |

| Unités : M FCFA | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
|---------------------------------------|--------------|-------------|---------------|----------------|
| Charges d'exploitation | | | | |
| Achats | 5 020 | 8 077 | 11 287 | 10 470 |
| Var. stocks | 608 | -1 692 | -2 540 | -2 995 |
| Transport | 832 | 1 200 | 1 426 | 1 537 |
| Services ext. | 29 583 | 35 847 | 42 059 | 78 168 |
| Impôts et taxes | 3 413 | 4 057 | 4 443 | 5 210 |
| Autres charges | 15 564 | 4 972 | 15 270 | 6 530 |
| Personnel | 16 426 | 18 262 | 19 106 | 20 912 |
| Dépenses d'expl. | 71 445 | 70 724 | 91 051 | 119 832 |
| Excédent brut | 19 661 | 14 091 | 8 358 | -7 297 |
| Reprises prov. | 1 219 | 5 310 | 2 356 | 1 683 |
| Transfert ch. | 296 | 286 | 1 024 | 113 |
| Dot. Amortiss. | 14 942 | 15 751 | 16 022 | 17 650 |
| Dot. Provis. Expl. | 2 296 | 3 004 | 3 545 | 755 |
| Résultat expl. | 3 938 | 932 | -7 829 | -23 907 |
| Revenus financiers | 47 | 2 563 | 1 433 | 45 |
| Gains de change | 250 | 46 | 7 | 2 |
| Reprise de provisions | 199 | 15 | 19 | 0 |
| Transfert de charges | 738 | 0 | 0 | 0 |
| Frais financiers | 5 257 | 4 351 | 6 742 | 11 221 |
| Amort. Fina. | 1 767 | 1 619 | 1 619 | 1 193 |
| Résultat financier | -5 804 | -3 365 | -6 943 | -12 370 |
| Résultat AO | -1 866 | -2 433 | -14 772 | -36 277 |
| Cessions immos | 28 | 5 420 | 9 | 0 |
| Produits HAO | 0 | 5 | 2 | 0 |
| Reprises HAO | 1 841 | 1 868 | 10 748 | 2 152 |
| Valeur comptable des cessions d'immos | 3 | 3 271 | 0 | 0 |
| Charges H.A.O. | 14 | 0 | 18 | 1 |
| Résultats HAO | 1 852 | 4 022 | 10 741 | 2 151 |
| Impôt sur le résultat | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Résultat net | -15 | 1 588 | -4 031 | -34 127 |

5.3 MALI

5.3.1 Offre actuelle (2006)

Le parc de production du Mali à fin 2006 et ses performances comparées entre les années 2005 et 2006 sont présentés dans le tableau ci-après.

Cette situation appelle les observations suivantes :

- Depuis 2001, le seul producteur indépendant d'EDM SA est SOGEM/ESKOM pour une durée de 30 ans. En effet, EDM SA est acheteur exclusif de la quote-part de

Manantali revenant au Mali (52% des 200 MW installés et des 800 GWh de productible annuel théorique) ;

- Le pays consomme depuis 2005 l'ensemble de ses ressources hydroélectriques ; c'est la raison pour laquelle l'augmentation de la production en 2006 par rapport à 2005 est d'origine thermique ;
- L'interconnexion prévue avec la Côte d'Ivoire (cf. ci-après) permettra de raccorder au réseau quatre centres importants (Sikasso, Koutiala, San et Bougouni), représentant une production de 40 GWh en 2006, soit 40% des 21 centres isolés actuels ;
- L'augmentation du nombre d'incidents est attribuée principalement à l'absence fréquente de réserve tournante à partir de 2006 sur l'ensemble du système régional ; la situation s'est aggravée en juin-juillet 2007, lorsque le réservoir de Sélingué s'est trouvé à sec ;
- l'ordre de placement des unités de production est le suivant :
 - Base : Sotuba (centrale au fil de l'eau), l'essentiel de la production Diesel et un talon des productions de Sélingué et de Manantali ;
 - Suivi de la charge : Sélingué et Manantali ;
 - Couverture de la pointe : essentiellement Manantali, avec un complément Diesel.

Tableau 10 : Situation de l'offre d'électricité au Mali

| | Puissance installée (MW) | Production 2006 (GWh) | Production 2005 (GWh) | Augmentation 2006/2005(%) | Indications Complément. |
|------------------------------|--------------------------|--|------------------------|---------------------------|---------------------------------|
| Hydraulique | 52 | 275 | 242 | | Sotuba, Sélingué, Felou (micro) |
| Thermique Diesel | 41 | 53,4 | 79,2 | | Dar Salam Balingué |
| Turbine gaz | 20 | 16,1 | 18,8 | | Dar Salam |
| Quote-part Manantali * | 105 | 391,5 | 400 | | |
| S/total RI | 218 | 764 | 711 | | |
| Centres isolés | 38 | 101 | 94 | 8 | |
| Total général | 256 | 865 | 805 | | |
| Pointe RI (MW) | | 132,7 | 123,4 | | en mai |
| Energie non distribuée (GWh) | | 0,61 GWh soit 0,8 pour mille de la prod.RI ¹² | | | |
| Incidents RI | | 272 | 80 | | |

¹² Statistique sous-évaluée.

5.3.2 **Évolution du système national de production/transport**

Les compléments suivants à la capacité de production sont prévus :

- Centrale diesel AGGREKO (début 2008)
 - puissance de 18 MW et production de 52 400 MWh/an ;
 - centrale située à Nouakchott, fourniture via ESKOM/ SOGEM. Cet achat temporaire facilitera la gestion du système avant l'entrée en service de la centrale SOPAM ;

- Contrat SOPAM (mi-2008)
 - centrale diesel FO moteurs lents (500 t/min) composée de 5 groupes de 11,2 MW = 56 MW, achetée en Chine de seconde main ;
 - contrat BOOT d'une durée de 5 ans avec une clause d'achat exclusif par EDM SA. EDM souhaite raccourcir la durée de ce contrat afin de se libérer des rigidités du contrat d'achat : limites de modulation de la puissance, take or pay, etc. EDM SA met à disposition de SOPAM le combustible ;
 - puissance garantie de 40 MW, productible annuelle à enlever de 350 000 MWh, correspondant à un facteur de charge de 71 %.

- Centrale Diesel FO (2009) de Balingué
 - Puissance installée de 60 MW, productible annuel moyen de 400 000 MWh, soit un facteur de charge de 76 %.
EDM SA prévoit de transformer les plus gros groupes Diesel existants sur le même site pour brûler du FO (20 MW)

- Interconnexion Côte d'Ivoire (Ferkesédougou) - Mali (Sikasso) (2010), avec une prolongation jusqu'à Ségou pour rejoindre le réseau interconnecté d'EDM SA, en 225 kV. Il s'agira d'un contrat à long terme de vente d'électricité par la Côte d'Ivoire au Mali portant sur une puissance de 60 MW et une fourniture garantie de 480 000 MWh/an.

- Centrale hydroélectrique OMVS/SOGEM de Felou (2012)

Puissance de 60 MW et un productible annuel moyen estimé à 300 GWh/an, dont 50 % destiné au Mali.

- Centrale hydroélectrique de Kénié (2013)

Contrat BOOT avec une puissance installée de 55 MW et un productible annuel moyen de 175 GWh.

- Centrale hydroélectrique OMVS/SOGEM de Gouina (2015)

Puissance installée de 100 MW, productible annuel moyen estimé à 430 GWh ; la quote-part destinée au Mali est estimée équivalente à celle de Felou (50%).

Un centre de conduite national production – transport est prévu en 2010-2011, si les négociations actuellement en cours entre EDM SA et la Banque Ouest Africaine de Développement pour son financement aboutissent en 2008.

5.3.2.1 Offres indépendantes susceptibles d'alimenter des clients éligibles

A l'horizon 2010 il n'existe pas d'offre indépendante susceptible d'alimenter des clients éligibles. En effet, la production thermique seule n'est pas compétitive sur base du coût estimé ci-dessus à 80 FCFA/kWh avant transport, et le contrat SOPAM ne pourra pas constituer une alternative à long terme.

5.3.3 Équilibre offre – demande

5.3.3.1 Réseau Interconnecté

Le tableau ci-après présente une comparaison entre les puissances installées et les besoins relatifs du RI, en supposant qu'aucune des puissances existantes en 2007 ne soit déclassées d'ici 2015.

Selon ces prévisions l'équilibre entre l'offre et la demande devrait être atteint en 2008 et l'offre pourrait être excédentaire en puissance et en énergie dès la mise en service de l'interconnexion avec la Côte d'Ivoire en 2010.

Tableau 11 : Equilibre Offre – Demande d'électricité au Mali

| Années | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|------|------|------|-------------------|
| Puissance installée ou réservée OMVS et Côte Ivoire (MW) | 189 | 249 | 309 | 309 | 339 | 394 | 394 | 444 |
| Pointe (MW) | ¹³ 140 | ¹⁰ 148 | ¹⁰ 155 | ¹⁴ 170 | | | | ¹¹ 223 |
| Productible annuel (GWh) | 1100 | 1500 | 1980 | 1980 | 2130 | 2305 | 2395 | 2520 |
| Demande (GWh) | ¹⁰ 808 | ¹⁰ 851 | ¹⁰ 896 | ¹¹ 970 | 1038 | 1111 | 1188 | 1272 |
| Productible - Demande (GWh) | 292 | 649 | 1084 | 1010 | 1092 | 1194 | 1207 | 1248 |

Figure 5 : Equilibre Offre-Demande d'électricité au Mali

¹³ source : CREE, décembre 2007

¹⁴ source : « Etude de stabilité de transport régional », CEDEAO 2005

Ces prévisions d'équilibre devraient être précisées, y compris en intégrant les demandes existantes suivantes, non encore satisfaites par EDM SA, à savoir :

- Celles des centres isolés les plus importants de Sikasso, Koutiala, San, Bougouni et Ségou, qui ont consommé 40 GWH en 2006. Cette demande pourra être satisfaite grâce à l'interconnexion avec la Côte d'Ivoire.
- Celles des industries de ces localités, actuellement auto-productrices, qui pourront aussi être satisfaites à partir du réseau de EDM SA moyennant la construction de réseaux de répartition régionaux de 30 KV.

Le contrat de concession de EDM SA prévoit d'ailleurs une extension du périmètre en ce sens.

- Celles des mines d'or et autres industries extractives du Mali, en plus de la mine de Kalana, qui appelle déjà 2 MW en pointe sur le RI.

5.3.3.2 Demande clients éligibles

Les clients qui rempliraient les conditions d'éligibilité actuelles (puissance appelée supérieure à 5 MW) ne sont pas encore raccordés au RI. Le raccordement des mines et des industries nécessite la construction de centaines de km de lignes HT, dont le coût est à mettre en regard des coûts de leurs auto-productions d'électricité à partir de gasoil, qui sont de plus en plus élevés.

Les perspectives de disponibilité d'une électricité moins coûteuse que la production diesel-gasoil et la demande des auto-producteurs incitent à une réflexion qui intégrerait les intérêts de ces partenaires et leur volonté à participer au financement des ouvrages ou au moins à apporter les garanties nécessaires telles que des contrats d'achat à long terme. L'industrie aurifère est devenue la première source de recettes d'exportation, mais son maintien dépend de sa rentabilité¹⁵ et l'abaissement des coûts d'électricité constitue sans doute un facteur de pérennité de cette activité.

Ce contexte est donc favorable au développement d'un partenariat public-privé pour la construction d'un réseau de transport.

En dehors de ces quelques clients, l'abaissement du seuil d'éligibilité à 1 MW est nécessaire pour pouvoir ouvrir le marché.

5.3.4 Coûts de revient sur un marché libéralisé

5.3.4.1 Production

Les coûts de revient des différentes unités de production sont donnés à continuation (A noter que les combustibles destinés à la production d'électricité sont exonérés des taxes spécifiques sur les produits pétroliers) :

¹⁵ prix de revient comparé aux cours mondiaux de l'or, qui ont atteint des records en 2007.

Tableau 12 : Coûts de revient des différentes unités de production maliennes

| Ressources | FCFA/kWh |
|--|---------------------|
| Thermique DDO (350 FCFA/l) | 112 |
| Thermique FO | 80 |
| Achats Manantali (selon hydraulicité) | 29 à 32 |
| Hydraulique Sélingué | 18 |
| Hydraulique Sotuba | 22 |
| Importations de Côte d'Ivoire | ¹⁶ 52 |
| Hydraulique IPP Kénié (aval de Bamako) | ¹⁷ 48-56 |

5.3.4.2 Transport et commercialisation

EDM SA ne dispose pas des éléments permettant d'évaluer les coûts du transport HT et MT, ni de commercialisation, ce qui nécessiterait d'intégrer les coûts des deux opérateurs : SOGEM et EDM SA.

Compte tenu du caractère encore embryonnaire du réseau de transport, la détermination des coûts de transport devraient davantage se baser sur des coûts de développement, plutôt que sur des valeurs comptables (historiques).

Provisoirement, nous pouvons retenir, comme pour le Sénégal un coût de transport et de commercialisation compris entre 8 FCFA/kWh (HT) et 14 FCFA/kWh (MT).

5.3.4.3 Coût de revient pour les clients éligibles et comparaison avec le tarif EDM SA

Le coût de revient du kWh pour les clients éligibles varie considérablement selon la nature de la ressource : thermique, hydraulique ou mixte. En se basant sur le coût de revient de l'électricité importée de Côte d'Ivoire ou de la production hydraulique de Kénié, le coût de revient pourrait être compris entre 60 FCFA/kWh (HT) et 70 FCFA/kWh (MT) à comparer à un prix MT très proche d'EDM SA d'environ 70 FCFA/kWh déterminé selon la même méthode que pour la SENELEC, avec une puissance souscrite de 5 MW.

Avec la réserve liée à l'origine de la ressource, la comparaison du tarif MT EDM SA avec les coûts de revient de fourniture sur le marché libre montre que le prix sur le marché libre peut être compétitif. Dans l'hypothèse où l'électricité serait d'origine thermique, les coûts de revient sur le marché libre seraient faiblement compétitifs par rapport à EDM SA.

Tableau 13 : Prix HTVA de l'électricité pour un client MT – EDM SA
(5000 KW, 3500 h/an)

| | FCFA | Consommation | Coût annuel |
|--|------|--------------|-------------|
| | | | |

¹⁶ en cours de négociation ; l'étude Lahmeyer (1998) recommandait un prix moyen de 50 FCFA/kWh.

¹⁷ les négociations avec un investisseur iranien situent un prix de cession dans cette fourchette, mais avec une durée de contrat de 11 ans, ce qui est anormalement faible pour une production hydroélectrique.

| | | (1000 kWh) | (1000 FCFA) |
|------------------------|--------|---------------|------------------|
| Prime fixe | 14 950 | | 75 |
| Energie pointe | 88 | 4 000 | 352 000 |
| Energie heures pleines | 63 | 1 3000 | 819 000 |
| Energie heures creuses | 43 | 500 | 21 500 |
| Total | | 17 500 | 1 267 250 |
| Prix moyen | | | 72,4 |

5.3.4.4 Conclusion sur l'offre alternative

Les conditions pour faire émerger des offres indépendantes à des prix compétitifs seraient les suivantes :

- SOGEM/ ESKOM vend directement tout ou partie de l'énergie de Manantali à des clients finaux, mais nous avons vu avec le Sénégal que cela implique une révision improbable des accords internationaux existants ;
- des IPP de Côte d'Ivoire vendent directement à des clients éligibles maliens, ce qui n'est pas la solution retenue pour le moment dans les négociations entre la SOPIE et EDM SA.

A l'horizon 2012, les offres indépendantes pourraient donc être les suivantes :

- les futures centrales de l'OMVS (Félou et Gouina), sous réserve de ne pas répliquer les accords existants ;
- la centrale hydroélectrique de Kénié.

5.3.5 Situation financière d'EDM SA

Les comptes d'exploitation de l'activité électricité d'EDM SA ne sont pas disponibles sur la période 2003 - 2006. Les comptes d'exploitation consolidés électricité et eau montrent une nette dégradation depuis la baisse des tarifs imposée en 2004.

Le graphe ci-après montre l'érosion de la marge brute de l'électricité (Ventes- achats - combustibles) sur cette période.

Les résultats analytiques 2005 et 2006 indiquent des pertes de l'activité électricité respectivement de -2,8 MD FCFA, représentant plus de 90% du déficit d'EDM SA (3,1 Md FCFA), et de -1,1 Md FCFA, représentant 100% du déficit.

La réduction des pertes constatées en 2006 est liée pour partie à l'augmentation des ventes, et pour partie à la faiblesse des investissements de renouvellement et à la diminution des charges financières du fait de l'absence de capacité d'emprunt pour financer des investissements. Les investissements dans l'électricité représentent environ 10% du chiffre d'affaires annuel.

Contrairement à la SENELEC, EDM SA bénéficie d'une énergie hydraulique, donc non soumise à l'évolution du prix des produits pétroliers. La société bénéficie en outre d'une exonération totale de la fiscalité sur les combustibles. En revanche, EDM SA ne reçoit pas de subvention en compensation de tarifs insuffisants, à l'exception de l'année 2001 (7,2 Md FCFA) avant le démarrage de Manantali.

Les tarifs d'électricité ont baissé en moyenne de 9% depuis 2004 par décision de la CREE. Le prix de vente moyen s'élève à 85 FCFA/kWh en incluant la prime fixe.

Le bilan d'EDM SA est plus significatif de l'activité eau que de l'activité électricité. Il montre un relativement faible endettement de 40% des capitaux permanents, du fait de la comptabilisation des droits du concédant et des subventions d'investissement de l'activité eau.

La trésorerie nette était négative d'environ 5 Md FCFA à fin 2006.

Figure 6 : Evolution des ventes et des prix moyens d'EDM SA

Figure 7 : Evolution de la marge brute de l'électricité d'EDM SA

Tableau 14 : Résultats 2005 - 2006 de l'activité électricité d'EDM SA

| Unités : M FCFA | 2005 | 2006 |
|----------------------------|----------------|----------------|
| Ventes de produits finis | 66 784 208 966 | 66 784 208 966 |
| Travaux et Services Vendus | 3 447 849 078 | 3 447 849 078 |
| Produits accessoires | 137 | 137 |
| Chiffre d'affaires | 70 232 | 75 898 |
| Subventions d'expl. | 0 | 0 |
| Autres produits | 997 | 1 807 |
| Produits | 71 229 | 77 705 |
| Charges d'exploitation | | |
| Achats | 37 807 | 45 586 |
| Var. stocks | | |
| Transport | 606 | 590 |
| Services ext. | 7 386 | 6 618 |
| Impôts et taxes | 2 277 | 1 133 |
| Autres charges | 1 668 | 909 |
| Personnel | 9 873 | 9 642 |
| Dépenses d'expl. | 59 616 | 64 478 |
| Excédent brut | 11 613 | 13 227 |
| Reprises prov. | 1 180 | -728 |
| Dot. Amortiss. | 10 194 | 10 125 |
| Dot. Provis. Expl. | 3 469 | 372 |
| Résultat expl. | -3 230 | 3 457 |
| Résultat financier | -3 405 | -2 774 |
| Résultats HAO | 4 087 | -1 192 |
| Impôt sur le résultat | 256 | 584 |
| Résultat net | -2 804 | -1 092 |

6 CONDITIONS DE MISE EN ŒUVRE DE MARCHES LIBRES LIMITES

6.1 PRE-REQUIS POUR DEMARRER UN MARCHÉ LIBRE LIMITE

Les pré-requis nécessaires à l'accès des tiers au réseau peuvent se résumer comme suit.

6.1.1 Sur les plans légal et contractuel

- a) Le seuil d'éligibilité de 5 MW semble avoir été fixé de façon assez théorique, sans réelle analyse de la demande. Même en supposant l'abaissement du seuil d'éligibilité à 1 MW, le potentiel de clients éligibles pendant les dix prochaines années restera en effet limité à quatre-vingt au Sénégal et à une quinzaine au Mali.

Le gouvernement du Sénégal envisage d'ailleurs de revoir les seuils actuellement prévus par la loi pour le libre accès aux réseaux et le rythme d'ouverture. Il faut cependant être conscient de deux données opposées :

- le volume du marché libre est le principal attrait pour la nouvelle production indépendante
- l'augmentation du nombre de clients éligibles signifie à la fois une diminution de leur taille moyenne et une augmentation importante de la complexité de la gestion du système, tant sur les plans planification-conduite que sur le plan gestion des ventes et commercialisation .

- b) La révision des clauses d'exclusivité des PPA nécessitera de nombreux mois de négociation avec les IPP, compte tenu de leurs incidences sur les clauses de garantie et de rémunération. De même, des procédures complémentaires d'information et de facturation seront nécessaires.

La domiciliation bancaire de certains clients éligibles ou des recettes d'agences commerciales ne devrait plus être autorisée comme garantie de paiement dans la négociation des contrats BOT (cf. GTI et Kounoune au Sénégal).

La réussite de la révision des clauses d'exclusivité devrait normalement largement dépendre de la clarté et de la crédibilité de la réorganisation envisagée du secteur et des objectifs (volume et délai) de libéralisation du marché.

6.1.2 Sur le plan institutionnel

- a) Les autorités doivent rendre crédible leur engagement à donner au marché un rôle prépondérant (au détriment d'une administration des prix), et ce même pour les fournitures régulées.
- b) Un opérateur de système devrait être chargé de la coordination des actions des opérateurs reliés au RI. Sa gestion devrait être simple et souple en l'adaptant à la situation rencontrée dans chacun des pays. Ses fonctions seraient celles d'un opérateur système indépendant (ISO), qui veillerait aux normes de sécurité et de

qualité, pour l'ensemble des utilisateurs du réseau. En ce qui concerne l'organisation des marchés, plusieurs modalités peuvent être envisagées:

(i) un acheteur central pour l'ensemble du marché régulé à coté d'un organisateur du marché libre, les deux organes étant censés être complémentaires pour l'optimisation de l'exploitation de l'ensemble du système production- transport. L'ouverture du marché (et l'augmentation de son volume en vue d'attirer de nouveaux producteurs) peut alors se faire :

- par l'abaissement du seuil d'éligibilité,
- par voie réglementaire avec l'organisation périodique d'enchères pour la fourniture d'une partie (croissante) de l'énergie appelée par le marché régulé,
- par une conjugaison des deux méthodes ci-avant.

Cette organisation a été testée en Europe avec un certain succès pendant les périodes de dé-intégration progressive des sociétés nationales, mais la coexistence de deux marchés a, semble-t-il été partout une étape de transition dans la libéralisation des opérations des secteurs nationaux.

(ii) traiter les sociétés de distribution indépendantes fournissant à des clients régulés comme des clients éligibles. Ceci suppose d'une part que la branche production de l'opérateur historique est complètement indépendante des branches transport et distribution et, d'autre part la mise en place d'un marché unique où tous les producteurs et tous les acheteurs sont sur le même pied.

(iii) en variante aux précédentes options, séparer les fonctions exploitation- gestion des réseaux de distribution de la fonction fourniture aux clients régulés. Cette étape ne se produit normalement que lorsque le libre choix du fournisseur est programmé pour tous les clients.

- c) Les dispositions applicables aux SNE concernent donc au minimum :
- la filialisation et l'indépendance fonctionnelle des activités de production, de transport et de distribution à l'intérieur des SNE, permettant des évolutions différenciées des différents segments dans des partenariats public-privé ;
 - la désignation d'un organisme existant, qui sera chargé de la planification des besoins de production et de transport.
- d) Pour la SENELEC, l'activité de production propre entièrement thermique devrait à notre avis être privatisée.
- e) Pour EDM SA, une filialisation des activités électricité et eau est une condition préalable à toute restructuration de la branche électricité. Du fait des centrales hydroélectriques, la privatisation éventuelle de secteurs d'activité sera probablement différente au Mali et au Sénégal.

6.1.3 Sur le plan technique

- a) L'offre doit être supérieure à la demande (énergie et puissance). Cette situation pourrait être atteinte au Sénégal à partir de 2011 pour la HT et la MT, et au Mali à partir de 2010 seulement pour la MT.

- b) Les réseaux HT et MT doivent être réhabilités et sans doute renforcés afin de garantir une fourniture stable. Ils doivent aussi être pilotés par des centres de conduite modernes, performants, offrant des fonctionnalités souples et adaptées à un marché mobile et rapide (projet en cours de réalisation au Sénégal et à l'étape bouclage de financement au Mali).
- c) Actuellement, les profils de consommation des clients éligibles ne sont pas connus. Il n'existe pas d'enregistrement continu de leur puissance appelée ou d'enregistrement de relevés de comptages électroniques, permettant d'analyser les profils temporels significatifs.

Des systèmes électroniques de mesure des puissances appelées des clients éligibles permettraient d'acquérir ces données et d'évaluer le foisonnement. Ces éléments fourniront une base plus solide pour la négociation des contrats directs entre IPP et clients éligibles. Ces comptages seront ensuite utilisés pour la gestion des contrats (facturation) et la mesure des écarts par rapport aux programmes d'enlèvement.

Ultérieurement, l'installation de tels comptages et l'établissement de profilages devra précéder chaque étape de l'élargissement du marché.

- d) Les performances techniques et spécialement le niveau de pertes en distribution doit être amélioré.

6.1.4 Sur le plan tarifaire

- a) Les tarifs plafond déterminés par les régulateurs doivent refléter les coûts complets afin d'assurer l'équilibre financier des opérateurs publics et de permettre une mise en concurrence sur une base non biaisée par des subventions publiques (Sénégal). Les programmes d'électrification du pays et les objectifs d'autofinancement du secteur qui y sont associés devront être équitablement répartis entre tous les usagers ; ils seront traduits en particulier à travers les tarifs d'accès et d'utilisation des réseaux.

Les modèles financiers servant à les déterminer doivent être vérifiés par des auditeurs indépendants.

- b) Les subventions publiques versées par les gouvernements aux SNE doivent être transparentes et mieux ciblées, par exemple les exonérations fiscales sur les combustibles destinés à la production publique d'électricité et/ou les subventions versées par les Etats devraient financer uniquement le tarif social (première tranche BT). Les régimes d'exonération fiscale sur les combustibles pourraient être répartis de façon plus équitable et plus efficace d'un point de vue économique.
- c) Les subventions croisées entre les catégories tarifaires doivent être supprimées, afin qu'elles ne biaisent pas les offres de prix concurrentes pour les clients éligibles.
- d) Les données analytiques sur les coûts réels de production et de transport HT et MT doivent être disponibles et reflétées annuellement dans les tarifs d'accès et d'utilisation.
- e) Les transporteurs multinationaux existant (OMVS/ SOGEM) et à venir (OMVG) doivent également être en mesure de fournir toutes les informations permettant l'évaluation du juste coût du transport dans chaque pays.

6.1.5 Sur le plan des modes de fonctionnement

Les mentalités et les comportements des opérateurs dans un cadre libéralisé sont complètement différents. Il est généralement admis que l'ensemble des processus doit être centré sur la satisfaction des attentes des clients. Les responsables du secteur doivent très tôt mettre en place un système d'information performant ainsi qu'une préparation et un accompagnement au changement.

6.2 RECOMMANDATIONS DE MISE EN ŒUVRE

L'ensemble du processus de préparation devrait prendre au minimum deux ans compte tenu de la complexité et de la durée de mise en œuvre de certaines mesures, telles que l'obtention d'un équilibre offre – demande, qui dépendra de la mise en service de nouvelles centrales.

De même, le processus de filialisation-privatisation de SENELEC et de filialisation pour EDM SA nécessitera au minimum deux années.

Il est envisageable d'enchaîner les mesures dans un certain ordre chronologique : restructuration d'abord, préparation du marché ensuite. Mais cette solution risque de ralentir le processus d'ouverture sans nécessairement offrir plus de garanties aux investisseurs privés. Nous recommandons en conséquence de les mener le plus possible en parallèle. En effet, l'objectif de la libéralisation du marché doit être clairement défini au préalable et connu des candidats au processus de restructuration/ privatisation. De plus, certaines des mesures proposées sont communes, en particulier la détermination d'un tarif de transport, base des revenus de la filiale transport.

Nous recommandons les principes suivants de fonctionnement du marché libre limité :

Base de la réorganisation. en première étape, deux marchés en parallèle comme indiqué en 6.1. ci dessus.

Secours. La mission de service public et l'obligation de fournir en dernier recours, devrait être déléguée aux SNE, probablement représentées par le gestionnaire du réseau de transport.

Fiabilité et sécurité. Il s'agit d'un élément important aussi bien pour le consommateur que le producteur. Des procédures devraient être préparées pour le suivi des clients éligibles et la préparation de l'élaboration d'accords d'interconnexion clarifiant les rôles et responsabilités entre les parties.

Contrat. L'essentiel du marché libre sera constitué de contrats bilatéraux de fourniture d'une durée comprise entre 1 et 5 ans. Un contrat type bilatéral devrait être agréé par les régulateurs.

Tarif d'accès - utilisation des réseaux. Le libre accès aux réseaux pour les clients éligibles se traduira par un tarif simple, de type timbre-poste, déterminé par le régulateur et vérifié par un auditeur indépendant, puis publié.

Pertes réseaux. Les pertes réseaux justifiées seront imputées aux consommateurs à travers le tarif accès - utilisation des réseaux. Les pertes réseaux seront incorporées dans ce tarif selon une méthode et un accès à l'information transparents.

Services auxiliaires. La nature et la quantité des besoins en service auxiliaires nécessaires à la fiabilité du réseau ainsi que leur la tarification devraient être examinés.

Comptabilisation des échanges. Les écarts seront calculés globalement entre le système régulé et chaque fournisseur du marché libre, de façon à profiter du foisonnement des écarts des différents consommateurs dans chacun des deux systèmes. Le coût unitaire pour la valorisation des écarts sera établi dans un « code de dispatching » approuvé par les régulateurs.

Le calcul de pénalisation/ déduction pour les écarts au niveau des consommateurs éligibles alimentés par un IPP sera intégré dans le contrat type.

Etant donné le nombre limité d'intervenants sur le marché libre, les comptes d'écarts seront réconciliés sur une base journalière, et publiés au jour J+3.

Comptage. Chaque client éligible sera équipé d'un groupe de comptage avec enregistrement par pas de 10 ou 15 minutes permettant une télé-relève et un accès aux données en temps réel par le consommateur.

L'installation et le contrôle des comptages, y compris pour les clients éligibles, seront confiés au gestionnaire du réseau.

L'acquisition centralisée des données de comptage concernant les clients éligibles sera confidentielle et soumise à un contrôle spécifique de l'opérateur du réseau, ainsi que leur traitement avant envoi aux fournisseurs libres.

Le support TIC (hardware et software) permettant un accès ouvert et à temps aux informations nécessaires (congestion, capacité de transit,...) aux acteurs doit être mis en place..

Régulation des échanges. Les régulateurs devront arbitrer les échanges entre le marché libre et le service régulé basé sur des règles claires, visant à optimiser quotidiennement les moyens de production, en particulier via la mise en commun des réserves et, si possible, via des contrats d'échange à (très) court terme d'énergie et de puissance.

6.3 PREMIERE LISTE D' ACTIONS

Nous proposons ci-après une liste des actions nécessaires à la mise en œuvre des recommandations. Certaines de ces actions pourront être réalisées dans le cadre de la seconde phase de l'assistance au BDRR.

- Faire une relecture et commenter les lettres de politique sectorielle existantes et les recommandations issues de l'étude institutionnelle de l'OMVG dans la perspective de création de marchés libres limités. Cette action devrait s'harmoniser avec les réflexions en cours sur l'organisation institutionnelle.
- Confirmer par une enquête auprès des clients éligibles, les potentialités du marché libre limité : volume des consommateurs éligibles désireux de changer de fournisseur, volonté des IPP et de SENELEC de réviser les clauses d'exclusivité des contrats existants.
- Améliorer la connaissance des profils de consommations des clients éligibles et potentiellement éligibles. Analyser et approuver les spécifications techniques en vigueur relatives aux comptages pour les clients éligibles

- Préparer un contrat type SENELEC - clients éligibles pour l'accès aux réseaux de transport et de distribution.
- Après l'enquête IPP - clients éligibles, proposer un réaménagement des contrats existants SENELEC - IPP et proposer un projet de contrat type bilatéral IPP - Client éligible.
- Evaluer l'impact du seuil d'éligibilité sur le tarif moyen des autres clients finaux en cas de libéralisation.
- Proposer une répartition des nouvelles fonctions/ tâches dans le secteur, spécialement au niveau Opérateur système et Opérateurs marchés, permettant le fonctionnement de deux marchés, et intégrant l'acquisition, l'échange et le traitement des données nouvelles, depuis la planification, jusqu'au traitement des comptages.

Le fonctionnement de la nouvelle organisation pourra être validé par des simulations de la prévision et de la conduite du système en utilisant les fonctionnalités des nouveaux centres de conduite

- Proposer les projets de textes complémentaires à la réglementation existante en vue d'asseoir le fonctionnement de la nouvelle organisation, entre autres :
 - ✓ Grandes lignes d'un Grid Code permettant la mise en place de l'accès de tiers au réseau.
 - ✓ Décret au Mali.
 - ✓ Procédures de régulation spécifiques pour CREE et CRSE.
- Evaluation des coûts de transport (au sens large, c'est à dire des coûts à mutualiser) sur les réseaux au Sénégal et au Mali (y compris OMVS) : proposer une liste des coûts admis / non admis.

Nous recommandons que quelques actions soient lancées rapidement. Notamment, une part du budget restant sur le projet en cours pourrait être mise à profit pour lancer trois premières actions prioritaires, qui seraient les suivantes :

- Evaluer l'impact du seuil d'éligibilité sur le tarif moyen des autres clients finaux en cas de libéralisation, sur la base des informations disponibles.
- Proposer une répartition des nouvelles fonctions/ tâches dans le secteur, spécialement au niveau Opérateur système et Opérateurs marchés, permettant le fonctionnement de deux marchés, et intégrant l'acquisition, l'échange et le traitement des données nouvelles, depuis la planification, jusqu'au traitement des comptages.
- Proposer les Grandes lignes d'un Grid Code permettant la mise en place de l'accès de tiers au réseau.