UEMOA

Performances Management Consulting

UNION ECONOMIQUE ET MONETAIRE OUEST AFRICAINE

ETUDE POUR L'ELABORATION D'UNE STRATEGIE DE RESOLUTION DURABLE DE LA CRISE DE L'ENERGIE ELECTRIQUE DANS LES ÉTATS MEMBRES DE L'UEMOA

RAPPORT DEFINITIF

Volume 2: Monographies pays

Août 2008

PREAMBULE

Ce document constitue le volume 2 du rapport définitif de l'étude relative à l'« élaboration d'une stratégie de résolution durable de la crise de l'énergie électrique dans les Etats membres de l'U.E.M.O.A. ».

Il a été préparé par les équipes de Performances Management Consulting, avec l'appui de la banque d'affaires ATTIJARI Finances pour les volets liés au financement.

Ce rapport tient compte des observations de Son Excellence, Dr Boni YAYI, Président de la République du Bénin et Président de la Commission chargée de résolution de la crise de l'énergie et de financement du développement dans l'UEMOA, suite à la présentation du pré rapport définitif le 7 juillet 2008 à Cotonou. Il intègre également les observations faites par le Comité de Pilotage, la Sous-commission Energie et le Comité des experts réunis à Lomé les 16 et 17 juin 2008.

Le rapport définitif se compose de quatre documents :

- *Un résumé exécutif*
- *Volume 1 : Diagnostic, scénarii, vision et stratégies.*
- *Volume 2 : Monographies pays.*
- *Volume 3 : Annexes*

Le présent document constitue le ***Volume 2 : Monographies pays****.*

SOMMAIRE

Bénin *4*

Burkina Faso.....*20*

Côte d'Ivoire.....*27*

Guinée Bissau.....*35*

Mali.....*43*

Niger *49*

Sénégal *58*

Togo.....*65*

Bénin

1. Présentation générale du pays

Superficie : 112 620 m²

Capitale : Porto Novo

Nombre d'habitants : 8 294 941 (Estimation 2008)

Le Bénin est l'un des pays les moins industrialisés de la zone UEMOA. Il ne dispose que de quelques infrastructures socio-économiques, capables d'impulser une croissance forte, durable et harmonieuse. Les infrastructures de base en matière de transport (routes, ponts, ports et aéroports, voies ferroviaires, gares routières), d'équipements sanitaires et hôteliers, de centrales électriques y sont embryonnaires ou quasi-inexistantes. Cette situation compromet la capacité productive et la compétitivité de l'économie nationale dont le niveau de performance est loin de générer des richesses substantielles à même d'améliorer le niveau de vie des populations laborieuses béninoises.

Dès son avènement au pouvoir en avril 2006, le Gouvernement actuel a affirmé sa volonté d'inverser cette tendance et sa détermination de faire du Bénin un pays émergent. Afin de mieux articuler les actions à mener à cet effet, le Gouvernement s'est doté pour la période 2006-2011, d'un cadre stratégique d'orientation de sa vision, capable de promouvoir le renouveau économique et de relever les défis de la croissance accélérée et du développement du capital humain.

Pour asseoir les piliers de ce renouveau économique, cinq pôles de croissance prioritaires ont été identifiés, avec le pôle "Transport, Logistique et Commerce" comme grappe centrale, autour de laquelle s'agrippent quatre autres grappes à fort potentiel que sont le Coton - Textile, l'Agroalimentaire, l'industrie du Tourisme et la grappe des BTP, matériaux de construction et bois.

En outre, afin de rendre possible et crédible la vision projetée, le Gouvernement, dans la nouvelle politique de développement initiée, entend d'une part, doter l'économie nationale d'infrastructures de base, socle indispensable pour l'éclosion et l'accroissement

des investissements du secteur privé, d'autre part mettre à disposition des opérateurs économiques des facteurs de production en quantité, en qualité et à moindre coût. La fourniture d'énergie électrique à partir des centrales à construire est au nombre des priorités les plus urgentes.

En effet depuis quelques années et particulièrement depuis avril 2006, le Bénin est confronté à une crise énergétique dont la manifestation visible est le délestage de longue durée. Cette crise persistante a des impacts néfastes sur l'économie nationale, avec à court terme :

- des augmentations de coûts de production des entreprises ; l'utilisation des groupes électrogènes pour la fourniture de l'électricité et les pannes fréquentes et importantes des équipements de production occasionnées par les coupures de la SBEE en sont les principales causes ;
- des difficultés de conservation dans le secteur d'activités manipulant des denrées périssables ;
- des cessations d'activités dans les secteurs formel (entreprises de grande taille et les PME) et informel (artisans, particuliers et autres micro-entreprises) ;
- du ralentissement observé et de la baisse de rendements dans l'administration publique.

A moyen terme, cette crise compromet la croissance et la création de richesse nécessaire à l'amélioration de la vie des populations. Ainsi pour l'année 2006, la crise énergétique n'a donc pas permis d'atteindre l'objectif de croissance économique de 6% envisagé. Le taux de croissance des activités économiques n'a été que de 4,5%.

La disponibilité d'énergie électrique est un des préalables nécessaires à la transformation du Bénin en une économie émergente. En effet, si l'on n'est sûr sans équivoque que l'accès à l'énergie et à moindre coût constitue la condition nécessaire pour s'assurer quelque création de richesse et d'emploi en vue de la réduction de la pauvreté, il est également vrai que l'on ne saurait aspirer au développement durable et harmonieux sans la maîtrise de l'énergie.

Actuellement au Bénin, 80% de l'énergie électrique totale consommée est importée. Cette énergie électrique est plus disponible en milieu urbain qu'en milieu rural. Ainsi, la distribution électrique n'est pas équilibrée au plan national. En effet, elle est en moyenne de 24 % sur le plan national et moins de 7% en milieu rural.

L'énergie électrique importée provient de :

- la Communauté Electrique du Bénin à travers ses capacités propres que sont le barrage de Nangbéto d'une puissance 65 MW est ses deux turbines à gaz de 20 MW chacune;
- de la Volta River Autorithy (VRA) au Ghana
- de la Compagnie Ivoirienne d'Electricité (CIE) en Côte d'Ivoire et
- de la Transmission Company of Nigeria (TCN)

Cette énergie est livrée à la Société Béninoise d'Energie Electrique (SBEE) par la Communauté Electrique du Bénin (CEB) par l'intermédiaire du réseau Interconnecté qui dessert la région côtière, ainsi que le centre du pays jusqu'à hauteur de Savè.

Cotonou, qui est la principale ville économique, dispose d'une centrale thermique qui est sollicitée en cas de déficit d'énergie sur le réseau interconnecté. Toute la région septentrionale du pays est desservie en énergie électrique par des centrales thermiques isolées qui alimentent souvent la localité dans laquelle la centrale est installée, exception faite des installations de Parakou et de Natitingou qui alimentent également certaines autres localités. Les populations de ces localités sont souvent soumises à des désagréments du fait des délestages dus à des pannes qui surviennent sur les groupes électrogènes ou sur les réseaux électriques.

2. Cadre réglementaire et institutionnel

Textes de lois

Au Bénin, les activités du sous-secteur électricité sont régies par :

- le Code Bénino-Togolais de l'Electricité. Le premier code de 1968 a fait l'objet d'une révision en 2003. Ce code confère à la CEB le statut d'acheteur unique ;
- et la loi n°2006-16 du 27 mars 2007 portant Code de l'électricité au Bénin

Le sous-secteur de l'électricité au Togo et au Bénin est régi par l'Accord international dénommé Code Bénino-Togolais de l'électricité signé entre le Togo et le Bénin en 1968 et créant une communauté d'intérêts entre les deux Etats.

Le Code de 1968 conférait à la Communauté Electrique du Bénin (CEB), le monopole de la production, du transport et des importations/exportations de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire des deux Etats. La réglementation du secteur de l'électricité est mise en œuvre par la CEB, de même que la planification et le développement du sous-secteur.

Face aux nouvelles exigences de développement du sous-secteur électrique des deux Etats, les dispositions de l'Accord International et du Code Bénino-Togolais de l'Electricité ont été revues. Les changements majeurs intervenus dans le nouveau Code ont permis l'ouverture du segment de la production aux producteurs indépendants et l'octroi du statut d'Acheteur Unique à la CEB.

S'agissant de la production indépendante d'électricité, l'article L8 de ce Code révisé précise ce qui suit :

Pour intervenir dans le sous-secteur de l'énergie électrique sur les territoires des deux Etats, il faut pour les producteurs indépendants:

- conclure une convention (concession ou autres) avec l'Etat et
- signer avec la Communauté Electrique du Bénin (CEB) ou la SBEE ou, le cas échéant, avec un tiers dans les pays voisins un contrat d'achat-vente d'énergie électrique.

Dès lors, la Communauté Electrique du Bénin (CEB), Etablissement Public International institué par l'Accord International du 27 Juillet 1968, devient un Organisme International à caractère public.

Dans le souci de prendre des dispositions nationales d'application du Code Bénino-Togolais de l'Electricité, il s'est avéré nécessaire d'élaborer les Codes nationaux dans chacun des deux Etats.

La loi portant Code de l'Electricité au Bénin définit les dispositions complémentaires relatives à la production, à la distribution, aux installations électriques intérieures, à l'activité des constructeurs, installateurs et autres professionnels de l'électricité.

Elle définit le cadre juridique au sein duquel sont exercées les activités du sous-secteur de l'électricité, les modalités de participation des entreprises publiques et privées du sous-secteur, la mise en place des règles de concurrence et les formalités auxquelles elles sont soumises.

Elle s'applique à toutes les activités de production, de transport et de distribution d'énergie électrique, à l'exception de celles exercées par les institutions de coopération bilatérale ou multilatérale suivant des accords internationaux, en tout ce qui leur est contraire; elle s'applique également aux installations électriques intérieures et aux équipements et matériels qui devront répondre aux normes d'efficacité énergétique et de sécurité.

Des infractions sont prévues par la loi ainsi que des sanctions y afférentes. La rigueur des sanctions prévues résulte du souci de prévenir toutes atteintes au secteur sensible qu'est celui de l'énergie.

Réformes engagées

Les réformes actuellement en cours au niveau du secteur électricité concernent essentiellement le statut de la SBEE tandis que des réflexions sont en cours au niveau Bénino-Togolais pour le statut final de la CEB.

La crise énergétique que connaît le Bénin depuis plus d'un an, la situation de plus en plus critique de la SBEE ont été autant d'éléments qui ont amené l'Etat béninois à accélérer le processus de la réforme institutionnelle. Le relevé du Conseil des Ministres du 16 Juillet 2007 stipule ainsi en ce qui concerne la SBEE, la poursuite de la réforme du secteur de l'énergie par l'assainissement de la Société Béninoise d'Energie Electrique (SBEE) et la création :

d'une part, d'une société publique de patrimoine chargée de réaliser des investissements et de les entretenir et

d'autre part, d'une société mixte de gestion devant assurer la distribution de l'énergie électrique et dont le capital social sera ouvert au secteur privé à hauteur de 51% sur le marché financier régional et par appel d'offres international, au plus tard, le 30 septembre 2008.

Organisation institutionnelle du secteur

L'Organisation institutionnelle du secteur de l'électricité tourne principalement autour de l'Etat, du MMEE, de la DGE et des différents acteurs que sont la SBEE, la CEB et l'ABERME.

L'Etat : il définit la politique énergétique du pays

Le Ministère des Mines, de l'Energie et de l'Eau (MMEE) : Il a la charge de la gestion de l'ensemble du secteur de l'énergie. A ce titre sa mission couvre tous les sous-secteurs de l'énergie, en l'occurrence celui de l'électricité. Toutefois, la gestion des approvisionnements du pays en produits pétroliers relève de l'autorité du Ministère en charge de l'Industrie et du Commerce. Le service technique du MMEE en matière d'énergie pour ce qui concerne l'ensemble des sous-secteurs précités est la Direction Générale de L'Energie.

La Direction Générale de l'Energie (DGE) : Conformément aux dispositions du Décret N° 28/MMEH/DC/SGM/CTRNE/DGE/SA du 28 mai 2004, portant attributions, organisation et fonctionnement de la Direction Générale de l'Energie et en son article 1, elle a pour mission de proposer en liaison avec les structures nationales compétentes, la politique du Gouvernement dans le secteur de l'énergie et de veiller à sa mise en œuvre. Ses attributions couvrent également la planification du développement du secteur de l'énergie, la proposition de réglementations applicables aux activités du secteur, le suivi de leur application et le suivi des projets et programmes envisagés.

Les seuls opérateurs aujourd'hui sur le marché de l'électricité au Bénin sont la CEB et la SBEE.

Créée en 1968, par un traité entre le Bénin et le Togo, la CEB dont le siège est à Lomé est régie par le Code Bénino-Togolais de l'Electricité. Avant la réforme du secteur de l'énergie, ses statuts lui accordaient le monopole de la production et du transport de l'énergie électrique dans les deux pays, hormis les petites centrales, les centrales isolées et les autres ouvrages en service à la date d'entrée en vigueur du Code.

La CEB est administrée par une Haute Autorité composée de 10 membres et assistée d'un Directeur Général, sous la supervision du Haut Conseil Interétatique composé de 8 membres du gouvernement de chacun des pays.

Elle a une représentation régionale à Cotonou. Le Ministre en charge de l'Energie assure la co-présidence du Haut-Conseil inter Etatique qui est la plus haute instance de la CEB.

Créée en 1974, la Société Béninoise d'Electricité et d'Eau (SBEE), devenue en mars 2004 Société Béninoise d'Energie Electrique, a pour objet l'importation, la production, le transport, la distribution de l'énergie électrique au Bénin.

Elle est placée sous la tutelle du Ministère chargé de l'Energie et dispose d'un statut paraétatique qui lui donne une certaine autonomie de gestion. Néanmoins, les matières importantes telles que la tarification, les gros investissements sont décidées au niveau du Conseil des Ministres.

Aucun opérateur privé n'intervient actuellement dans le secteur.

Il n'existe actuellement aucun organe de régulation au Bénin mais il faut noter que la loi n° 2006-16 du 27 Mars 2007 portant Code de l'électricité en République du Bénin a inscrit en son article 8 la création de l'Autorité de Régulation de l'Electricité (ARE).

Cette Autorité de Régulation de l'Electricité (ARE) aura pour mission d'assurer le respect des textes législatifs et réglementaires régissant le domaine du sous-secteur de l'Electricité, de protéger l'intérêt général et de garantir la continuité du service, la qualité des services, l'équilibre financier du sous-secteur et son développement harmonieux. Elle pourra procéder ou faire procéder à des visites d'installations, réaliser ou faire réaliser des expertises, faire des études, mener des enquêtes et recueillir auprès des opérateurs du sous-secteur, toutes les données nécessaires à l'exercice de ses missions. L'Autorité de Régulation de l'Electricité (ARE), s e r a une institution dotée d'une personnalité morale et d'une autonomie financière à mettre en place conformément à la politique générale du sous-secteur pour veiller aux tarifs

applicables, à la qualité des prestations fournies et au respect des accords contractuels entre différents opérateurs intervenant dans le sous-secteur de l'énergie électrique. Elle sera placée sous l'autorité du Président de la République.
Notons que le décret portant attribution et fonctionnement de l'ARE est actuellement en cours d'élaboration. Ainsi, l'Autorité de régulation pourrait voir le jour dans les tous prochains mois.

Une agence d'électrification rurale dénommée Agence Béninoise d'Electrification Rurale et de Maîtrise d'Energie (ABERME) a été créée en août 2004 par l'adoption de ses statuts par le Gouvernement.

Cette agence est actuellement opérationnelle et a pour mission de mettre en œuvre la politique de l'Etat dans les domaines de l'électrification rurale et de la maîtrise de l'énergie. Elle s'est dotée d'un programme d'actions qui prévoit l'électrification d'au moins 150 localités chaque année pour atteindre l'électrification totale du Bénin d'ici 20 ans.

3. Offre d'énergie électrique

La SBEE dispose et exploite des moyens de production d'énergie aussi bien dans les centres isolés du septentrion qu'au niveau du système interconnecté du sud. L'évolution des puissances installées depuis 1973 est présentée dans le tableau ci dessous :

Tableau n°1 : Evolution des puissances installées

Département (kVA)		1973	1983	1993	2002	2004	2005	2006
Atlantique Littoral	SBEE	11 470	20 570	41 114	56 500	56 500	56 500	56 510
Ouémé - Plateau	SBEE	600	1200	280	0	0	17 400(2)	17 400(2)
Mono-Couffo	SBEE		900	180	0	0	0	0
Zou-Collines	SBEE	180	1 300	6 795	1 430	1 250	2 940	2 940
Borgou-Alibori		270	3 375	8 895	13 420	12 685	41 872	42 472
Atacora-Donga			870	1 656	5 220(1)	8 431	20 910	15 675

Source : Rapport 2002 et 2006 SBEE.

(1): mise en service de la micro centrale hydroélectrique de Yéripao en 1996 : 1 x 625 kVA

(2) centrale SIIF Porto-Novo

La génération d'énergie au niveau de la SBEE est essentiellement thermique.

Les puissances installées et disponibles à fin juillet 2007 dans les principales centrales du pays sont :

1°) Cotonou : Centrale d'Akpakpa

Puissances installées : 56,510 MVA
Puissances disponibles : 5 MW

2°) Centrale de Porto-Novo

Puissances installées : 17,400 MVA
Puissances disponibles : 12 MW

3°) Centrale de Parakou

Puissances installées : 34,662 MVA
Puissances disponibles : 20,55 MW

4°) Natitingou : Centrale de Bérécingou

Puissances installées : 12,600 MVA
Puissances disponibles : 10,10 MW

Signalons que la SBEE dispose et exploite à Yéripao, une microcentrale hydroélectrique de 500 kW.

Au niveau des énergies renouvelables, les expériences réalisées dans le pays sont encore faibles et peu significatives, en dehors de celles de 24 villages solaires mises en service en 2007.

La production globale du Bénin par les installations propres de la SBEE était de 126,78 GWh en 2006 soit environ 19,22 % de la consommation totale. Le détail de la production totale est présenté dans le tableau ci-dessous :

Années	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
*Centrales thermiques SBEE(en MWh)	46890	48674	52869	41895	52234	54319	51339	66975	69306	81316	126426
*Autoproducteurs (en MWh)	-	8614	23971	27719	30113	10003	10003	11554	9970	25120	ND
*Production hydro à Yéripao (en MWh)	87	1525	1896	1926	1634	1569	1519	1694	1489	752	362
*Totale production nationale (en MWh)	46977	58813	78736	71540	83981	65891	62861	80223	80765	107188	126788
Importation CEB (en MWh)	264138	283663	255461	326966	374275	456157	532682	512810	577837	594607	532944
Offre totale (production nationale + importation) en MWh	311115	342476	334197	398506	458256	522048	595543	593033	658602	701795	659732
Taux (%) d'autosuffisance en énergie électrique	15,10	17,17	23,56	17,95	18,33	12,62	10,56	13,53	12,26	15,27	19,22

Source : Direction Générale de l'Energie, Rapport SIE - Bénin 2006

Avec la crise énergétique actuelle, la SBEE a signé des accords de location de groupes électrogènes avec deux sociétés (AGGREKO et MRI).

Les puissances supplémentaires apportées par ces groupes sont résumées dans le tableau ci-dessous :

	AGGREKO 1	AGGREKO 2	AGGREKO 3	MRI
Puissance (MVA)	10	10	10	20
Début Contrat	22 mai 2006	22 novembre 2006	26 novembre 2007	26 décembre 2007 (date d'approbation)
Durée	26 semaines renouvelables	Jusqu'au 31 décembre 2008 au moins	52 semaines	52 semaines
Coût du kWh	135 FCFA	135 FCFA	135 FCFA	130 FCFA

La puissance totale apportée par la location des ces groupes est de 50 MVA.

A ce jour aucun IPP n'est installé au Bénin. Les prévisions sont :

- La mise en place d'une centrale électrique de 400 MW à Maria Gleta projeté par le WAPP dans le cadre de la CEDEAO.
- Divers projets envisagés de 150 à 300 MW projetés dans le document de politique et de stratégie de développement du secteur de l'énergie électrique au Bénin.

Le Bénin est globalement très dépendant de ses importations d'énergie car près de 80% de ses besoins en énergie électrique sont importés de divers pays.

Importations du Ghana

Les importations d'énergie du Ghana à travers le réseau de la VRA existent depuis la création de la CEB.

L'importation de l'énergie du Ghana se fait à travers la ligne 161 kV double terne entre Akosombo et Lomé – Aflao pour le réseau sud et à travers la ligne 161 kV Bawku-Dapaong située au Nord du Togo.

Pour les lignes 161 kV Akosombo-Lomé, la capacité de transport vers la CEB ira en baissant en raison des piquages de la VRA pour alimenter des localités ghanéennes situées le long de la ligne. Une augmentation de l'importation de l'énergie du Ghana ne peut se réaliser que dans le cadre du projet de construction de la ligne 330 kV Volta - Momé-Hagou - Sakété initié par le WAPP.

La capacité de transport de la ligne 161 kV Bawku – Dapaong actuellement exploitée en 34,5 kV devrait être suffisante pour satisfaire la demande de la région Dapaong/Mango à l'horizon du plan. Il est aussi envisagé la construction de lignes MT pour l'alimentation des localités transfrontalières entre le Ghana et le Togo.

Importations de la Côte d'Ivoire

La CEB importe de l'énergie de la CIE depuis 1995. Le premier contrat d'une durée de 5 ans avec une énergie garantie de 200 GWh/an est arrivé à expiration en 2004. Un nouveau contrat a été signé en mars 2005 avec possibilité d'échange supplémentaire d'énergie, stockages, secours mutuels et échanges d'opportunités.

L'importation de la Côte d'Ivoire se fait à travers la ligne 225 kV Abobo (Côte d'Ivoire) – Prestea (Ghana). Au-delà de cette interconnexion l'énergie est livrée à la CEB à travers le réseau de la VRA. Les capacités et coûts de transit à travers le réseau ghanéen dépendent de la configuration des charges et des sources dans ce réseau. Ces capacités ne sont donc pas garanties en permanence. Compte tenu des difficultés actuelles que connaît la CIE, les possibilités d'importation restent limitées.

Importations du Nigéria

La CEB importe de l'énergie de la CIE depuis 1995. Le premier contrat d'une durée de 5 ans avec une énergie garantie de 200 GWh/an est arrivé à expiration en 2004. Un nouveau contrat a été signé en mars 2005 avec possibilité d'échange supplémentaire d'énergie, stockages, secours mutuels et échanges d'opportunités.

L'importation d'énergie du Nigeria se fait par une ligne d'interconnexion 330 kV entre le poste d'Ikeja West dans la banlieue ouest de Lagos et le poste de Sakété au Bénin. Le poste de Sakété est équipé de deux autotransformateurs 330/161 kV ayant chacun une puissance nominale de 200 MVA.

La durée du contrat est de 15 ans (2007-2022). Le tarif est révisable tous les trois ans.

L'énergie importée du Nigeria est fournie et comptée au poste d'Ikeja West et arrive à la CEB par la ligne d'interconnexion 330 kV Sakété – Ikeja West (Nigeria). Avec la topologie actuelle du réseau, la puissance limite de transit de la ligne dans le respect des critères de chute de tension est de 335 MW.

La puissance totale transitant par le poste de Ikeja West est actuellement de 600 MW.

Importations du Niger

La CEB importe de l'énergie électrique auprès de NIGELEC (Niger) depuis septembre 2003 à travers une ligne 33 kV, isolée du réseau interconnecté de la CEB, reliant le poste de Gaya (Niger) au poste de Malanville (Bénin).

Un programme de réhabilitation prévoit la mise à disposition graduelle d'une capacité supplémentaire allant de 3 à 22 MW dans le parc thermique de la SBEE entre octobre 2007 et fin 2008.

Dans le cadre des dispositions urgentes prises par le Bénin pour la résolution de la crise énergétique 2006-2007, il est prévu l'acquisition en deux phases d'une centrale de 80 MW. La phase 1 consistera à l'acquisition de 4 turbines à gaz de 10 MW dual fuel-gaz qui seront installées sur le site de Maria Gléta début second semestre 2008.

A l'apparition de la crise énergétique, il est prévu dans le cadre du Projet Gazoduc de l'Afrique de l'Ouest, la construction de plusieurs centrales thermiques au gaz naturel. Ces centrales thermiques au gaz naturel seront alimentées à partir de l'année 2008 par le Gazoduc de l'Afrique de l'Ouest, reliant Lagos au Nigeria et Takoradi au Ghana.

Toutefois il faut souligner qu'il n'existe aucun contrat d'approvisionnement en gaz avec la Société NGAZ en dehors de celui signé par la CEB pour une puissance de 20 MW au Bénin.

Hydroélectricité

La carte hydrologique du Bénin montre que le pays dispose d'un potentiel relativement important de sites hydrauliques susceptibles d'être aménagés en barrages hydroélectriques.

En effet, il a été identifié une dizaine de sites de capacités plus ou moins grandes totalisant une puissance de plus de 400 MW pour un productible de plus de 1 000 GWh par an , soit près du double de la consommation totale du pays en 2005.

Par ailleurs, plus de 85 sites ont été recensés pour de petites centrales hydroélectriques destinées à l'électrification des localités rurales. L'ensemble de ceux-ci pourrait permettre de mettre en place une capacité de l'ordre de 64 MW.

Aménagement hydroélectrique d'Adjarala

Ce barrage, aménagement à buts multiples, situé à 97 km en aval de celui de Nangbéto sera aussi construit sur le fleuve Mono. Il créera une retenue de 680 millions de m3, juste en amont des chutes naturelles d'Adjarala. Le bassin versant a une superficie de 20 600 km2, le débit moyen annuel du fleuve est de 115,2m3/s à ADJARALA.

Le site du barrage se situe sur la frontière entre la République Togolaise et la République du Bénin, à 90 km au NNE de LOME à vol d'oiseau (150 km par la route) et à 100 km au NW de COTONOU (135 km par la route).

Le coût total de l'aménagement est estimé dans les conditions économiques de 2004 à 163,7 millions d'euros, soit 107,410 milliards de FCFA. Le prix de revient du kWh est évalué à 36,4 FCFA pour un taux d'actualisation de 10 %, et 19,9 FCFA pour un taux d'actualisation de 5 %. Bénéficiant d'un bassin intermédiaire, et de la réserve d'eau de Nangbéto, et du barrage de TETETOU entre Nangbéto et Adjarala (le cas échéant) le barrage d'Adjarala offre une puissance garantie à la pointe de 2 x 49 MW avec une hypothèse d'indisponibilité N-1.

L'énergie garantie ou énergie primaire est estimée à 237 GWh/an ; elle est définie comme l'énergie fournie annuellement pour répondre à une demande mensuelle fixe qui doit être satisfaite à 95 % du temps sur toute la série historique des apports.

L'énergie secondaire, est produite en plus de l'énergie primaire, en fonction de l'hydrologie de l'année et dans les limites du débit d'équipement, principalement pendant la saison des pluies : la somme des énergies primaire et secondaire est le productible moyen annuel, soit 237 + 129 = 366 GWh.

L'aménagement constituera un élément clé de maintien du plan de tension, de la stabilité du réseau et de sa restauration par son emplacement central, son statisme et ses capacités de production - absorption d'énergie réactive. Il permet aussi d'éviter l'emploi de sources d'électricité onéreuses pour satisfaire la demande de pointe.

Le projet permettra également une production halieutique estimée à 800 t/an, contribuera à la régulation du cours du Mono et facilitera sans la conditionner, l'irrigation de 40.000 hectares de terres qui seront protégées contre les inondations grâce au programme de déroctage et d'endiguement du lit aval du fleuve.

La Banque Mondiale s'intéresse à ce projet ainsi que la Société SYNOHYDRO de la Chine avec laquelle des négociations pour un BOT ont démarré.

Aménagement hydroélectrique de Tététou

Identifié comme site prioritaire en 1984 par l'étude de SIR ALEXANDER GIBB & PARTNERS TRACTIONEL S.A., l'aménagement de TETETOU est situé sur le Mono entre les sites de Nangbéto et Adjarala.

Le coût de l'aménagement est estimé à 29,727 milliards de FCFA et l'énergie moyenne revient à 31 FCFA/kWh [Conditions 1984]. Ce coût de réalisation inclut les intérêts intercalaires mais exclut le coût environnemental.

Aménagements sur le fleuve Ouémé

Les études pour l'aménagement optimal du fleuve OUEME ont été achevées en juin 1992 par COYNE et BELLIER et EDF avec les conclusions suivantes : le schéma d'aménagement optimal comprend la construction de cinq barrages totalisant une énergie moyenne de 1092 GWh, une énergie garantie de 992 GWh et une puissance installée de 283 MW. Le volume total d'investissement nécessaire à ces aménagements est de 326,668 milliards de FCFA dans les conditions 1992, et le coût moyen du kWh est estimé à 38,51 FCFA.

Les sites qui présentent les caractéristiques les plus intéressantes sur le fleuve Ouémé sont Kétou-Dogo, Vossa, Béthel et Olougbé.

L'aménagement de Kétou Dogo présente les caractéristiques les plus intéressantes, en particulier le prix du kWh qui baisse lorsque la puissance de l'équipement augmente (retenue RN97). Le site se trouve au niveau de la forêt du Dogo à proximité du village de Bernandingon à environ 150 km de Cotonou. L'accès se fait depuis Paouignan.

Puissance équipée (MW)	Coûts des Investissements Année1990 (MF CFA)	Energie produite (GWh)	Prix du kWh moyen (F CFA)
49,2	97 942	262	37,96
82,0	105 338	306	35,03
109,9	109 961	344	32,60
150,0	-	400	28,10

Cette observation est la même pour VOSSA - RN200. Le site se trouve à proximité du village de Vossa non loin de Ouèssè à environ 330 km de Cotonou. L'accès se fait depuis la route Savè-Parakou.

Puissance équipée (MW)	Coût des Investissements Année 1990 (MF CFA)	Energie produite (GWh)	Prix du kWh moyen (F CFA)
35,5	107 828	212	51,45
59,2	109 596	234	45,84
79,2	111 088	253	44,47
86 à 100	-	259 à 276	44,25 à 44,10

Le site de Béthel se trouve à 10 km en amont du pont de Savè et de la zone du complexe sucrier de Savè soit à environ 255 km de Cotonou. L'accès se fait à partir des villages Tio ou de Savè : 29,4 MW de puissance installée, 72 GWh/an, 45,8 milliards de FCFA (année 1990) et un prix de revient du kWh à 61,18 FCFA pour un taux d'actualisation de 10%.

Le site se trouve à proximité immédiate du village d'Olougbé à environ 385 km de Cotonou. L'accès en rive gauche est possible à partir d'Alafiarou via Tchaourou sur la route Savè-Parakou.

Les études d'avant-projet détaillé de ces aménagements sur l'Ouémé sont nécessaires pour affiner leurs caractéristiques énergétiques.

Les prix de revient du kWh chiffrés correspondent au fonctionnement des aménagements pris isolement. Lorsque plusieurs aménagements sont construits sur le même fleuve, ils fonctionnent en cascade. Les eaux des réservoirs en amont sont réutilisées par les centrales en aval. Ainsi, la production augmente et les coûts de revient du kilowattheure baissent sensiblement.

Aménagement hydroélectrique de Dyodyonga

Le site de Dyodyonga est situé sur le cours inférieur de la rivière Mékrou, dans le secteur frontalier entre la République du Bénin et la République du Niger. La capacité de l'usine est de 26 MW en deux tranches de 13 MW avec un productible annuel de 88,9 GWh. Le prix de cession du kilowattheure sera initialement de 55 FCFA.

Suite à une étude récente réalisée par COYNE & BELIER qui a révélé une réduction importante du productible dû à la modification du cycle pluviométrique, les nouvelles caractéristiques de l'ouvrage à prendre en compte sont les suivantes : puissance de 13 MW, productible de 33 GWh, coût du projet estimé à 21 milliards de F CFA.

Toutefois, la situation géographique du site dans le parc W, une zone classée patrimoine mondial de l'UNESCO, ainsi que d'autres contraintes environnementales ne militent pas en faveur de son aménagement.

Autres énergies renouvelables

En se fondant sur les travaux d'évaluation des potentialités dont dispose le pays en sources d'énergies renouvelables qui sont restées jusqu'ici inexploitées. La politique énergétique nationale peut s'orienter vers leur valorisation dans le cadre de l'accroissement des capacités locales de production.

Dans le schéma de satisfaction de la demande à moyen et long termes, il est prévu l'installation d'une unité pilote **de production d'électricité à partir des résidus agricoles et agro-alimentaires** de 5 MW en 2010. Par la suite, cette capacité sera augmentée de 5 MW tous les deux (2) ans pour atteindre une capacité totale de 30 MW en 2020. Les sites d'installation seront répartis dans tous les départements du pays en fonction de la disponibilité des résidus.

Une unité pilote de **production d'électricité par les centrales éoliennes** de 5 MW sera installée en 2010. En 2018, une deuxième unité suivra ; une capacité totale de 15 MW sera réalisée en 2024.

Dans le cadre de l'électrification rurale, il sera procédé à l'alimentation de 20 localités isolées par an **en solaire photovoltaïque**. Dans chaque localité, la puissance installée pour les besoins communautaires est estimée à 4.130 watts-crête (Wc) et celle des kits individuels à 5.500 watts-crête, à raison de 110 Wc par ménage pour un total de 50 ménages.

Le développement de la production d'électricité à partir du **biodiesel** commencera à partir de 2012 avec un volume capable d'alimenter une puissance de 10 MW qui sera portée à 20 MW en 2018. Aussi, les réserves froides de la SBEE pourront-elles être adaptées pour une production d'électricité à moindre coût à partir du biodiesel.

4. Demande d'énergie électrique

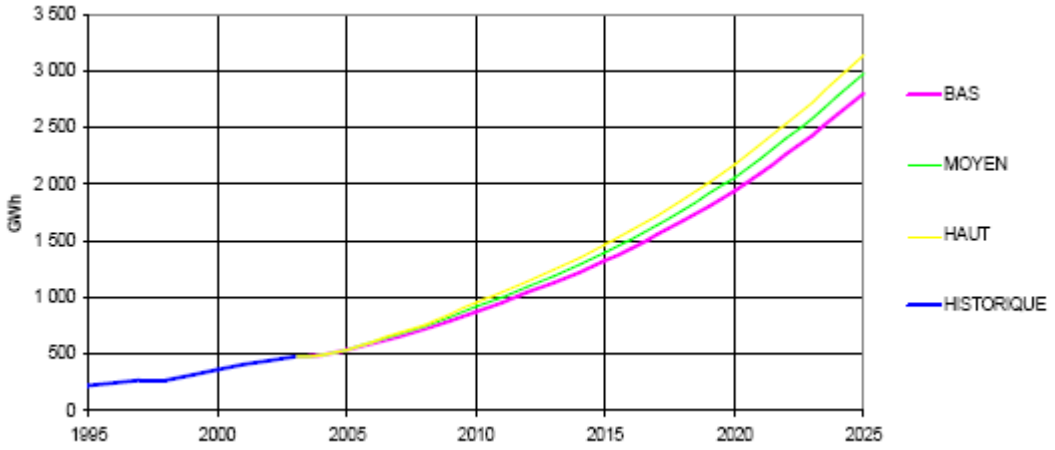
La consommation d'électricité par tête en 2005 est de 76 kWh/habitant comparée à celle de la Côte d'Ivoire et du Sénégal (176 kWh/hbt), celle du Maroc (595 kWh/hbt) et de la Tunisie (1157 kWh/hbt), Source Banque Mondiale.

La consommation totale d'énergie électrique au Bénin est passée de 241 GWh en 1996 à 659,73 GWh en 2006, soit un taux d'accroissement annuel moyen de 10,5%.

Années	1996	1997-99	2000	2001-03	2004	2005	2006
Selon niveau de tension	269 443	292 515	367 386	476 472	541 796	560 252	533 605
- BT	139 442	182 072	238 521	296 549	362 771	379 703	390 397
- HTA	108 480	100 362	123 023	140 224	124 381	126 910	143 208
- HTA Gross. industries	21 521	10 081	5 842	39 699	54 644	53 639	-
Selon secteurs activités	240784	311890	398778	473363	545060	588682	
- Ménages	83 954	121 394	161 049	205 486	225 287	281 590	
- Services	80 893	105 281	136 074	173 672	215 094	189 490	
- Industries	75 937	85 215	101 655	94 205	104 679	117 602	

Source: Direction Générale de l'Energie (DGE), Rapport SIE-Bénin 2006

La consommation augmente très fortement (entre 8,7% et 9,3% en moyenne annuelle selon les scénarios) du fait de la croissance conjointe de la population, du taux d'électrification et des consommations unitaires.



5. Autres indicateurs de performance

- **Le taux de desserte** = Population desservie/Population totale
- **Le taux de couverture** = Nombre localités électrifiées/Nombre total de localités du pays
- **Le taux d'électrification** = Population effectivement raccordée/Population totale

= Nombre Abonnés BT X Taille de Ménages/Population totale

Année	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Taux d'électrification	18,3	20,2	21,3	22,2	23,2	24,1
Taux d'électrification urbain	41,7	46,0	47,8	49,7	51,6	51,9
Taux d'électrification rural	1,2	1,2	1,3	1,4	1,7	1,9
Taux de desserte	32,4	35,5	35,9	38	41	43,7
Taux de desserte urbain	75,8	82,8	82,9	86,6	92,1	93,7
Taux de desserte rural	4,4	5,4	5,6	5,9	6,5	6,8
Taux de couverture	19,9	21	21,3	23,2	24,8	25,7

Le rendement global du réseau électrique de la SBEE est de 81,67% avec un taux de perte global de 18,33% en 2006.

La répartition par niveau de tension de la clientèle de la SBEE se présente comme suit :

	2004	2005	2006
Basse Tension	284 557	305 706	328 052
Moyenne Tension	448	479	517
Total	285 557	306 185	328 569

Source SBEE : Rapport d'activités 2006

Le tableau ci-dessous résume le prix de vente par niveau de tension et par type de clientèle.

Tarifs	Catégorie de clients	Prix du kWh	Situation heures de pointe	Prime fixe par KVA	Observations
MT1	Hôtels, Services, Commerces	72 FCFA	Coupure totale	Néant	Tarif exonéré de la prime fixe
MT2	Hôtels, Services, Commerces	72 FCFA	Sans coupure ou coupure partielle	3340 FCFA / KVA souscrite à la pointe	
MT3	Industries pures	56 FCFA	Coupure totale	Néant	Tarif exonéré de la prime fixe
MT4	Industries pures	56 FCFA	Sans coupure ou coupure partielle	5315 FCFA / KVA souscrite à la pointe	
BT1	Usage domestique 0 - 20 kWh 21 - 250 > 250	Usage domestique 56 FCFA 85 FCFA 95 FCFA			Les 20 premiers kWh sont exonérés de la TVA
BT2	Usage professionnel	88 FCFA			Tranche unique
BT3	Eclairage public	98 FCFA			Tranche unique

Les effectifs à la SBEE sont présentés dans le tableau ci-dessous :

	2004	2005	2006
Cadres	233	290	298
Maîtrise	151	220	209
Exécution	1 335	1 560	1 541
TOTAL	1 719	2 070	2 048

Source SBEE : Rapport d'activités 2006

Notons que plus de 50% des agents de la SBEE en 2007 étaient titulaires d'un CDD. La politique actuelle de la SBEE est de ne pas renouveler les CDD qui arrivent à terme.

6. Programme d'Urgence : appui du Fonds de Développement Electricité au Bénin

Au Bénin, en plus du programme d'économie d'énergie avec les Lampes Basse Consommation (LBC), l'appui doit porter sur les réhabilitations de groupes thermiques AKPAKPA. Le fonds pourrait intervenir également dans la réhabilitation des ouvrages du barrage de NANGBETO et si nécessaire dans la délocalisation et la mise en mode dual des groupes TAG de la CEB et éventuellement un appui aux IPP pour accélérer leurs projets de production.

Dans le court terme, le Fonds devrait également apporter une garantie pour l'approvisionnement en combustibles mais d'une manière générale, le programme d'urgence travaillera à privilégier les moyens de production ayant le meilleur avantage coût en lieu et place de solutions les plus chères comme l'utilisation de combustibles chers (Jet A1) pour faire fonctionner les TAG de la CEB ou la location des groupes (type AGGREKKO, MRI).

Le fonds pourrait également contribuer symboliquement au tour de table non encore clos du financement du barrage d'ADJARALA dont le coût actualisé atteint maintenant 162 Milliards mais n'est couvert à ce jour qu'à hauteur de 50%.

Le Fonds appuiera également en priorité les interconnexions permettant de sécuriser les flux d'échanges : la **ligne ABOBO – Prestea (Ghana) et les lignes Prestea – Aboadze - Volta**, tous en 330 KV autorisant une gestion plus optimale du transit en territoire ghanéen de l'électricité en provenance de Côte d'ivoire destiné au Bénin et au Togo, **la ligne Volta – Mame Hagou (Togo) – Sakété (Bénin**) qui permet de compléter l'interconnexion du Bénin et du Togo à la Côte d'Ivoire.

Le Fonds interviendra sous des formes diverses en appui à ces interconnexions critiques pour les flux d'échanges entre pays de l'UEMOA ou intéressant les pays de l'UEMOA. Cela va du préfinancement de projets d'interconnexion ayant bouclé leur financement, à la fourniture de garanties et l'appui à des tours de tables pour la mobilisation des fonds.

Burkina Faso

1. Présentation générale du pays

Situé dans la boucle du Niger, le Burkina Faso est un pays continental de 274 200 km2 sans débouché sur la mer. Il est limité au Nord et à l'Ouest par le Mali, au Nord-Est par le Niger, au Sud-Est par le Bénin et au Sud par le Togo, le Ghana et la Côte d'Ivoire.

La faible déclivité du relief gêne l'écoulement des eaux des trois fleuves : le Mouhoun, le Nazinon et le Nakambé, (anciennement Volta noire, Volta rouge et Volta blanche) qui drainent le pays. Le point le plus proche de l'Atlantique est éloigné de 500 km. L'altitude moyenne des plateaux est 500 m. Le point le plus haut, le Tenakourou culmine à 747 m et se situe à l'ouest du pays.

De climat tropical, le Burkina Faso possède une saison sèche et une saison des pluies.

A l'aube du 3è millénaire le Burkina place sa stratégie de développement pour les années avenir dans une perspective d'ouverture au marché régional et mondial. Il s'est fixé un objectif précis : devenir un pôle de développement en Afrique de l'Ouest. Une telle ambition est fondée sur une appréciation objective des forces et limites du pays.

Au début des années 90, d'importantes réformes ont été engagées dans plusieurs domaines dont les résultats aujourd'hui, autorisent l'espoir. Au plan politique, le Burkina a noué avec l'Etat de droit après une douzaine d'années de régimes d'exception. Les institutions démocratiques mises en place fonctionnent de façon satisfaisante, et assurent au pays une longue période de liberté et de stabilité qu'il n'avait jamais connue auparavant. Dans le domaine économique, un programme d'ajustement structurel a permis de rétablir les grands équilibres macro-économiques, et d'assainir les principaux secteurs de l'économie. Enfin sur le plan social, il a été entrepris de repartir équitablement les fruits de la croissance, en consacrant une part importante des ressources de l'État aux secteurs de l'éducation de base, de la santé, de l'eau et de l'assainissement.

Le Gouvernement veut maintenant passer à la phase de modernisation de l'économie. Cela permettra de créer davantage de richesses, d'accroître la compétitivité et de conquérir de nouveaux marchés extérieurs.

Dans cette stratégie, le secteur privé est appelé à jouer un rôle de premier plan. L'environnement institutionnel et juridique mis en place (code des investissements, code douanier, code minier, législation du travail, etc.), offre aux investisseurs nationaux et étrangers un cadre idéal pour concrétiser rapidement leurs projets et garantir la rentabilité de leurs investissements. Le Burkina regorge de ressources agropastorales et minières encore faiblement exploitées. En outre, le fait de disposer d'une main d'œuvre abondante et laborieuse constitue un avantage supplémentaire.

Dans la perspective de l'intégration en cours, le Burkina dispose d'un atout géographique de taille. Idéalement placé au cœur de la sous région, il sera un carrefour incontournable au sein du marché commun UEMOA (70 millions de producteurs et de consommateurs) dont l'entrée en vigueur est effective depuis le 1er janvier 2000.

Dans sa stratégie de réduction de la pauvreté finalisée en juin 2000, le Gouvernement du Burkina Faso a confirmé les principes de base en matière de gestion économique, à savoir, le recentrage du rôle de l'Etat, la gestion durable des ressources naturelles, la promotion d'un nouveau partenariat avec les bailleurs de fonds, la promotion de la bonne gouvernance, la prise en compte du genre, la réduction des disparités régionales et la prise en compte de la dimension régionale. Parmi les objectifs qu'il s'est fixé dans le cadre de sa stratégie de réduction de la pauvreté, le Burkina Faso compte spécialement améliorer la compétitivité de l'économie et réduire les coûts des facteurs de production, qui sont élevés par rapport aux autres pays de la région. C'est le cas en particulier dans le secteur de l'énergie pour l'électricité.

La stratégie adoptée par le Gouvernement pour la réduction de la pauvreté définit le rôle de l'Etat par rapport à celui de la société civile et du secteur privé. Il y est indiqué que l'intervention publique sera guidée par deux considérations majeures : suppléer les défaillances du marché dans l'allocation efficace des ressources et rechercher l'équité sociale. Le rôle de l'Etat évolue avec le désengagement, la libéralisation de l'économie et la promotion du secteur privé. L'Etat doit pouvoir remplir au mieux ses fonctions de régulation et de redistribution.

L'étude sur la compétitivité et croissance économique publiée en mai 1999 a fait apparaître des coûts de production particulièrement élevés au Burkina Faso. C'est le cas en particulier de l'énergie. Outre l'enclavement du pays, l'étude attribue le coût élevé des facteurs de production à l'absence de concurrence, à la faible capacité étatique de régulation des monopoles et d'incitation à l'innovation, à des politiques inadéquates en matière de tarification, à des coûts financiers élevés et au sous-investissement chronique en maintenance des infrastructures. Les inefficacités dans le secteur de l'énergie constituent un goulot d'étranglement de l'activité économique et taxent lourdement les opérateurs locaux face à leurs concurrents étrangers.

Le Burkina Faso est un pays enclavé aux ressources énergétique limitées. Les sources d'énergie existantes au Burkina Faso sont l'eau, le bois, les hydrocarbures, le soleil et le vent. L'électricité est dérivée des hydrocarbures.

La consommation en produits énergétiques est faible. Elle est dominée par le bois et le charbon de bois, dont la part dans la consommation totale est de 84 pour cent environ. Celle des produits pétroliers et de l'électricité est respectivement de 14 et 2 pour cent environ. Les produits pétroliers servent pour environ deux tiers pour le transport et pour un tiers pour la production d'électricité et les usages domestiques.

2. Cadre réglementaire et institutionnel

Textes de lois

La loi n°016-2005/An du 12 mai 2005 régit le secteur. L'État s'est engagé dans une réforme profonde et continue depuis 1998. En décembre 2000, a été adoptée une Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Énergie (LPDSE) qui trace le cadre général de cette réforme axée principalement sur la mise en place d'un cadre réglementaire adéquat et sur le désengagement partiel de l'État de la SONABEL.

L'amélioration du cadre réglementaire et institutionnel s'est traduite par la promulgation de la Loi n°016-2005/An du 12 mai 2005 portant réglementation générale de l'approvisionnent du Burkina Faso en énergie électrique, qui abroge toutes dispositions antérieures contraires, notamment la Loi n° 060/98/AN du 17 décembre 1998.

Organisation institutionnelle du secteur

L'Organisation institutionnelle du secteur de l'électricité tourne principalement autour de l'Etat, de l'Organe de Régulation du sous-secteur de l'Electricité, de la SONABEL et du Fonds de Développement de l'Electrification.

L'Etat est représenté par le Ministère de l'Energie, le Ministère chargé du Commerce et e Ministère des Finances. Le Ministère de l'Energie est responsable de la politique et de la planification stratégique de l'électrification, de la réglementation et du contrôle des infrastructures électriques. Le Ministère des Finances veille à l'application des conditions nécessaires à l'équilibre financier du sous secteur. Tandis que le Ministère du Commerce réglemente les prix de l'électricité à la consommation ainsi que les prix des produits pétroliers utilisés par la SONABEL. Il agit toutefois sur proposition de la Commission d'Homologation des Prix de l'Électricité.

La Société Nationale d'Electricité du Burkina Faso (SONABEL), opérateur historique créé en 1968, est l'entité chargée de la production, du transport et de la distribution de l'électricité dans le pays. Elle exerce les fonctions de gestion du système de fourniture de l'électricité sur la base d'un contrat signé avec l'Etat.

Le Fonds de Développement de l'Electrification est chargé de promouvoir une couverture nationale équitable de l'énergie électrique en développant l'électrification rurale. Le secteur de l'électricité est régulé par la Commission d'Homologation des Prix et l'Organe de Régulation du Sous-secteur de l'Electricité. L'ORSE a été crée en 2005. Il est chargé de :

- veiller à l'application des textes législatifs et réglementaires ;
- protéger les intérêts des consommateurs et des opérateurs en prenant toute mesure propre à garantir l'exercice d'une concurrence saine et loyale dans le sous secteur ;
- promouvoir le développement efficace du sous secteur en veillant notamment à l'équilibre économique et financier ;
- déterminer les tarifs de l'électricité en vue d'assurer l'équilibre financier du sous secteur après avis des ministres chargés de l'énergie, des finances et du commerce ;

- mettre en oeuvre les mécanismes de consultation des utilisateurs consommateurs et de l'opérateur prévus par les lois et les règlements ;

- ordonner les mesures nécessaires pour assurer la continuité, la qualité et la sécurité du secteur public de l'électricité.

Le Burkina Faso garde son modèle de monopole public verticalement intégré, tout en mettant la priorité sur les importations grâce au développement des interconnexions. La réforme institutionnelle prévoit la création d'une société publique de patrimoine qui aura en charge la gestion des infrastructures d'électricité dans le pays ainsi que la mise sous contrat d'affermage privé de l'opérateur national qu'est la SONABEL pour l'exploitation. Un dispositif de régulation est également mis en place.

3. Offre d'énergie électrique

La SONABEL assure la production de l'électricité. Son parc de production comprend 30 centrales thermiques diesels et 3 centrales hydroélectriques. Mis à part le projet de Noumbiel, les sites propices aux grands aménagements ont pratiquement tous été exploités. Une étude menée en 1999 par EDF pour le compte de la SONABEL a identifié 9 sites de puissances comprises entre 14 et 1,6 MW. Mais le prix de revient du kWh produit rende ces sites moins attrayants.

DESIGNATION	2 006	2 007	VAR.%
I - PUISSANCE INSTALLEE			
. Thermique (kVA)	221 054	216 719	-1,96
. Hydraulique (kW)	32 000	32 000	--
II – ENERGIE PRODUITE TOTALE (kWh) dont	**548 397 372**	**612 711 927**	**11,73**
• Production énergie thermique	467 728 921	501 295 228	7,18
• Production énergie hydroélectrique	80 668 451	111 416 699	38,12
III – ENERGIE IMPORTEE (kWh)	**139 323 910**	**123 910 359**	**-11,06**
• Importation de la Côte d'Ivoire	135 642 000	119 611 000	-11,82
• Importation du Ghana	3 681 910	3 967 185	7,75
• Importation du Togo	---	332 174	-
ENERGIE TOTALE PRODUITE ET IMPORTEE (II+III)	**687 721 282**	**736 622 286**	**7,11**
IV –ENERGIE TOTALE LIVREE à la distribution (kWh)	**665 404 607**	**710 227 950**	**6,74**
• Energie livrée par les Réseaux Interconnectés	604 882 174	653 998 015	8,12
• Energie livrée par les Réseaux Isolés	60 522 433	56 279 935	-7,01
VI – ENERGIE VENDUE TOTALE (kWh)	**580 537 158**	**607 174 272**	**4,59**
• Energie vendue en Basse Tension (post payé)	349 615 241	361 561 315	3,42
• Energie vendue en Basse Tension (prépayé)	15 188 869	17 752 876	16,88
• Energie vendue en Haute Tension	215 733 048	227 860 081	5,62

Le système électrique de la SONABEL est composé de deux (02) sous-systèmes, appelés centres régionaux de consommation qui seront progressivement interconnectés en un réseau national interconnecté avec le raccordement nombreux centres isolés.
Le Centre Régional de Consommation d'Ouagadougou (CRCO) est approvisionné par les centrales thermiques de Ouaga I, de Ouaga II, de Koudougou et de Kossodo, et les centrales hydroélectriques de la Kompienga et de Bagré. Ce réseau alimente principalement Ouagadougou et les villes de Koudougou, Tenkodogo, …

Le Centre Régional de Consommation de Bobo-dioulasso CRCB) comprend les centrales thermiques de Bobo I et Bobo II et les centrales hydroélectriques de Tourni et de Niofila. Le CRCB est depuis 2001 approvisionné par les importations venant de la Côte d'Ivoire grâce à la ligne d'interconnexion 225 kV reliant Ferkéssédougou en Côte D'ivoire à Bobo Dioulasso, garantissant ainsi 35 MW. Ce centre régional couvre les besoins de Bobo Dioulasso et les régions du sud-ouest du pays.

Les centres isolés sont approvisionnés en électricité par des petits groupes diesels alimentant un réseau local de distribution. Il s'y ajoute deux centres (Léo et Pô) qui sont desservis par un raccordement au réseau ghanéen.

Le niveau de pertes (17%), l'un des plus faibles de l'Union, s'explique surtout par la prévalence jusqu'ici d'un système atomisé avec une production proche des lieux de distribution.

Plan de développement de la production et des importations (SONABEL 2008)

Approvisionnement	Unité	2007	2008	2009	2010
Production thermique	MWh	508 544	563 564	384 465	91 600
Production hydraulique	MWh	81 500	86 000	86 000	86 000
Achats Côte d'Ivoire	MWh	143 306	151 403	397 485	761 235
Achats Ghana	MWh	3 976	4 343	4 733	5 149
Total Production et Achats		**737 326**	**805 309**	**872 683**	**943 984**

Approvisionnement	Unité	2011	2012	2013	2014	2015
Production thermique	MWh	134 732	91 600	138 988	236 215	341 297
Production hydraulique	MWh	86 000	86 000	86 000	86 000	86 000
Achats Côte d'Ivoire	MWh	794 970	794 970	794 970	794 970	794 970
Achats Ghana	MWh	5 570	175 200	175 200	175 200	175 200
Total Production et Achats		**1 021 272**	**1 147 770**	**1 195 158**	**1 292 385**	**1 056 170**

L'offre d'énergie solaire est caractérisée par l'ensoleillement qui est en moyenne de 5,5 kWh/m2/jour pendant 3000 à 3500h par an au Burkina Faso. La forme thermique directe utilisée pour le chauffage et le séchage n'a jamais été quantifiée. Par contre l'utilisation de l'énergie solaire sous sa forme électrique par conversion des rayonnements lumineux est mesurée par le nombre d'équipements installés dans le pays pour les différents usages (réfrigération, télé, vidéo, communication, éclairage public). En 2002 la puissance totale installée était estimée à 1368 kWc répartis comme suit: télécommunications 16% ; pompage 15%; éclairage 66% ; télé et vidéo 3%.

Eolien

Le régime des vents est faible au Burkina Faso. La moyenne nationale varie entre 2 et 3 m/s avec des maxima de 4 à 5m/s dans le nord du pays. L'utilisation de cette technologie à des fins de production d'électricité n'est pas prometteuse au Burkina.

4. Demande d'énergie électrique

Prévision de la demande d'énergie de la SONABEL (2007 - 2020)

Demande d'énergie (ventes)	Unité	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Ventes BT	MWh	394 943	431 358	470 133	511 450	553 325	598 820
Ventes MT	MWh	231 951	253 337	276 110	300 376	324 969	351 688
Total	MWh	**626 894**	**684 695**	**746 243**	**811 826**	**878 294**	**950 508**

Demande d'énergie (ventes)	Unité	2013	2014	2015	2016
Ventes BT	MWh	647 537	700 214	757 147	815 792
Ventes MT	MWh	380 299	411 237	444 674	479 116
Total	MWh	**1 027 836**	**1 111 451**	**1 201 821**	**1 294 908**

Demande d'énergie (ventes)	Unité	2017	2018	2019	2020
Ventes BT	MWh	879 402	944 527	1 014 549	1 089 843
Ventes MT	MWh	516 474	554 722	595 846	640 067
Total	MWh	**1 395 876**	**1 499 249**	**1 610 395**	**1 729 910**

Prévision de la demande de puissance de la SONABEL (2007 - 2020)

Demande de puissance	Unité	2007	2008	2009	2010	2011
POINTE	MWh	**151,60**	**165,20**	**180,40**	**196,50**	**212,78**

Demande de puissance	Unité	2012	2013	2014	2015	2016
POINTE	MWh	**230,56**	**249,50**	**269,93**	**292,02**	**314,72**

Demande de puissance	Unité	2017	2018	2019	2020
POINTE	MWh	**339,38**	**364,53**	**391,56**	**420,67**

5. Autres indicateurs de performance

DESIGNATION	2 006	2 007	VAR.%
NOMBRE D'ABONNES (*)	**283 908**	**288 475**	**1,61**
. Basse Tension (BT) compteurs classiques	252 161	251 204	-0,38
. Basse Tension (BT) compteur à prépaiement	30 950	36 429	17,70
. Haute Tension (HT)	797	842	5,65

(*)N.B : Les abonnés au prépaiement 2006 ont été comptabilisés en sus dans le total des abonnés ordinaires BT. Nombre d'abonnés corrigés 2006 : 255 059 soit une variation de 13,10 par rapport à l'année 2007.

6. Programme d'Urgence : appui du Fonds de Développement Electricité au Burkina Faso

Le Burkina Faso est conforté à une insuffisance de production due essentiellement au retard de trois ans dans la réalisation de l'interconnexion Bobo –Ouaga permettant d'apporter 86 MW supplémentaires pour l'approvisionnement de la ville de Ouagadougou et l'électrification des zones traversées. L'Etat du Burkina Faso a dû en urgence commander une puissance supplémentaire de 14 MW sur fonds propres. La mise en service de la ligne d'interconnexion étant prévue pour Juin 2009 dans le meilleur des cas (des retards étant possibles et même probables), il y'aura à nouveau une insuffisance de puissance pour combler la pointe de 2009 qui intervient dès le mois d'Avril. Une intervention en garantie du Fonds est nécessaire pour l'acquisition d'un groupe thermique supplémentaire de 14 MW à 20 MW permettant de passer la pointe, mais surtout de doter le Burkina Faso d'une capacité de production lui assurant une sécurité de fourniture en réserve froide pour pallier à une défaillance éventuelle des importations.

Le fonds devrait également intervenir en garantie dans l'approvisionnement en combustibles pour la production d'électricité dans ce pays jusqu'à la mise en service de l'interconnexion Bobo – Ouagadougou, au regard de la composition de son parc dominé par le thermique à hauteur de 85 %.

Côte d'Ivoire

1. Présentation générale du pays

La République de Côte d'Ivoire est un pays d'Afrique occidentale, membre de l'Union Africaine, de la ECDEAO, de l'UEMOA. D'une superficie de 322 462 km2, elle est limitée au nord par le Mali et le Burkina Faso, à l'ouest par le Libéria et la Guinée, à l'est par le Ghana et au sud par l'océan Atlantique. La population, dénombrée à 15 366 672 habitants en 1998, est estimée à 18 373 060 habitants en 2008. La Côte d'Ivoire a pour capitale politique et administrative Yamoussoukro (Abidjan demeurant capitale économique), pour langue officielle le français et pour monnaie, le franc CFA.

L'économie, essentiellement axée sur le café et le cacao, connaît au cours des deux premières décennies après indépendance un essor exceptionnel, faisant de la Côte d'Ivoire un pays phare dans la sous région ouest africaine.

En 1990, le pays traverse, outre la crise économique survenue à la fin des années 1970 et qui perdure, des périodes de turbulence aux plans social et politique. Après plusieurs accords de paix, le pays s'engage le 4 mars 2007, dans un nouveau processus de sortie de crise fondé sur un accord politique conclu à Ouagadougou (Burkina Faso).

L'histoire de l'institutionnalisation de la Production de l'Energie Electrique en Côte d'Ivoire remonte à 1952, avec la création de la société de l'Energie Electrique de la Côte d'Ivoire, en acronyme EECI dont la mission était de Produire, Transporter, Distribuer et Commercialiser l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire ivoirien encore sous tutelle coloniale.

Pour démarrer cette longue mission, l'EECI s'équipe de six Groupes Electrogènes d'une puissance unitaire de 1,5 MW, soit un total installé de 9 MW.

Entre 1959 et 1965, l'EECI monte en capacité avec la construction sur le fleuve BIA (*région d'Aboisso,* des barrages hydroélectriques d'AYAME I et II, équipés de quatre groupes hydrauliques au fil de l'eau dont la puissance totale installée est de 52 MW.

La période allant de 1968 à 1970 voit la mise en place dans la zone portuaire d'Abidjan de deux Unités à vapeur d'une puissance installée de 64 MW ; Six années plus tard, sur le même site, deux autres groupes à vapeur viennent augmenter le parc thermique, avec une puissance totale installée de 150 MW ; *(la puissance totale installée du site passe à 214MW)*

Cette même période du début des années 70 (1972) voit également sur le fleuve Bandaman Blanc, l'aménagement du Barrage hydroélectrique de KOSSOU, équipé de trois groupes hydrauliques de moyenne chute, d'une puissance installée de 176 MW; mais en raison des aléas climatiques, si cet ouvrage a fait les beaux jours de la pêche, il n'a pu honorer les performances électriques que le Pays en attendait.

L'EECI poursuivant sa logique ascensionnelle de société de service publique ; la période de 1977 à 1983 voit d'abord, l'aménagement du Barrage hydroélectrique de TAABO avec trois Unités hydrauliques de moyenne chute, la puissance installée est de 210 MW puis vient BUYO, équipé des trois autres groupes hydrauliques de basse chute, avec une puissance totale installée de 165 MW.

Le déficit dans la fourniture de l'électricité *(délestages intempestifs, fin d'année 1983),* lié à la faible pluviométrie et à une demande d'énergie de plus en plus forte a amené l'Etat de Côte d'Ivoire à initier en Côte d'Ivoire, en mars 1984, les premières Turbines à Gaz ; quatre unités d'une puissance totale de 88 MW, sont installées à Abidjan.

Mais le déficit de la production d'énergie n'a cessé de s'accroître compte tenu de la vétusté déclarée des quatre tranches à vapeur citées supra et surtout de la mauvaise pluviométrie des vingt dernières années qui sévit dans la Sous région ; une autre cause non des moindres s'explique par la prolifération des retenues d'eau à des fins d'irrigation et/ou d'adduction d'eau dans les villes du Nord ivoirien en plein essor.

La Côte d'Ivoire va de 1990 à 1995, devenir importatrice d'énergie électrique du GHANA voisin ; environ 50 MWh entrent par la ligne d'interconnexion Ghana / Côte d'Ivoire aux heures de pointe

Entre temps, en 1990, sous l'empire des « programmes d'ajustements structurels », la mission de l'EECI à elle, confiée depuis 1952 passe aux mains de la Compagnie Ivoirienne d'Electricité, en acronyme : CIE qui devient le Concessionnaire Publique de l'Etat de Côte d'Ivoire dans le domaine ; l'EECI gère le patrimoine avant d'être liquidée en 1998 pour donner la naissance aux trois Sociétés que sont : la SOPIE, La SOGEPE et ANARE.

Au regard du déficit éloquent de l'énergie électrique, la Côte d'Ivoire libéralise dès 1990, le secteur de la production d'électricité ; ce qui se traduit par l'entrée en scène, en 1995 de la Compagnie Ivoirienne de Production d'Electricité, en acronyme : **CIPREL**, premier producteur privé d'électricité en Côte d'Ivoire, avec l'installation de quatre Turbines à Gaz de type dual, d'une puissance totale installée de 210 MW.

Puis arrive, en 1999, **AZITO ENERGIE**, le deuxième producteur privé, avec la mise en place de deux Turbines à Gaz de type dual, d'une puissance totale installée de 300 MW.

La Côte d'Ivoire devient alors, exportatrice d'énergie électrique vers le GHANA, le TOGO et le BENIN ; environ 100 MWh transitent à l'heure de pointe par le Ghana, pour desservir le Togo et le Bénin.

Notons par ailleurs que toutes les Turbines à Gaz de type dual de conception qui ont démarré au fuel liquide, fonctionnent désormais, essentiellement au gaz naturel ; la

fourniture du gaz naturel est assurée par les Sociétés gazières FOXTROT et DEVON dont les exploitations Off Shore, sont au large des côtes ivoiriennes du Golf de Guinée.

2. Cadre réglementaire et institutionnel

L'Etat élabore la stratégie de développement et fixe le prix de l'électricité. L'Agence nationale de régulation de l'électricité (ANARE) fait les arbitrages à travers la régulation.
La Compagnie ivoirienne d'électricité (CIE) exploite le service public d'électricité pour le compte de l'Etat. Elle entretient les installations et assure le service aux clients (au niveau national ainsi qu'à l'exportation).

Le Ministère des Mines et l'Energie est la tutelle du secteur électrique en Côte d'Ivoire à travers les Directions opérationnelles que sont la Direction de l'Energie (DE) et la Direction des Hydrocarbures (DH).

La **SOGEPE** (Société de Gestion du Patrimoine du Secteur de l'Electricité) a pour missions d'assurer la maîtrise d'ouvrage, la gestion de l'intégrité du patrimoine public et privé de l'Etat dans le secteur de l'Electricité et de veiller à l'équilibre financier global du secteur.

Pour le compte de l'Etat, la **SOPIE** (Société d'Opération Ivoirienne d'Electricité) est chargée:

- de la planification de l'offre et de la demande en énergie électrique
- de la maîtrise d'œuvre des investissements publics en électricité (électrification, extension rurale et urbaine, renforcement, renouvellement des ouvrages de production, transport et distribution)
- du suivi de la gestion des fonctions d'achats, de transport et de mouvements d'énergie
- du contrôle technique de l'exécution des différents contrats et conventions de concessions, y compris le patrimoine électrique de l'Etat.

En outre, la **SOPIE** participe à la recherche du financement complet ou complémentaire nécessaire pour les projets d'électrification rurale.

Outre ces missions à elle confiées par l'Etat, la **SOPIE** met son expertise au service des tiers (secteur privé, collectivités territoriales, secteur parapublic, partenaires au développement, ONG ….) dans les domaines de l'ingénierie et de la réhabilitation d'équipements de production industrielle ou électrique.

Les liens contractuels entre les opérateurs du secteur de l'électricité sont surtout entre la CIE, le concessionnaire public de l'Etat de Côte d'Ivoire et les producteurs privés que sont la CIPREL et AZITO ENERGIE

Ces liens consistent essentiellement à la coordination et à l'optimisation de l'exploitation des unités de production, de transport et de distribution

La CIE, au regard de l'offre et de la demande, propose aux opérateurs privés, au prorata de leur puissance contractuelle et de leur disponibilité, un quota de production annuelle. Elle consolide et gère les programmes d'arrêt pour maintenance de toutes les unités du parc national de la fourniture d'électricité ; organise et anime les réunions relatives à la coordination des activités de production, de transport et de distribution de l'électricité.

Les IPP, conformément aux contrats signés avec l'Etat et à travers un compteur d'énergie tampon, livrent leur quota de production au réseau national et d'interconnexion sous régionale, infrastructures par lesquelles la CIE a la charge de transporter et de distribuer la denrée électrique.

Les missions de **l'ANARE** (Autorité Nationale de Régulation du secteur Electrique), conformément à son objet, peuvent être regroupées en quatre catégories :

- **le contrôle du respect par les opérateurs du secteur de l'électricité des lois, règlements et conventions en vigueur;** à travers :
  - le contrôle du concessionnaire du service public de l'électricité (CIE) ;
  - le contrôle des Producteurs Indépendants d'Electricité (PIE) ;
  - le contrôle de l'activité de fourniture de gaz naturel au secteur de l'électricité.

- **le règlement par l'arbitrage ou la médiation des litiges** opposant :
  - les opérateurs à l'Etat ;
  - les opérateurs entre eux ;
  - les opérateurs et les usagers ou consommateurs.

    A ce titre l'ANARE :

    - reçoit les recours formulés auprès d'elle par les consommateurs de l'électricité non satisfaits des suites réservées par le concessionnaire du service public de l'électricité (CIE) à leurs réclamations ;
    - pilote le Comité Gaz Electricité ayant pour rôle d'anticiper et de résoudre les difficultés techniques ou les litiges liés au gaz naturel, principal combustible utilisé dans la production de l'électricité.

- **la protection des intérêts des consommateurs d'électricité**, à travers :
  - le contrôle du respect des obligations de service public pesant sur les concessionnaires, à savoir :
    - l'accès au service de l'électricité ;
    - la continuité et la régularité de la fourniture de l'électricité ;
    - la qualité du produit et du service fournis aux consommateurs ;
  - des actions d'information, de sensibilisation et de formation au profit des consommateurs d'électricité.

- **le conseil et assistance à l'Etat et aux opérateurs pour toutes questions relatives au secteur de l'électricité**, notamment en ce qui concerne :
  - l'opportunité de la signature et /ou de la délivrance de nouvelles concessions ou licences ;
  - la réalisation d'études en matière de normalisation et de sécurité ;
  - les études prospectives relatives au fonctionnement et au développement du secteur ;
  - l'équilibre financier du secteur de l'électricité.

3. Offre d'énergie électrique

Les réserves de gaz naturel sont estimées à 1 436 milliards de pieds cubes. Le niveau de production actuel est de 60,355 milliards de pieds cubes.

Le parc de production est structuré autour de barrages hydroélectriques et de centrales thermiques fonctionnant à partir du gaz.

Puissances installées et puissances disponibles en MW

Site de production	Date de mise en service	Puissance installée	Puissance utilisable (MW)	Productible (GWh)
Barrages hydroélectriques				
AYAME 1	1959	20 MW	20	60
AYAME 2	1965	30 MW	30	90
KOSSOU	1972	175,5 MW	120	505
TAABO	1979	210 MW	210	850
BUYO	1980	165 MW	165	900
FAYE	1983	5 MW	5	19
Cumuls hydrauliques		**605,5**	**550**	**2 424**
Centrales thermiques				
VRIDI 1 (T. à Gaz)	1984	88 MW	86	753
CIPREL	1995-1997	212 MW	209	1830
AZITO ENERGIE	1998-2000	300 MW	296	2592
Cumuls thermiques		**600**	**591**	**5 175**
TOTAL		**1 205,5 MW**	**1 141 MW**	**7 599 GWh**

Production d'énergie électrique en GWh

Les IPP sont : la CIPREL et AZITO ENERGIE ; ils sont entrés en scène suite à la libéralisation du système de production, en 1990. Les contrats signés avec l'Etat de Côte d'Ivoire sont de type BOOT.

La source de leur production est thermique et essentiellement à partir du Gaz naturel. Ils représentent quasiment la moitié de la fourniture nationale d'énergie électrique.

Site de production	Quantité en GWh	Taux	Variation 2005 - 2006
AYAME 1	72,3		
AYAME 2	139,1		
KOSSOU	79,4		
TAABO	449,3		
BUYO	760,1		
FAYE	10,1		
Cumuls hydrauliques : 1 510,3 GWh		**27,3 %**	**+ 5,1 %**

Centrales thermiques			
VRIDI 1 (Turbine à Gaz)	376,5		
CIPREL	1 475,0		
AZITO ENERGIE	2 173,9		
Centrales isolées	3,8		
Centrales autonomes	2,4		
Cumuls thermiques : 4 031,88 GWh		**72,7 %**	**- 2,4 %**
TOTAL PRODUCTION : 5 541,88 GWh			**- 0,5 %**

Pointe de production	**775 MWh**

Energie livrée en GWh

National	4 200	79,7 %
Interconnexion Côte d'Ivoire / Ghana	658	12,5 %
Interconnexion Côte d'Ivoire / Bénin	272	5,2 %
Interconnexion Côte d'Ivoire / Burkina Faso	136	2,8 %
Interconnexion Côte d'Ivoire / Mali	2	0,04 %

La production nationale d'électricité est injectée sur un réseau commun. En effet, la Côte d'Ivoire dispose d'un vaste réseau interconnecté de transport d'énergie électrique comprenant des interconnexions avec le Ghana, le Burkina Faso et bientôt le Mali. Ce réseau comporte deux niveaux de tension: le niveau 225 kV pour les longues distances et le niveau 90 kV pour des distances plus réduites.

Pour éviter des pertes dans le réseau de transport et de distribution d'électricité, il faut élever la tension sur les longues distances. Il se trouve qu'à ce niveau, la région de l'est reste sous-équipée. La ligne 90 kV Dimbokro-Attakro-Abengourou-Agnibilékrou connaît un fort taux de charge et des chutes de tension importantes aux heures de pointe. Tous les postes 225 kV utilisent un ou plusieurs transformateurs 225/90 kV avec des puissances unitaires de 70 MVA pour faire transiter l'énergie électrique vers le niveau 90 kV.

Ensuite, il y a le réseau de répartition en 90 kV qui se compose de 40 nœuds et 48 branches totalisant 2 500 km de lignes aériennes. Ce réseau comporte en outre une branche aéro-souterraine et deux branches souterraines complétant le réseau maillé en 90 kV de la ville d'Abidjan. Les postes 90 kV sont équipés de transformateurs 90/30 kV et /ou 90/15 kV.

Le transformateur 90/30 kV est destiné à l'alimentation en moyenne tension des localités souvent très éloignées des postes sources, tandis que le transformateur 90/15 kV alimente les charges de consommation de la ville où est installé le poste source.

Toutes les centrales thermiques et hydrauliques sont reliées entre elles à travers ce réseau interconnecté. L'arrêt d'un centre de production n'influe pas sur une région donnée parce qu'il est suppléé par un autre connecté sur le réseau, lorsque celui-ci dispose encore de la marge de production au préalable.

En vue d'adapter la capacité de transit du réseau de transport et de distribution aux ouvrages de production, d'améliorer la fiabilité du réseau ivoirien et de faire de ce réseau le noyau incontournable du système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain (EEEOA, WAPP ou West African Power Pool en anglais), l'Atelier qui s'est tenu à Grand Bassam le 18 janvier 2007 recommande l'exécution des travaux suivants sur la période 2007-2015 :

- l'achèvement du poste 225/90/15 KV de Yopougon II
- la création d'un nœud 225 KV au poste de Riviéra avec l'entrée en coupure de ce poste de la ligne Abobo-Prestea pour boucler la ceinture 225KV de la ville d'Abidjan
- la réalisation de la ligne 225 KV Laboa-Ferké
- la construction du poste 90/15 KV de la Djibi avec l'entrée en coupure de la ligne 90KV Abobo-Bongo et une liaison souterraine 90 KV Djibi-Riviéra
- la construction du poste 90/15 KV d'Anoumanbo avec l'entrée en coupure d'une des lignes 90KV Bia Sud-Riviéra
- la réalisation de la boucle 90 KV Est Agnibilékro - Bondoukou – Sérébou avec un poste 90/30 KV à Bondoukou
- le renouvellement des équipements de téléconduite du dispatching d'Abidjan ;
- la réalisation de la ligne 90 KV Buyo – Zagné avec la construction d'un poste 90/30 KV à Zagné et la réorganisation du réseau HTA
- la construction du poste 90/15 KV de ANANI avec 2 transformateurs de 50 MVA chacun et l'entrée en coupure de la ligne 90 KV Riviéra-Bassam
- la réalisation de l'interconnexion Côte d'Ivoire – Mali pour la construction de la ligne 225 KV Ferké – Sikasso
- le doublement de l'interconnexion Côte d'Ivoire – Ghana par une ligne 330 KV Riviéra – Prestea avec la création d'un nœud de 330 KV à Riviéra
- la construction d'un nouveau dispatching national à vocation sous- régionale
- le doublement de la ligne 225 KV Kossou – Taabo.

Pour le réseau de distribution, il est nécessaire d'effectuer des restructurations, les renforcements et les extensions de sorte à lever les contraintes de transit de charges et de chutes de tension chez les consommateurs, et à réduire les pertes sur le réseau.

4. Demande d'énergie électrique

Compte tenu de l'historique de la croissance de la demande nationale d'électricité observés ces dix dernières années et en raison de l'importance relative des travaux post-crise prévus dans le programme de reconstruction nationale, il a été retenu un scénario

d'évolution de la consommation nationale d'énergie électrique avec un croissance moyenne de 8% sur la période 2007-2015.

5. Autres indicateurs de performance

Les pertes techniques du réseau et la fraude se chiffrent à environ 1250 GWh.

Nombre d'abonnés Basse Tension	898 863
Nombre d'abonnés Haute Tension	2 665
TOTAL Abonnés	901 528

6. Programme d'Urgence : appui du Fonds de Développement Electricité à la Côte d'Ivoire

En Côte d'Ivoire, unique pays exportateur d'électricité de l'UEMOA et disposant de ressources en gaz, l'intervention du Fonds dans la phase d'urgence doit faciliter les *tours de tables* de projets portés par les IPP et accélérer leur mise en œuvre.

La Côte d'Ivoire a vu, sous l'effet de la crise, sa capacité de production stagner au point qu'elle ne peut plus garantir les quantités d'électricité à l'exportation. L'intervention du Fonds doit donc en priorité consister à restaurer l'offre et garantir les exportations à la fois sur ses marchés traditionnels et faire face au supplément de demande venant des pays UEMOA (Burkina Faso, Bénin, Togo, Mali).

L'appui du Fonds devra également cibler les indispensables travaux de réhabilitation du réseau de transport en Côte d'Ivoire qui permettront de sécuriser et de garantir les interconnexions considérés comme critiques pour exporter l'électricité ivoirienne. Il s'agit de projets comme la ligne 225 KV *Laboa - Ferké*, la création d'un nœud 225 kV au poste de Riviera avec l'entrée en coupure dans ce poste de la ligne *Abobo - Prestea* au Ghana pour boucler la ceinture 225 kV de la ville d'Abidjan et la renforcement du dispatching national pour lui donner un caractère régional.

Guinée Bissau

1. Présentation générale du pays

La Guinée Bissau est un pays peu doté en ressources énergétiques nationales. Le bois et le charbon de bois constituent environ 82% de la consommation d'énergie finale et 95% de la consommation en énergie des ménages. La consommation en énergie commerciale est par conséquent faible (0.3 tep/habitant) et est essentiellement couverte par les produits pétroliers et l'électricité.

L'exploitation des ressources en biomasse constitue par conséquent une menace sérieuse pour l'environnement.

Le pays dispose cependant de ressources hydrauliques (20MW-80GWh)) et pétrolières identifiées mais dont la rentabilité de l'exploitation n'est pas prouvée. Il dispose aussi d'un potentiel solaire (5kWh/m2/jour) et éolien (2.5-7m/s).

La Guinée Bissau est donc dépendante des hydrocarbures pour son approvisionnement actuel. Elle privilégie donc une stratégie d'importation durable d'énergie électrique à moindre coût sur le marché régional d'électricité qui bénéficie des effets d'échelles et de l'utilisation des ressources hydroélectriques. Elle est partie prenante du projet OMVG qui lui permettra l'accès à ce marché à l'horizon 2011-2012.

2. Cadre réglementaire et institutionnel

Il n'y a pas de loi spécifique au secteur de l'Electricité en Guinée Bissau. Le seul texte existant en la matière et actuellement en vigueur est le décret n°32/83 du 19 novembre 1983 qui crée la société **Electricidade e Agua da Guine-Bissau** (EAGB) afin d'assurer l'exploitation des infrastructures d'électricité et d'eau dans tout le pays.

Une lettre de politique sectorielle élaborée par le Gouvernement en 2000 définit les principaux objectifs en matière énergétique se résumant aux points suivants :

- production et approvisionnement régulier du pays à partir des différentes formes d'énergie ;

- adoption d'une politique tarifaire basée sur les coûts réels d'exploitation ;
- amélioration du taux d'accès à l'électricité dans le cadre de la réduction de la pauvreté ;
- réhabilitation des infrastructures existantes et pérennité de la qualité du service ;
- désengagement de l'Etat et création d'un cadre législatif et réglementaire assurant la mobilisation et le contrôle des investissements ainsi que la protection environnementale ;
- création de conditions favorables à l'attrait des investissements privés dans le secteur ;
- promotion des énergies de substitution pour garantir l'efficacité et l'économie d'énergie ;
- promotion de la production d'énergie électrique a travers des ressources hydroélectriques existantes et,
- développement de la coopération sous-régionale à travers notamment l'OMVG et la CEDEAO pour optimiser au niveau du pays les effets positifs du marche intégré et de l'interconnexion des réseaux de transport.

Sur cette base un projet de décret-loi restructurant le secteur de l'énergie et définissant ses grands principes de fonctionnement a été élaboré et approuvé par le Conseil des Ministres. Ce texte est assorti d'un autre projet de décret-loi spécifique au sous-secteur de l'électricité. A ce jour, aucun de ces textes n'a été encore adopté par le Parlement et ils restent en attente d'une promulgation. Dans la pratique cependant, le Gouvernement a organisé les structures et le fonctionnement du secteur dans la perspective de la promulgation de ces deux lois. Il prévoit de limiter le rôle de l'Etat à la coordination de la planification du secteur et la gestion des ressources. Il est par ailleurs envisagé d'attribuer des concessions à des opérateurs privés et de créer une société de gestion du patrimoine ainsi qu'un organe de régulation.

Organisation institutionnelle du secteur

En Guinée-Bissau, le secteur de l'énergie est placé sous la responsabilité du Premier Ministre. Sous son autorité, le **Secrétariat d'Etat à l'Energie** est chargé de la définition de la politique du secteur et du développement des énergies renouvelables.

La mise en œuvre de cette politique est confiée à la **Direction Générale de l'Energie** (DGE), qui est un département du Secrétariat d'Etat à l'Energie. Cette Direction a pour mission d'élaborer et de contrôler l'application des textes légaux et réglementaires dans le domaine énergétique. Elle a en outre pour attributions la réalisation d'études prospectives, la promotion des technologies nouvelles et le suivi des études d'aménagement. Par contre, le contrôle et l'exploitation des ressources forestières et des combustibles ligneux sont confiés à la Direction Générale des Forets et Chasse du Ministère du Développement Rural et de l'Agriculture.

De même, l'Institut National de Recherche et Technologie Appliquée, qui relève du Ministère des ressources naturelles est chargée entre autres, de la promotion et coordination des activités de la recherches et du transfert de technologie pour la mise en valeur des ressources énergétiques locales, notamment les énergies renouvelables.

La société **Electricidade e Agua da Guine-Bissau** (EAGB), créée par le décret n32/83 du 19 novembre 1983, est chargée d'assurer l'exploitation des infrastructures d'électricité et

d'eau dans tout le pays. Son activité est cependant limitée à la ville de Bissau en raison d'une situation financière préoccupante. La production et la distribution de l'électricité à l'intérieur du pays relèvent de la Direction Générale de l'Energie, avec le concours des autorités provinciales.

A ces structures étatiques, se sont ajoutés des **producteurs privés** tant à Bissau la capitale, qu'a l'intérieur du pays. Il s'agit en fait d'autoproducteurs qui, en raison de la pénurie, produisent pour les propres besoins et certains d'entre eux, injectent une partie de leur production dans le réseau de distribution de EAGB.

Domaine	Rôle des acteurs
Politique sectorielle	• Sous la responsabilité du Premier Ministre • Définie par le Secrétariat d'Etat a l'Energie • Mise en œuvre par la Direction Générale de l'Energie
Réglementation technique	• Elaborée par la Direction Générale de l'Energie • Mise en œuvre contrôlée par la Direction Générale de l'Energie
Investissements	• La Direction Générale de l'Energie coordonne le processus d'élaboration des programmes d'investissement, opère les arbitrages nécessaires et supervise les études en impliquant tous les autres opérateurs. • Le futur Organe de Régulation sera consulté en particulier pour s'assurer de la préservation des conditions de viabilité économique et financière du secteur, de la protection de l'environnement. • Le Ministère chargé de l'Energie a la décision finale d'approbation des programmes d'investissement. • Les contrats de concessions définissent les conditions de financement des investissements. (les Ministères en charge de l'énergie et des Finances représentent le Gouvernement). • EAGB, qui deviendra une société de patrimoine de droit privé, et les autres opérateurs, sont chargés de la réalisation des ouvrages prévus. • Le futur Organe de Régulation contrôlera l'exécution des obligations contractuelles des opérateurs en matière d'investissement.
Tarification	• Le principe est celui du libre tarif, fixé en concertation avec les opérateurs, selon les critères d'efficience économique, de viabilité financière, de neutralité et de transparence. • Les tarifs de vente seront soumis, pour homologation, au Ministère de tutelle et au Ministère des Finances par le futur Organe de régulation. • Le futur Organe de Régulation contrôlera les prix et les tarifs. L'Etat a la décision finale en matière de fixation des tarifs.

Domaine	Rôle des acteurs
Importations & Exportations	• L'Etat est responsable de la politique en la matière. • Selon la nouvelle loi-cadre de l'énergie, le Ministère chargé de l'Energie octroie les licences d'importation et d'exportation de produits énergétiques telles qu'exigées par la législation en vigueur. • La nouvelle loi du sous-secteur de l'électricité est muette sur la question.

Organisation institutionnelle du secteur

Le secteur de l'énergie électrique de la Guinée Bissau a depuis toujours été caractérisé par l'insuffisance et l'état précaire des infrastructures de production, transport et distribution d'électricité, un endettement très élevé, une planification et une coordination des projets d'électrification inadéquates en raison d'un cadre institutionnel inapproprié. Avant le conflit de 1998, seulement 2,6 pour cent de la population vivant dans la capitale Bissau avait accès à l'électricité. Afin de remédier à cette situation, le Gouvernement a décidé de donner une nouvelle impulsion au programme d'électrification du pays en entamant en 1996 une réforme visant à restaurer une qualité de service acceptable et assurer un développement durable du secteur de l'énergie. Le processus a été interrompu en 1998, suite au conflit politico-militaire qui a détérioré encore plus l'état des infrastructures existantes ainsi que la gestion du service public d'électricité.

A la fin de ce conflit, le Gouvernement s'est engagé à entreprendre une vaste réforme du secteur afin d'améliorer la disponibilité et la fiabilité de la fourniture d'électricité. A cette fin, d'importants actes ont été posés avec notamment l'adoption d'une nouvelle lettre de politique sectorielle, l'élaboration d'une nouvelle loi de l'électricité en instance de promulgation, et l'élaboration d'un programme national de réhabilitation et de développement du secteur de l'électricité.

Les principales orientations politiques du Gouvernement en la matière sont:

(a) ***dans le court terme***, assurer la réhabilitation et la gestion efficiente des infrastructures existantes;

(b) ***dans le moyen terme***, établir les conditions appropriées pour la production et une fourniture régulière des différentes formes d'énergie ;

(c) ***dans le long terme***, créer les conditions de mobilisation des investissements à travers la participation du secteur privé à la gestion et au développement du secteur, et poursuivre la coopération au niveau sous régional pour accéder au marché régional de l'électricité à travers notamment le système interconnecté de l'OMVG.

S'agissant de la nouvelle Loi sur l'Electricité, ses principales innovations portent sur : (i) l'introduction dans le secteur du partenariat Public/Privé et des producteurs indépendants d'énergie (IPP) (ii); l'introduction d'un régulateur dans le secteur et (iii) la mise en place d'un nouveau cadre réglementaire permettant une gestion technique et financière efficace des actifs publics.

Les nouvelles dispositions institutionnelles prévues devraient ainsi conduire au désengagement de l'Etat de l'exploitation du service public d'électricité et limiter son rôle à la définition de la

politique sectorielle, à la coordination de la planification du secteur et à l'attribution de concessions à des opérateurs privés. La reforme vise à terme l'attrait des investissements privés qui se traduit par le droit donné aux opérateurs privés de négocier des contrats de concession afin : - d'améliorer la qualité du service avec les équipements actuels, - d'accroître les moyens de production, de transport et de distribution, - d'améliorer les performances techniques et financières en vue de minimiser ou supprimer la charge du secteur sur le budget de l'Etat.

Avec la réforme en cours, il sera mis fin au monopole, de droit, de EAGB. Il est envisagé de transformer la société d'Etat en une société de patrimoine. La nouvelle loi sur l'électricité prévoit la négociation de contrats de concession avec des opérateurs privés. Elle pose en effet comme principe d'exploitation du service public d'électricité la délégation de gestion, en tout ou en partie, des infrastructures d'électricité appartenant à l'Etat. Ce dernier pourra également déléguer la gestion d'une partie de ce patrimoine, notamment à l'intérieur du pays, aux collectivités locales.

L'introduction de producteurs privés indépendants est également favorisée par la nouvelle loi en cours d'adoption. Les concessionnaires devront conclure avec ces derniers des contrats d'achat d'électricité qui définiront les conditions techniques et commerciales de la livraison de l'électricité produite sur le réseau de distribution.

L'organe de régulation prévu pour s'assurer du respect des règles par tous les acteurs est cependant envisagé dans le cadre d'un organe de régulation multisectorielle couvrant également les domaines des télécommunications et du transport. L'institution de cet organe concernera dans une première phase les secteurs des télécommunications et du transport, et dans une seconde phase le secteur de l'électricité.

En plus de cet organe, il est prévu l'institution de deux organes consultatifs : le Conseil Supérieur Consultatif du service public d'électricité, et les Commissions Régionales d'Electricité. Ces dernières seront constituées, au niveau des régions, par les représentants des utilisateurs, des sociétés d'exploitation des réseaux électriques et des centrales, des collectivités locales, des industriels, des organisations agricoles et des associations familiales. Les Commissions disposeront d'un pouvoir consultatif et seront habilitées à faire des propositions en matière de mode d'organisation de la distribution de l'énergie électrique dans les régions, d'application des textes législatifs et réglementaires et de sélection des entreprises concessionnaires.

3. Offre d'énergie électrique

Le système électrique de la Guinée Bissau comprend la zone de Bissau géré par EAGB et 28 centres autonomes à l'intérieur du pays.

L'énergie livrée en 2005 a été de 10 623,2 MWh contre 9 563,1 GWh en 2004 avec une hausse de 11.09%.

La pointe est estimée à 20 MW mais en 2006, la disponibilité de la centrale de Bissau n'a pas permis de dépasser 3,9 MW.

La Guinée Bissau dispose d'une capacité de production insuffisante avec une centrale à Bissau de 17.5 MW et environ 7 MW dans les centres secondaires en exploitation à l'intérieur du pays. La centrale de Bissau est constituée de 13 groupes diesels de taille modeste fonctionnant au gasoil. De manière générale, les unités de production de la centrale de Bissau sont relativement récentes. En effet sur 13 unités, les huit totalisant plus de 62% de la capacité installée ont été mis en service après 2001.

Centrale de Bissau				
Nom	**Type**	**Mise en service**	**Puissance Installée (MW)**	**Puissance disponible (MW)**
GE1A	Thermique - Diesel	2001	0.98	0
GE2A	Thermique - Diesel	2001	0.98	0
GE3A	Thermique - Diesel	2001	0.98	0
GE4A	Thermique - Diesel	2001	0.98	0
GE5A	Thermique - Diesel	2001	0.98	0
GE4	Thermique - Diesel	1993	1.45	1.25
GE7	Thermique - Diesel	1987	2.32	1.8
GE8	Thermique - Diesel	1997	1.42	0
GE9	Thermique - Diesel	1997	1.42	0
GE1B	Thermique - Diesel	2003	1.5	0
GE2B	Thermique - Diesel	2003	1.5	1
GE3B	Thermique - Diesel	2003	1.5	0
GE4B	Thermique - Diesel	2003	1.5	1
Total			**17.51**	**5.05**

Toutefois, un mauvais choix technologique fait que les groupes les plus récents ne sont pas conçus pour fonctionner en base. Il s'y ajoute que les difficultés à s'approvisionner en combustibles et en pièces de rechanges rendent difficiles l'exploitation et la maintenance de l'ensemble de la centrale de Bissau entraînant ainsi une faible disponibilité. C'est ainsi que seul un groupe de 1.8MW était disponible en fin janvier 2007 lors du passage de l'équipe du consultant à Bissau.

La DGE gère huit centrales secondaires à l'intérieur du pays totalisant une puissance de 7MVA. La majeure partie de ces centrales est à l'arrêt depuis 3 à 5 ans suite à des problèmes de financement de leur exploitation (combustibles, pièces de rechange…). Toutefois, l'exploitation du système de Bafata-Gabou a repris à la fin de l'année 2006.

Nom	Type	Puissance Installée (MVA)
Bafata-Gabou	Thermique - Diesel	3.5
Cacheu	Thermique - Diesel	0.3
Bissora	Thermique - Diesel	0.4
Farim	Thermique - Diesel	0.6
Catio	Thermique - Diesel	0.5
Mansoa	Thermique - Diesel	0.25
Bolama	Thermique - Diesel	0.4

Nom	Type	Puissance Installée (MVA)
Autres	Thermique – Diesel	1.1
Total		**7**

D'autres centres sont gérés par des associations ou autorités locales.

Il faut enfin noter que les mauvaises performances de EAGB ont entraîné un développement de l'autoproduction aussi bien au niveau des entreprises et commerces que des institutions (banques, ambassades, organismes internationaux…). La puissance installée des 28 plus gros sites d'auto production est de 3,8 MVA pour une production équivalente à celle d'EAGB. Les installations des cinq plus gros auto producteurs que sont le PNUD (750MVA), Bissau Hôtel (550MVA), GUIPORT (473MVA), GUINE TELECOM (392MVA) et la BCEAO (250 MVA) constituent environ les 2/3 de cette puissance.

L'essentiel du réseau est situé à Bissau et dans le système Bafata-Gabou. La longueur totale est estimée à 214,235km.

La quantité d'énergie vendue/facturée a été de 9,56 et 10,62GWh en 2004 et 2005 respectivement pour une production brute de 19,87 et 16,24 GWh respectivement. Le rendement global de EAGB reste donc médiocre même si elle passe de 48,12% à 65,41% sur la période. Il faut y ajouter que seul 80% de l'énergie facturée est recouvrée avec un niveaux d'arriérés supérieur au chiffre d'affaire encaissable.

Le système Bissau guinéen fait face à deux urgences. D'une part, il doit résoudre les problèmes d'efficacité du secteur en mettant à niveau l'infrastructure de Production-Transport-Distribution. D'autre part. elle doit s'étendre pour pouvoir absorber l'énergie attendue du projet Energie de l'OMVG à l'horizon 2012.

C'est ainsi qu'il a été convenu avec la BAD de privilégier l'étude d'un programme d'urgence d'électrification 2008-2009. Parallèlement, un certain nombre de projets sont en cours de mise en œuvre avec l'appui de la Banque Mondiale, de la BOAD et du Gouvernement indien. Il s'agit principalement de :

- Amélioration de la maintenance de la centrale de Bissau (BOAD)
- IPP de 15 MW à Bissau (Banque Mondiale) ;
- Extension et renforcement du réseau MT et BT (Banque Mondiale, BOAD, Gouvernement indien) ;
- Renforcement des Centre secondaires (Gouvernement indien)
- Réforme et renforcement des capacités du secteur commercial (Banque Mondiale, BOAD) ;
- Renforcement des capacités de EAGB en matière de Gestion financière et comptable et de formation (BOAD).

4. Demande d'énergie électrique

Selon les prévisions disponibles, la demande sera de 200GWh/44.1MW en 2015 et 268GWh/61.2MW en 2020.

5. Autres indicateurs de performance

Les pertes production sont correctes car elles sont inférieures ou égale à 1%. Ceci montre que l'essentiel des pertes se situe au niveau commerciale et du réseau sans qu'il soit possible de faire la part des choses. Toutefois, les deux segments ont un besoin urgent de mise à niveau (réhabilitation et renforcement du réseau de distribution d'une part, remise à niveau de la fonction commerciale et lutte contre la fraude d'autre part).

Cependant tout effort au niveau commercial pourrait se révéler vain sans une amélioration notable de la qualité de service.

La consommation spécifique en combustible au niveau de la centrale de Bissau est de 232.96 g/kwH en moyenne. Elle semble correcte et reflète l'âge des groupes disponibles.

Au niveau tarifaire, la grille en vigueur date du 26 mai 1997. Le niveau des tarifs qui était supposé évoluer selon une formule d'indexation n'a pas bouge depuis cette date.

Le prix moyen en 2005 était de 232.34 FCFA/kWh (229 F pour la BT et 239F pour la MT). Ce niveau de prix est exorbitant si on le compare à ceux pratiqués dans la sous région et au pouvoir d'achat des populations. Ceci explique largement le développement de la fraude au niveau de la clientèle.

Le nombre des abonnés est passé à 16962 en 2005 contre 17008 en 2004, soit une baisse qui s'explique essentiellement par la désaffection des Entreprises et Particuliers suite à la mauvaise qualité du service.

6. Programme d'Urgence : appui du Fonds de Développement Electricité à la Guinée Bissau

La Guinée Bissau est le seul pays de l'UEMOA totalement isolé. Elle n'a pas encore pu bénéficier jusqu'ici de projets communs et d'importations, du fait de l'absence d'interconnexions. Dans le court terme, la Banque Mondiale est en train de mettre en place une puissance de 15 MW sous forme de leasing, qui sera garantie par la domiciliation de recettes dans un compte séquestre pour assurer le paiement des loyers et charges combustibles. Le Fonds pourrait intervenir, en apportant une puissance supplémentaire sur le même schéma de cette expérience pilote. Au-delà, le Fonds aura comme priorité d'ici 2012 d'appuyer ce pays dans les infrastructures réseau permettant le raccordement aux interconnexions prévues dans le cadre des projets d'hydroélectricité de l'Organisation de Mise en valeur du Fleuve Gambie (O.M.V.G.). Ce raccordement permettra à la Guinée Bissau d'accéder à une électricité très compétitive avec une disponibilité couvrant leurs besoins de façon durable.

Au-delà du programme d'urgence, l'approvisionnement à moyen terme est attendu principalement du Système OMVG qui devrait assurer 47% de la demande du pays[1].

[1] Il est envisagé que 8% de l'énergie attendue du projet OMVG soit alloué à la Guinée Bissau.

Mali

1. Présentation générale du pays

La République du Mali est un pays continental et tropical situé entre 11° et 14° de latitude Nord, d'une superficie de 1.241.238 km2 et d'une population estimée en 2005 à 12 500 000 habitants, dont près de 80 % vivent de l'agriculture et l'élevage en milieu rural.

En 2004, le Produit Intérieur Brut (PIB) était de 2584 milliards de FCFA, dont 35,6% pour le secteur primaire (agriculture, élevage etc.), 21,9% pour le secteur secondaire (mines, énergie, industries etc.) et 42,5% pour le secteur tertiaire (commerce, services etc.).

Puisque le Mali n'a pas encore sa propre industrie pétrolière, toute sa consommation d'hydrocarbures est importée via les ports maritimes des pays voisins, à un coût d'approvisionnement prohibitif se répercutant négativement sur la balance nationale des paiements.

2. Cadre réglementaire et institutionnel

Textes de loi

Le secteur de l'électricité au Mali est réglementé par la Loi d'orientation **n°00-019/P-RM du 15 Mars 2000.** Cette loi précise les conditions de fonctionnement et les droits et obligations des différents acteurs impliqués dans la gestion du secteur de l'électricité. Elle a été suivie par plusieurs textes qui fixent les contours de son champ d'action et les modalités de son application.

Dans l'ordonnance No. 00-19/P-RM du 15 mars 2005 portant organisation du secteur de l'électricité, les dispositions prévoient le désengagement de l'État dans la gestion du secteur et la redéfinition de son rôle d'artisan de la politique énergétique du pays.

L'ordonnance No. 00-21/P-RM du 15 mars 2005, porte sur la création et l'organisation de la Commission de Régulation de l'Electricité et de l'Eau (CREE).

La loi No. 03-006/AN-RM du 21 mai 2003 porte sur la création de l'Agence Malienne pour le Développement de l'Énergie Domestique et de l'Électrification Rurale (AMADER).

La loi No 05-019 du 30 mai 2005 modifie l'ordonnance No. 00-19/PRM du 15 mars 2000 portant organisation du secteur de l'électricité. Cette loi, en effet, modifie les dispositions de l'Article 50 de ladite ordonnance et crée le Fonds d' Électrification Rurale, géré par l'AMADER.

Le décret No. 02-107/P-RM institue le visa de conformité aux normes et règlements de sécurité des installations électriques intérieures.

Le cadre institutionnel du secteur énergétique malien a profondément évolué depuis l'indépendance nationale, consacrant l'option marquée du Gouvernement de faire jouer à l'énergie, un rôle de plus en plus important dans le développement socioéconomique du pays. En d'autres termes, le secteur de l'électricité au Mali a été marqué par de profondes mutations qui sont intervenues au cours des années 1995-2005, tant bien au niveau institutionnel qu'organisationnel.

Ces réformes dont le fait majeur est le désengagement de l'Etat de la gestion du secteur, ont ouvert la voie à la mise en concession privée d'EDM avec le choix d'un partenaire stratégique. Le groupe SAUR a été choisi à l'issue d'un processus d'appel à candidatures et d'appel d'offres.

Le Gouvernement du Mali a défini, dans la Lettre de Politique Sectorielle de l'Electricité et de l'Eau potable adoptée le 10 novembre 1999, les grandes lignes de sa politique en matière de restructuration des secteurs de l'électricité et de l'eau potable ainsi que de privatisation de la société Energie du Mali (EDM).

En 2005, en raison de désaccords entre parties contractantes sur la question du respect des engagements portant notamment sur les investissements d'une part mais aussi de divergences profondes sur la tarification, l'Etat malien ayant décidé d'une baisse des tarifs d'électricité au moment où le concessionnaire souhaitait les augmenter, le concessionnaire devait se retirer entraînant le retour de l'Etat comme actionnaire majoritaire d'EDM SA aux cotés de l'actionnaire minoritaire (groupe Aga Khan) qui a préféré rester dans le capital de la société.

Actuellement, la fourniture de l'électricité est organisée autour de quatre principaux acteurs du marché sous le contrôle d'une autorité de régulation, le CREE:

- La Société de gestion du barrage de Manantali (SOGEM) qui gère la production d'énergie réalisée à travers le barrage de Manantali

- Le groupe ESKOM opérateur d'électricité de l'Afrique du Sud assure sous contrat de concession, l'exploitation du barrage pour le compte de la SOGEM

- La société EDM-SA qui dispose depuis 2000 d'une concession du service public de l'électricité consacrant outre son activité de production un monopole sur les activités de transport et commercialisation de l'électricité sur toute l'étendue du territoire Malien

- Les auto producteurs.

Organisation institutionnelle

Le secteur de l'énergie est géré sous 4 tutelles (Primature, MMEE, MEF, MEA), trois (3) services techniques centraux (DNE, DNGM, DNCN), un (1) service rattaché à la DNE (CNESOLER), quatre (4) services personnalisés (ONAP, AMARAP, AMADER, AUREP) et un (1) organe de régulation (CREE).

Il existe donc au Mali une dispersion institutionnelle de la gestion publique de l'énergie, dont l'une des conséquences demeure l'existence de risques d'incohérence et de dispersion des efforts dans la définition et la mise en oeuvre de la politique énergétique nationale, si des dispositions adéquates ne sont pas prises en matière de mise en synergie des activités des intervenants. Par ailleurs, bon nombre des structures techniques étant de création très récente (AMARAP, AMADER, AUREP crées en 2002, 2003, 2004), une revue des textes existants, s'avère nécessaire pour éviter des conflits de compétence et créer et ainsi des conditions propices à l'amélioration de l'efficacité de l'ensemble des structures intervenant dans le secteur de l'énergie.

Quelques opérateurs du secteur privé assurent le service public de l'électricité, dont les plus importantes sont la Société Energie du Mali (EDM.SA) en tant que concessionnaire et deux (2) Sociétés de Services Décentralisés (SSD) comme permissionnaires.

Les Organisations Inter Gouvernementales (OIG) africaines intervenant dans le secteur de l'énergie dont le Mali est membre sont notamment l'Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal (OMVS), l'Autorité du Liptako Gourma (ALG), l'Union Economique et Monétaire Ouest Africaine (UEMOA), le Comité Inter-Etat de Lutte Contre la Sècheresse (CILSS), la Communauté des Etats de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) et l'Union Africaine (UA).

3. Offre d'énergie électrique

Parc de production

Système	Centrale	Puissance installée MW	Production d'électricité 2006 MWh
Système interconnecté	Total	113	344 816
	Dar Salam	37	28 229
	Balingué	24	69 751
	Sotuba	6	35 545
	Sélingué	46	239 351
	Félou	1	169
Système OMVS	Manantali	200	774 559
Système isolé	Total	38	99 382
	Koutiala	4	12 656
	San	2	4 389
	Sikasso	8	20 559
	Bougouni	1	4 861
	Ouelessebougou	0	636
	Kangaba	0	782
	Niono	3	4 711

Système	Centrale	Puissance installée	Production d'électricité 2006
Système isolé	Tominian	0	489
	Nioro	1	3 488
	Mopti	9	19 456
	Bandiagara	1	1 230
	Djenné	1	1 265
	Douentza	1	927
	Tombouctou	2	7 199
	Goundam	1	704
	Diré	0	946
	Niafunké	0	857
	Gao	4	12 212
	Kidal	1	2 016

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Production totale EDM-SA (MWh)	470 621	520 912	392 240	343 063	387 069	403 097	472 427
Production hydroélectricité brute (MWh)	245 294	250 436	234 639	238 144	249 040	241 724	275 065
Production thermique brute (MWh)	225 327	270 476	157 601	104 919	138 029	161 373	197 362
Production système interconnecté (MWh)	413 700	451 698	325 476	271 314	307 536	311 249	372 922
Production système isolé (MWh)	56 921	69 214	66 764	71 750	79 534	91 849	99 383
Production totale+ achat (MWh)	470 621	520 912	590 154	631 075	720 766	804 831	865 577
Achat Manantali (MWh)	0	0	196 117	286 054	331 610	399 801	391 307
Achat Côte d'ivoire (MWh)	0	0	1 797	1 958	2 087	1 933	1 843

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Puissance de pointe du RI (MW)	72,6		87,33	98,43	110,66	123,41	132,7

Une vingtaine de sites d'hydroélectriques de moyenne et grande capacité, ont été identifiés à travers le territoire national pour une puissance totale d'équipement d'environ 1050 MW, dont seulement 4 sites sont à présent aménagés (représentant environ 25% du potentiel national), à savoir : Félou (0,6 MW, env. 3 GWh/an), Sotuba (5,2 MW, env. 40 GWh/an), Sélingué (44 MW, env. 200 GWh/an) et Manantali (200 MW, env. 800 GWh/an).

L'irradiation solaire est de l'ordre de 5 à 7 kWh/m2/jour et se trouve bien repartie sur le territoire national.

La vitesse du vent dans les zones sahéliennes et sahariennes du pays varie de 3 à 7 m/s en moyenne annuelle.

Les surfaces totales des formations ligneuses sur les cinq (05) régions les mieux couvertes (Kayes, Koulikoro, Sikasso, Ségou et Mopti) sont estimées à près de 33 millions d'hectares avec un volume sur pied d'environ 520 millions de m3 et une productivité pondérée sur l'ensemble du pays d'environ 0,86m3/ha/an.

En tant que pays à vocation agro-pastorale, le Mali dispose chaque année d'importantes quantités de résidus agricoles et agro-industriels dont environ un million de tonnes de tiges

de cotonnier après la récolte et une appréciable quantité annuelle de balle de riz et de résidus d'autres céréales (mil, maïs, etc.). Aussi, le pays dispose t-il d'un potentiel énorme de production d'huile végétale de substitution et d'alcool carburant.

En dehors des formations forestières sur lesquelles pèsent grandement la pression de la demande et l'utilisation peu rationnelle du bois énergie, toutes les autres potentialités énergétiques du Mali sont à présent largement sous exploitées.

4. Demande d'énergie électrique

Demande d'énergie (en GWh)

Année	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Scénario faible	639	711	764	818	901	965	1 082	1 158	1 239
Scénario moyen	639	711	764	841	927	1 019	1 176	1 294	1 423
Scénario fort	639	711	764	864	952	1 076	1 275	1 441	1 628
Centres Isolés	82	94	101	116	126	130	140	96	103

Année	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Scénario faible	1 325	1 418	1 518	1 624	1 737	1 859	1 989
Scénario moyen	1 565	1 722	1 905	2 096	2 306	2 536	2 790
Scénario fort	1 840	2 079	2 363	2 670	3 017	3 410	3 853
Centres Isolés	96	85	89	92	70	69	72

Année	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Scénario faible	2 128	2 277	2 437	2 607	2 790	2 985	3 194
Scénario moyen	3 069	3 376	3 713	4 085	4 493	4 942	5 436
Scénario fort	4 354	4 920	5 560	6 282	7 099	8 022	9 065
Centres Isolés	74	77	80	83	86	89	93

Demande de puissance de pointe (en MW)

Année	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Scénario faible	111	123	133	145	158	169	190	203	218
Scénario moyen	111	123	133	145	163	179	207	227	250
Scénario fort	111	123	133	145	167	189	224	253	286

Année	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Scénario faible	233	249	268	287	307	329	352
Scénario moyen	275	302	335	368	405	445	490
Scénario fort	323	365	415	469	530	599	677

Année	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Scénario faible	376	402	430	461	493	527	564
Scénario moyen	539	593	652	717	789	868	955
Scénario fort	765	864	977	1 104	1 247	1 409	1 593

5. Autres indicateurs de performance

Taille de la clientèle

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Abonnés MT &BT	82 183	86 117	118 806	131 029	145 479	160 201	174 152
Abonnés BT	81 490	85 405	117 997	130 145	144 528	159 182	173 043
Abonnés MT	693	712	809	884	951	1019	1 109

6. Programme d'Urgence : appui du Fonds de Développement Electricité au Malo

Au Mali, l'appui du Fonds ciblerait notamment un besoin de 13,5 millions de $ U.S. nécessaires pour boucler le projet de centrale financé par la BID, prévu pour satisfaire la demande d'ici fin 2009. Le fonds devrait également délivrer pour le compte des Etats membres de l'OMVS, dont le Mali et le Sénégal, une garantie permettant la prise en charge du stock de pièces de rechange et la réalisation des gros entretiens du barrage de Manantali aujourd'hui devenue critique.

Niger

1. Présentation générale du pays

Pays sahélien, le Niger est situé entre les longitudes 0°16' et 16° Est et les latitudes 11°1' et 23°17'Nord et couvre une superficie de 1.267.000 Km² dont les ¾ sont désertiques. Administrativement, il est structuré en 8 régions, 36 départements et 265 communes.

L'étude de l'évolution du climat sahélien dégage une tendance lente mais régulière à un dessèchement caractérisé par des oscillations d'amplitude assez faible mais de longue durée et des oscillations de courte durée mais d'amplitudes plus grandes appelées sécheresse. Ces sécheresses répétitives se sont produites entre 1639 et 1643 et entre 1738 et 1756 et plus récemment en 1913, 1933, 1954, 1972, 1973, 1983 et 1984 (Etude ISLAMANE, 1999). L'indice révélateur de tous les temps demeure l'assèchement du fleuve Niger à Niamey en 1985 lorsque ce dernier a cessé de couler. Cette tendance a connu une accélération ces dernières années, accélérations attribuées à des causes surtout humaines.

Le trait marquant du climat du Niger est la sécheresse liée à plusieurs facteurs :

- L'insuffisance des précipitations : de l'extrême Sud qui reçoit 800 mm de pluie par an, elles diminuent très rapidement selon un axe Sud –Ouest et Nord- Est et baissent à moins de 100 mm au Nord et à l'Est du pays ;

- Les températures élevées : la moyenne annuelle est comprise entre 27° et 29° C ;

- La forte évaporation : plus de 4 mètres par an de hauteur d'eau évaporé sous abri à Agadez et Bilma, nord du pays. Elle décroît vers le sud, en rapport avec l'augmentation de l'humidité relative.

Selon le dernier recensement de la population effectué en 2001, la population du Niger était de 11.060.291 habitants, dont 83,4% vivent en milieu rural et se trouvent essentiellement concentrée au sud du 16ème parallèle dans une zone qui représente seulement 36% du territoire national.

La population, caractérisée par une croissance des plus élevés au monde (3,3%), est extrêmement jeune (50% environ ont moins de 15 ans) et l'espérance de vie était de 46ans à la date du recensement.

La densité moyenne de la population est de 6 habitants/Km², densités variant de 53 habitants/Km² à Agadez, au nord, à jusqu'à 100 habitants/Km² à Maradi, au sud du pays.

L'économie nigérienne repose essentiellement sur l'agriculture, les services, l'énergie, les mines, les industries manufacturières et les constructions. L'agriculture représente le principal contributeur au PIB avec 42% du PIB de 2005, soit 3,032 milliards USD PPA 2005. Ensuite, viennent les services (32% du PIB et 2,310 USD PPA 2005) et l'énergie (14% du PIB, 1,011 USD PPA 2005).

2. Cadre réglementaire et institutionnel

Textes de lois

La gestion du secteur électrique remonte de façon formelle à 1952 avec la première convention accordant la gérance du service de l'électricité de Niamey à la Société Energie AOF, société anonyme d'économie mixte sous contrôle de l'Etat français, ayant son siège à Dakar, et qui avait notamment pour objet la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique en Afrique de l'Ouest Française.

En 1956, cette convention de gérance fut transformée en concession de distribution publique d'énergie électrique à Niamey et ses environs. La Société Africaine d'Electricité (SAFELEC) s'est substituée à Energie AOF suite à l'accession à l'indépendance de plusieurs Etats africains, dont le Niger en 1960.

En Septembre 1968, la Société Nigérienne d'Electricité (Nigelec) fut créée sous la forme d'une société mixte avec la participation de SAFELEC, dont les actions furent rachetées par la suite par l'Etat du Niger. Cette démarche coïncidait avec l'idée de l'époque, fortement encouragée par la Banque Mondiale, selon laquelle les monopoles publics sont les plus aptes à développer le service public d'électricité du fait d'une meilleure allocation de la rente. La distribution dans les autres villes du pays fut confiée progressivement à Nigelec à partir de 1971, d'abord en gérance, puis sous forme de concession à partir de 1973.

L'encadrement législatif du secteur n'est intervenu que par l'Ordonnance n°74-31 du 15 Novembre 1974, portant Code de l'Electricité. La législation de l'époque disposait que la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique demeurait un monopole de l'Etat qu'il peut confier à une entreprise soit par voie de concession, soit par une convention appropriée, tandis que la relation contractuelle entre la République du Niger et Nigelec reste toujours entretenue par le traité de concession de 1956 qui précisait qu'il incombait à l'Etat d'assurer les financements de premier établissement d'électrification, à rattacher à la concession sous forme d'avenant, alors qu'à Nigelec revenait la mission d'exploiter, d'entretenir et renouveler les équipements à elle concédés.

Suite aux faibles performances enregistrées, le secteur électrique a commencé, dans les années 1980, à faire l'objet de réflexions destinées à en améliorer l'efficacité. Il en est résulté l'adoption en 1987d'une étude portant sur le cadre juridique et organisationnel ainsi qu'institutionnel du secteur électrique, élaboré par EDF International. Cette étude

préconisait, entre autres, la libéralisation de la production thermique, l'abandon du régime de la concession au profit d'un statut d'une société nationale dotée d'un contrat programme, la restructuration du Ministère en charge de l'Energie et la redéfinition des relations de tutelle. L'étude a aussi élaboré une proposition de nouveau code de l'électricité, un projet de contrat programme et des propositions d'objectifs pour Nigelec.
Il s'en est suivi l'adoption de l'ordonnance n°88-064 22 du Décembre 1988, portant Code de l'Electricité. Cette législation, en rapport avec la réforme qui la sous-tend :

- Institue le monopole de l'Etat sur la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique qui peut être confié à toute entreprise constituée sous forme de société d'économie mixte de même objet. L'ordonnance indique que cette société est chargée du service public de l'énergie électrique ;
- Décrit les prérogatives du service public, notamment les procédures de déclaration d'utilité publique ;
- Organise les conditions d'établissement et d'exploitation des ouvrages publics ;
- Edicte un système de fixation des tarifs de vente de l'électricité par décret pris en conseil des Ministres ;
- Fixe les attributions du Ministre en charge de l'Energie.

Aux contrats-programmes, sans retour d'expérience avérée mais jugés assez timides, ont succédé au début des années 90 les contrats de gestion, fortement recommandé par la Banque Mondiale dans le cadre des programmes d'ajustement structurels.

Aussi, le Niger décida en 1991, dans le cadre de son programme d'ajustement structurel, de réduire l'effectif du personnel de Nigelec et de déléguer sa gestion à des professionnels extérieurs de métiers en vue de favoriser une baisse du prix du kilowattheure (KWH) et accélérer le développement du pays.

Les partenaires sociaux, galvanisés par les positions nationalistes de la Conférence Nationale Souveraine, avaient rejeté cette démarche, amenant le gouvernement de l'époque à opter pour une restructuration de la société sans aucune intervention extérieure. Un protocole d'accord fut signé à cet effet le 01 juillet 1993.

Les premières mesures de la restructuration permirent d'atteindre rapidement des résultats appréciables (retour à l'équilibre de la société, baisse du prix du KWH de 7,21 %). Malheureusement, la dévaluation du franc CFA intervenue le 12 janvier 1994 et l'augmentation des prix des combustibles dès février 1994 ont sapé les fondements de ce plan national.

Alors, dès 1994 un nouveau plan de restructuration, volet d'un programme d'ajustement structurel de deuxième génération s'imposa au Gouvernement avec comme principaux axes:

- l'ouverture de la société à l'actionnariat privé, avec une limitation des actions de l'Etat à 51% du capital ;
- l'apurement des impayés de l'administration en deux (2) ans à partir de Mai 1994 et le payement régulier des factures ;
- la réduction de 30 % de l'effectif de la société dans un délai de six (6) mois à travers des opérations de départ volontaire.

Mais ce nouveau plan n'aboutit encore guère en raison des interminables conflits sociaux qui suivirent la hausse du prix du kWh survenue en juillet 1996 et consécutive à la hausse du prix du gasoil d'environ 36 %. Le non respect des engagements y contenus valut au Niger l'annulation par la Banque Mondiale du volet « électricité » du crédit NIR 1880.

Nigelec a été par la suite inscrite sur la liste des entreprises à privatiser. L'option stratégique de privatisation retenue s'articule autour des points suivants :

- attribution à NIGELEC d'une concession unique sur l'ensemble des zones déjà électrifiées (localités électrifiées par extension du réseau interconnecté et centres isolés, le reste relevant de l'électrification rurale) à la date de signature de la convention de concession ;

- libéralisation de l'activité de production ;

- conservation du monopole de la NIGELEC sur le transport et la distribution ;

- cession de 51 % du capital social à un partenaire stratégique privé qui sera chargé du développement du réseau sur ses fonds propres.

La mise en œuvre du programme de privatisation a entraîné la réforme du cadre institutionnel et juridique du secteur.

Sur le plan institutionnel, la limitation de l'Etat aux seuls rôles de définition des politiques et réglementations, amena à créer une structure de suivi des obligations contractuelles, d'arbitrage et de régulation.

Sur le plan juridique, pour consacrer la libéralisation du secteur, le Gouvernement adopta :

- L'ordonnance 99-044 portant création, organisation et fonctionnement de l'Autorité de Régulation Multisectorielle (ARM) a été adoptée le 26 octobre 1999. Cette ordonnance a pour objet de créer l'ARM, de décrire ses attributions générales et d'établir son mode d'organisation et de fonctionnement. Aux termes de cette ordonnance, l'ARM est chargée de réguler les secteurs de l'eau, de l'énergie, des télécommunications et des transports, désignés comme étant « les secteurs régulés ».

- La Loi N°2003-004 du 31 janvier 2003 portant Code de l'électricité régit les activités de production, de transport et de distribution ainsi que d'importation et d'exportation de l'énergie électrique en République du Niger.

Organisation institutionnelle

Le Ministère est chargé de l'énergie, ayant pour mission, en relation avec les Ministères concernés, l'élaboration et la mise en œuvre de la politique nationale énergétique, conformément aux orientations définies par le Gouvernement. L'Etat, à travers le Ministère chargé de l'Energie, détermine la politique sectorielle et définit le cadre législatif et réglementaire des activités de production, de transport, d'importation, d'exportation et de distribution de l'énergie électrique et en assure le suivi. A ce titre, il est chargé de planifier et définir, en rapport avec les autres partenaires, les programmes de développement d'électrification selon les besoins du pays et prendre part à

l'élaboration des plans, généraux de développement économique en ce qui concerne plus particulièrement les actions relatives à la politique énergétique.

L'Autorité de Régulation Multisectorielle (ARM) est chargée de la régulation des activités exercées sur le territoire de la République du Niger dans le secteur de l'Energie conformément à l'ordonnance n°99-044 du 26 0ctobre 1999 ;

La Société Nigérienne d'Electricité (NIGELEC) est délégataire du service public en matière de production, de transport et de distribution d'énergie électrique. Nigelec dispose d'un monopole de transport et de distribution de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire national. Cette mission est exercée avec l'appui du traité de concession de 1993 entre la République du Niger et Nigelec actuellement en vigueur, qui lui-même est en instance de remplacement par une nouvelle convention de concession et un cahier des charges plus élaborés en terme de suivi régulatoire. Il existe également un contrat de fourniture d'énergie électrique entre Nigelec et NEPA, monopoleur de l'énergie électrique de la République du Nigéria et un contrat de fourniture d'énergie électrique avec la Sonichar pour la desserte des villes d'Arlit, Tchirozérine et Agadez dans le nord du pays.

La Société Nigérienne de Charbon d'Anou Araren (SNCASA) intervient dans le schéma comme un producteur indépendant chargé de l'approvisionnement en énergie électrique des sociétés d'exploitation d'uranium localisées dans l'extrême nord du pays.

La Société Nigérienne du Charbon de l'Azawak (SONICHAR) est chargée de l'exploitation du gisement de Salkadamna, de la production de l'énergie électrique des briquettes de charbon à usage domestique.

La structure de promotion et de coordination de l'électrification rurale a été créée sous la tutelle du Ministre chargé de l'énergie par la loi 2003-004 du 31 janvier 2003.

3. Offre d'énergie électrique

Production d'énergie électrique

PRODUCTION SONICHAR

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Total production	GWh	134,87	134,40	143,67	148,83	154,75	158,47	167,50
Production à partir du charbon minéral	GWh	134,65	134,17	143,46	148,31	152,91	158,35	167,48
Production à partir du gasoil	GWh	0,22	0,23	0,21	0,53	1,84	0,12	0,02

PRODUCTION NIGELEC

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Total production	GWh	64,3	39,7	40,7	42,6	45,9	43,2	26,3
Production à partir du gasoil	GWh	59,36	37,46	39,69	40,81	42,75	38,88	22,76
Production à partir du fioul	GWh	4,92	2,27	0,98	1,83	3,11	4,29	3,55
Achat SONICHAR	GWh	10,93	12,24	13,62	14,33	15,37	16,46	18,75

OFFRE NATIONALE D'ENERGIE ELECTRIQUE

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Production globale	GWh	199,15	174,13	184,33	191,47	200,60	201,64	193,82
Production à partir du gasoil	GWh	59,6	37,7	39,9	41,3	44,6	39,0	22,8
Production à partir du fioul	GWh	4,92	2,27	0,98	1,83	3,11	4,29	3,55
Production à partir du charbon minéral	GWh	134,65	134,17	143,46	148,31	152,91	158,35	167,48
Achats locaux	GWh	5,62	6,08174	6,52742	2,971086	3,937558	3,8329174	6,0238

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Achats locaux	GWh	5,62	6,082	6,527	2,971	3,937	3,833	6,024
Importation	GWh	203,82	219,882	210,994	234,765	295,339	339,002	356,579
OFFRE TOTALE	GWh	408,59	400,09	401,85	429,21	499,88	544,47	556,42

Consommation d'énergie électrique

	Unités	2 000	2 001	2 002	2 003	2 004	2 005	2 006
Résidentiel	**GWh**	**125**	**178**	**158**	**167**	**180**	**202**	**249**
Tertiaire	**GWh**	**54**	**39**	**53**	**57**	**56**	**58**	**67**
Industries clients Nigelec	GWh	52	20	54	58	59	66	39
Industries minières	GWh	91	88	94	98	101	103	107
Aménagements	GWh	5	5	5	5	5	5	6
Total Industries	**GWh**	**148**	**113**	**153**	**161**	**165**	**174**	**152**
MT Résidentiel	GWh	7	40	8	8	9	9	33
MT Tertiaire	GWh	36	38	42	45	43	46	53
MT Industries	GWh	145	112	152	157	160	169	147
Consommation totale MT	**GWh**	**189**	**191**	**203**	**210**	**212**	**224**	**233**
BT Résidentiel	GWh	117	138	150	159	172	193	216
BT Tertiaire	GWh	18	1	11	12	13	13	15
BT Industries	GWh	3	1	1	4	4	4	4
Consommation totale BT	**GWh**	**138**	**139**	**162**	**174**	**188**	**210**	**235**

Le potentiel énergétique du Niger est très diversifié et se compose de :

- **Charbon minéral :** D'importants gisements ont été identifiés puis exploités dans le nord du pays à Anou Araren dont les réserves sont estimées à environ 6 millions de tonnes en 2002. Des indices ont été identifiés à Takanamat (situé à 80 km de Tahoua) où les réserves ont été estimées à environ 40 millions de tonnes et les travaux de prospection se poursuivent. D'autres indices ont été également découverts dans l'Aïr (près de Solomi).

- **Hydroélectricité :** Le potentiel hydroélectrique a été identifié sur le fleuve Niger et ses affluents avec trois (3) sites favorables :

  - Le site de Kandadji avec une puissance estimée à 125 MW.
  - Le site de Gambou avec une puissance estimée à 122,5 MW.
  - Le site de Dyodyonga avec une puissance de 26 MW.

  Il faut noter également l'existence de plusieurs sites potentiels de mini centrales hydroélectriques sur les rivières de Sirba (4,4 GWh/an), Gouroubi (2,2 GWh/an) et Dargol (1,2 GWh/an).

- **Hydrocarbures :** Le potentiel pétrolier du Niger est lié à deux grands bassins qui couvrent 90% du territoire national : le bassin occidental (bassin des Iullemeden) et le bassin oriental (bassin du Tchad). L'essentiel du potentiel prouvé, estimé à 324 millions de barils de pétrole et à 10 milliards de m3 de gaz, a été mis en évidence dans le bassin oriental.

- **Gisement solaire :** Il est abondant, le rayonnement moyen est de 6 kWh/m²/j. La durée quotidienne moyenne de l'ensoleillement varie entre 7 et 10 heures.

- **Gisement éolien :** Le Niger se situe dans la bande de vitesse de vent de 2,5 à 5 mètres par seconde. Cette bande est suffisante pour les applications de pompage pour l'irrigation et l'adduction d'eau potable.

Les projets d'expansion de l'offre électrique en cours et en projet sont les suivants :

- Projet de renforcement de la capacité de transit de la ligne BIRNIN KEBI (NIGERIA)-NIAMEY (NIGER) de 40 à 80 MW : Estimé à 6,55 milliards de F CFA, ce projet est estimé se concrétiser à la fin du premier trimestre 2008 ;

- Programme Kandadji de régénération des écosystèmes et de mise en valeur de la vallée du Niger : Le financement du programme est estimé à 479 millions d'Euros, dont 161,50 millions d'Euros pour la construction du barrage et ses ouvrages annexes ; 137,50 millions d'Euros pour l'équipement de la centrale électrique ; 28,57 millions d'Euros pour la construction d'une ligne 132 KV de 180 Km pour l'évacuation de l'énergie produite vers les centres de consommation et 152,12 millions d'Euros pour les composantes aménagements hydro agricoles et mesures d'accompagnement.

  Le financement de la construction du barrage a été bouclé lors d'une table ronde des bailleurs de fonds pilotée par la BID. Les travaux démarreront en 2009 et la mise en exploitation de la centrale est prévue pour l'année 2013 ;

- Réhabilitation et renforcement de la capacité de production de la centrale thermique à charbon de SONICHAR de 32 à 70 MW pour faire face aux prévisions de demande des sociétés minières, dont la société d'exploitation d'IMOURAREN qui démarrera ses activités en 2012 ;

- Renforcement de l'interconnexion à 330 KV BIRNIN KEBI-NIAMEY-OUAGADOUGOU : ce projet, dont l'étude de faisabilité vient d'être approuvé par les sociétés d'électricité intéressées est en phase de recherche de financement ; Doit théoriquement entrer en exploitation dans la période 2013-2020

- Projet de construction d'une centrale thermique à charbon de 200 MW à SALKADAMNA : après l'adoption de son étude de préfaisabilité, la SNCA S.A., société gestionnaire, s'atèle à financer l'étude de faisabilité du projet. La mise en service de la centrale de Salkadamna est prévue pour 2011.

4. Demande d'énergie électrique

Demande d'énergie électrique : énergie appelée en MWh

2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016
414 631	439 964	467 041	496 023	527 057	560 294	595 851	633 941

2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	2 022	2 023	2 024
674 708	718 346	765 074	815 056	868 541	925 759	986 961	1 052 341

5. Autres indicateurs de performance

Rendements

	Unités	2 000	2 001	2 002	2 003	2 004	2 005	2 006
Taux de rendement technique	%	93,42	91,52	91,67	92,61	92,09	90,6	90,79
Taux de rendement de distribution	%	90,41	93,6	93,82	93,6	91,64	92,9	92,09
Rendement global	***%***	***84,47***	***85,6***	***86***	***86,69***	***84,39***	***84,16***	***83,61***

Taux d'accès à l'énergie électrique

Année	2 000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Taux d'accès	5%	6%	6%	6%	7%	7%	8%

Année	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Taux d'accès urbain	33%	35%	38%	39%	40%	42%	47%
Taux d'accès rural	0,03%	0,03%	0,06%	0,14%	0,23%	0,28%	0,40%

Nombre d'abonnés à l'électricité

Année	2 000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Nombre total d'abonnés	80 944	90 477	101 240	107 845	117 485	126 108	148 995
Nombre d'abonnés MT	649	632	636	700	686	723	751
Nombre d'abonnés BT	80 295	90 066	98 707	107 145	116 999	125 041	135 094

6. Programme d'Urgence : appui du Fonds de Développement Electricité au Niger

Pour le Niger, les projets de renforcement de la centrale électrique de Goudel et la réhabilitation de la centrale à charbon SONICHAR, mais également de l'accompagnement par le Fonds à la réalisation de la centrale à charbon de SALKADAMNA doivent être la priorité. La mise en œuvre de ces projets permettra au Niger de disposer d'une puissance suffisante lui permettant d'assurer sa sécurité d'approvisionnement d'autant plus nécessaires que le pays ne dispose plus d'une sécurité d'approvisionnement du fait d'une fourniture à partir du Nigeria devenu très aléatoire.

Avec ces réalisations, le Niger disposera d'un supplément d'offre par rapport à sa demande intérieure, disponible pour l'exportation notamment vers le Burkina Faso, le Bénin et également le Togo. Cela rend le projet d'interconnexion *Nigéria - Niger - Burkina Faso - Bénin* critique et l'appui du Fonds indispensable pour accélérer sa mise en œuvre en priorité sur les tronçons *Niger - Burkina Faso - Bénin*.

Sénégal

1. Présentation générale du pays

Le Sénégal se situe à l'avancée la plus occidentale du continent africain dans l'Océan Atlantique, au confluent de l'Europe, de l'Afrique et des Amériques, et à un carrefour de grandes routes maritimes et aériennes.

D'une superficie de 196 722 km2, il est limité au nord par la Mauritanie, à l'est par le Mali, au sud par la Guinée et la Guinée Bissau, à l'ouest par la Gambie, et par l'Océan Atlantique sur une façade de 500 km.

Dakar (550 km2), la capitale, est une presqu'île située à l'extrême Ouest.

La population du Sénégal compte 9,8 millions d'habitants en 2001 soit une densité moyenne de 48 habitants au km2. Plus de 25% de la population est concentrée dans la région de Dakar. L'autre pôle de concentration est le centre du pays (le bassin arachidier) avec plus de 35 % de la population. L'Est du pays est très faiblement peuplé.

2. Cadre réglementaire et institutionnel

Le secteur de l'énergie électrique au Sénégal est régi par deux textes en vigueur et la lettre de politique sectorielle.

La loi n° 65-59 du 19 juillet 1965, relative à la production ou au captage, au transport et à la distribution de l'eau et de l'énergie électrique et par **le décret n° 84-1128 du 4 octobre 1984**, porte réglementation de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique. La Société Nationale d'Electricité (SENELEC) dont l'Etat détient la totalité du capital social qui exerce le monopole du transport et de la distribution électrique. Une large place est faite au secteur privé tant au niveau de la production que de la distribution et de la vente de l'énergie électrique.

Dans le souci d'attirer et de sécuriser les investissements privés et de rassurer les investisseurs ainsi que les prêteurs potentiels, il est apparu nécessaire, d'une part, de mettre en place un organe de régulation indépendant et, d'autre part de changer le

régime de propriété des lignes électriques. Ainsi, tout concessionnaire sera propriétaire des lignes électriques qu'il aura construites.

L'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale (ASER) est opérationnelle. Elle est met en œuvre sa mission principale de promouvoir l'électrification rurale et d'apporter, à cet effet, l'assistance technique et l'assistance financière requises pour soutenir les initiatives en matière d'électrification rurale. Elle a ouvert 18 concessions d'électrification rurales finalement ramenée à douze avec une première zone d'électrification rurale concédée à la suite d'un appel d'offres international à l'opérateur marocain (ONE) devant le français EDF.

La loi 2002-01 du 10 janvier 2002 abroge et remplace l'article 19, alinéa 4 et 5, et le chapitre IV de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité. Ces modifications stipulent principalement qu'aux termes et aux conditions définis par son contrat de concession, SENELEC a la responsabilité du développement de la production, en recourant à des installations de production nouvelles qui lui sont propres ou à la production indépendante. Le recours à la production indépendante se fera dans le cadre d'appels d'offres lancés par la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité en vue de recevoir de SENELEC et d'entreprises exerçant ou envisageant d'exercer une activité de production d'énergie électrique, les offres de fournitures requises.

La lettre de politique de développement du secteur de l'énergie (LPDSE) de février 2008 vise la définition de nouvelles mesures aptes à accélérer le développement du secteur de l'énergie à travers une plus grande implication du secteur privé. Elle vise l'accélération des réformes initiées dans le cadre de la LPDSE d'avril 2003 qui marquait la volonté de l'Etat de parachever le programme de réformes du secteur de l'énergie initiées entre 1998 et 2000.

Le recours à la production indépendante s'est développé dans le cadre d'appels d'offres lancés par la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité en vue de recevoir de SENELEC et d'entreprises exerçant ou envisageant d'exercer une activité de production d'énergie électrique, les offres de fournitures requises.

La nouvelle LPDSE outre la production, ouvre au secteur privé la distribution et de la vente de l'énergie électrique, à travers le démembrement de la SENELEC en trois filiales distinctes (production, transport et distribution), coiffées par une structure holding. Les filiales de production et de distribution seront largement ouvertes au privé, alors que la société de transport restera dans le giron public et garantira dans le processus d'ouverture de la distribution au secteur privé un accès aux tiers (vendeurs et acheteurs).

Avec ce dégroupage des activités de la chaîne de valeur, la réforme au Sénégal va le plus loin en matière de reforme institutionnelle d'ouverture au secteur privé et de mise en concurrence des acteurs.
Le secteur de la production d'électricité au Sénégal rassemble :

- La SENELEC, société anonyme dont la totalité des actions est actuellement détenue par l'Etat du Sénégal

- GTI-DAKAR, filiale de la General Electric, producteur privé indépendant

- Kounoune Power, filiale de Mitsubishi, producteur privé indépendant

- ESKOM-Manantali, en charge de l'exploitation du barrage de Manantali, ouvrage commun au Mali, à la Mauritanie et au Sénégal, réalisé dans le cadre de l'Organisation de la Mise en Valeur du fleuve Sénégal (OMVS)

- L'agence Sénégalaise de l'électrification rurale (ASER)

Les nouveaux IPP à venir sont :

- le suédois NYCOMB CYNERGETICS qui va installer une centrale au charbon de 2 X 125 MW (115 MW exploitables)

- la centrale diesel de Tobène en procédure d'attribution
- une centrale à la biomasse de 30 MW devant utiliser le typha largement disponible sur le fleuve Sénégal

Malgré l'ouverture au secteur privé (GTI) la réforme initiée en 1998 n'a pas permis de réussir la privatisation de la SENELEC avec l'échec des deux tentatives de (1999 et 2001).

L'activité des opérateurs dans ce secteur est organisé par la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (CRSE), créée par la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, qui est une autorité indépendante chargée de la régulation des activités de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique. Elle a en charge la gestion tarifaire avec le calcul du revenu maximum admissible de SENELEC à partir de quoi est réalisé la fixation de tarifs de l'électricité.

3. Offre d'énergie électrique

Le parc de production installé au Sénégal est de 582,6 MW. La production propre de la SENELEC est de 396,5 MW sur le réseau interconnecté et 25,6 MW dans les centres isolées. La quote-part du Sénégal dans la centrale hydroélectrique de Manantali est de 66 MW. La production des IPP (producteurs indépendants) de 52 MW pour.

Le réseau de transport haute tension (HT) de la SENELEC était constitué en 2005 de 1 036 km de ligne dont 760 km en 225 kV (lignes du réseau OMVS) et 276 km en 90 kV et de quatre injecteurs HT/MT équipés de 19 transformateurs pour une puissance installée de 757 MVA et de 2 postes HT de répartition. Le réseau de l'OMVS sur le territoire sénégalais comprend trois postes 225/30 kV (Matam, Dagana et Sakal) et d'un poste 225/90 kV (Tobène).

Le parc de production

En Mégawatts ⇨	Puissance installée	Puissance exploitable
VAPEUR	138,7	98
DIESEL Réseau Interconnecté	134	90
Turbine à Gaz	97	72
GTI - CYCLE COMBINE	52	50
MANANTALI	200*	60
DIESEL Réseau Non Interconnecté	25.6	23.8
TOTAL (hors Manantali)	447,3*	393,8

Centrale	Groupes	Puissance Installée	Date de mise en service	Date prévisionnelle de déclassement
C1	**106**	4,5	1990	
C2	**101**	12,8	1953	
	103	12,8	1959	
C3	**301**	27,5	1966	2015
	302	30	1975	2016
	303	30	1978	2017
C4	**401**	18	1998	
	402	18	1990	
	403	20	1997	
	404	15	2003	
	405	15	2003	
Kahone	**93**	3,5	1982	2009
	94	3,5	1982	2009
	149	3,5	1988	2009
	150	3,5	1988	2009
Saint Louis	**82**	3	1979	2008
	83	3	1979	2008
Tamba	**128**	1,2	1984	2009
Boutoute	**125**	2,2	1984	Arrivée OMVG avec le poste de TANAF 2011-2013
	126	2,8	1984	
	130	2,8	1985	
	804	5	1989	
Turbines à Gaz	**TAG2**	20	1984	
	TAG3	24	1995	
	TAG4	36,5	1999	

<u>Les sites de production</u>

BEL AIR

- Centrale 1 : 2x4,5 MW mis en service en 1990
- Centrale 2 : 4x12,8 mis en service en 1953, 55, 59, 61
- TAG n°4 : 34 MW mis en service en 1999

CAP DES BICHES

- C3 : 1x27,5+2x30 mis en service en 66, 74 et 78
- C4 : 2x18+1x19+2x15 mis en service en 90, 97 et 03
- 3TAG: 16,5, 20 et 22 mis en service en 71, 84 et 95
- 20 groupes Diesel de 0,8 MW chacun mis en service en 2000

SITES REGIONAUX

- C3 : 1x27,5+2x30 mis en service en 66, 74 et 78
- C4 : 2x18+1x19+2x15 mis en service en 90, 97 et 03
- 3TAG: 16,5, 20 et 22 mis en service en 71, 84 et 95
- 20 groupes Diesel de 0,8 MW chacun mis en service en 2000

La production et les achats d'énergie

	DESIGNATION	Unité	2002	2003	2004	2005
1	Pointe du réseau	MW	283	319	343	374
2	Production brute	GWh	1652	1754	1951	2171
3	*Achats GTI*	-	*353*	*348*	*351*	*298*
4	*Achats Manantali*	-	*194*	*340*	*293*	*267*
5	*Aggreko*	-	-	-	-	*156*
6	Déficit énergie	-	13	2	13,6	29
7	Coût proportionnel du kWh	FCFA	35,15	31,07	30,88	29,7

Le Sénégal n'échappe pas à la mondialisation de la folie pétrolière et le monde des chercheurs penche de plus à plaider pour un recours à l'énergie solaire, d'autant plus que le soleil est un gisement naturel inépuisable, qui a enregistré d'énormes progrès dans son développement technologique et ses applications.

L'Afrique de façon générale et le Sénégal, en particulier, ont un ensoleillement des plus réguliers et des plus intenses au monde. Selon le directeur du Centre d'études de recherche sur les énergies renouvelables (CERER), le Sénégal reçoit plus de 3.000 heures de soleil par an avec en moyenne 5,5 kWh par jour par m2, soulignant que la technologie de transformation de l'énergie solaire en énergie électrique est en constant progrès et que notre pays gagnerait à aller au-delà des projets et à prendre des mesures hardies pour la promotion des énergies renouvelables.

Selon le directeur du CERER, le Sénégal pourrait s'inspirer de la France, en incitant des privés à produire de l'électricité et à le revendre à la Senelec. Le directeur du Centre international de formation et de recherche en énergie solaire (Cifres), abonde dans le même sens, soulignant que la recherche est assez avancée en matière d'énergies renouvelables, aussi bien en éolienne, solaire qu'en biomasse. La bande côtière allant de Dakar à St-Louis offre de bonnes perspectives pour l'énergie éolienne, notamment le pompage de l'eau pour l'agriculture et le maraîchage. L'Etat gagnerait à revoir les textes dans le sens de mesures incitatives pour la promotion des énergies renouvelables.

Entre autres mesures, il est envisageable d'encourager les édifices et éclairages publics à fonctionner au solaire. Il faudra aussi nécessairement créer les conditions pour que les résultats de la recherche soient diffusés et pratiquement appliqués.

4. Demande d'énergie électrique

L'évolution de l'offre et de la demande au cours de l'année 2006 est la suivante :

	Production RI Senelec (MWh)	Achats d'énergie (MWh)	Demande (MWh)	Pointe (MW)
Janvier	117 571	41 883	157 225	328
Février	110 860	33 789	143 827	335
Mars	112 916	36 311	164 140	343
Avril	110 779	47 292	161 245	341
Mai	101 312	73 081	172 825	354
Juin	108 235	78 349	184 070	363
Juillet	106 541	83 445	191 850	363
Août	104 439	83 346	191 109	352
Septembre	119 022	62 302	189 948	361
Octobre	120 664	76 036	203 099	387
Novembre	121 759	75 154	198 043	384
Décembre	117 906	51 937	168 882	357
Année (2006)	1 352 003	742 926	2 126 263	387
Année-1 (2005)	1 358 741	720 489	2 047 247	374
Evolution (%)	-0	3,1	3,9	3,5

5. Autres indicateurs de performance

La clientèle

	2003	2004	2005	2006
Clients BT	502 140	550 000	597 230	642 697
Clients MT	1 070	1 099	2 151	1171
Clients HT	3	3	4	3
TOTAL	503 213	551 102	599 385	643 871

6. Programme d'Urgence : appui du Fonds de Développement Electricité au Sénégal

Au Sénégal, le Fonds devrait donner un appui en garantie pour l'approvisionnement en combustibles des centrales qui constitue aujourd'hui la principale cause de délestages dus à une insuffisance de production.

Le Fonds pourrait également apporter sa garantie à l'extension du projet Charbon (+ 250 MW), que l'étude a proposé dans le cadre du programme d'urgence. Ce projet permettra de mettre à disposition des pays de l'OMVS notamment, une électricité thermique compétitive (47 F CFA TTC le KWH) pouvant se substituer à la production thermique à base de combustibles pétroliers devenus très coûteux. Le projet serait un excellent substitut permettant de pallier à une baisse de l'hydraulicité du barrage de Manantali et des autres barrages à venir dans le cadre de l'OMVS et de l'OMVG. En effet, l'utilisation au cours de ces deux dernières années de groupes de location très coûteux pour suppléer la baisse du productible du barrage de Manantali, est à l'origine du lourd endettement des sociétés d'électricité des trois pays concernés (SENELEC au Sénégal, SOMELEC en Mauritanie et EDM au Mali). Les retards de paiement de cette dette, ont conduit les bailleurs de Fonds à retarder la réalisation des barrages OMVS de seconde génération (Félou notamment).

Le fonds pourrait également venir en appui au programme d'extension du réseau national lié aux interconnexions pour l'évacuation de l'énergie produites dans les barrages hydroélectriques de l'OMVS et de l'OMVG.

Togo

1. Présentation générale du pays

D'une superficie de 56 600 Km², le Togo est limité au Nord par le Burkina-Faso, à l'Est par le Bénin, à l'Ouest par le Ghana et au Sud par le Golfe de Guinée. Il a la forme d'un corridor de 600 Km de long avec une base qui ne dépasse pas 60 Km de bordure sur l'Atlantique. Il est situé entre les 6° et 11° de latitude Nord et les 0° et 2° de longitude à l'Est du méridien de Greenwich.

Le Togo jouit d'un démographique de 2,4% par an ces dernières années contre 3% dans les années 80. La densité de climat intertropical qui varie de la région méridionale à la région septentrionale ; les températures vont de 19 à 30° C, voire plus. La population Togolaise est estimée à 6 154 000 habitants en 2006, avec une croissance la population est de 93 habitants/ Km².

Le Togo est composé de 5 régions économiques : La région Maritime, la région des Plateaux, la région Centrale, la région de la Kara et la région des Savanes. Chacune est composée de préfectures elles mêmes composées de villes et agglomérations, cantons, villages et quartiers.

2. Cadre réglementaire et institutionnel

Textes de lois

Le secteur de l'électricité au Togo est régi par deux textes fondamentaux :

- l'Accord international et le Code bénino-togolais de l'électricité (le Code) issu de l'accord bilatéral signé entre le Togo et le Bénin en 1968 créant une communauté d'intérêt entre les deux Etats dans le domaine de l'énergie électrique ;

- la loi 2000-012 du 18 juillet 2000 relative au secteur de l'électricité (la Loi) votée et promulguée à la suite des réformes profondes entreprises dans ce secteur par le gouvernement à partir de 1996 dans le cadre du processus de désengagement de l'Etat du secteur productif.

- Le décret N°2000-089/PR du 08 Novembre 2000 portant définition des modalités d'exercice des activités règlementées conformément à la loi N° 2000-012 ;

- Le décret N°2000-90/PR du 08Novembre 2000 portant organisation et fonctionnement de l'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Electricité

L'adoption et la mise en place des textes législatifs et règlementaires ci-dessus énuméré est le fruit de la reformes engagées par le Gouvernement Togolais depuis 1990.

Le Code en vigueur jusqu'en 2007, confère à la Communauté électrique du Bénin (CEB), le monopole de la production, du transport et des importations/exportations de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire des deux Etats. La réglementation du secteur de l'électricité est mise en œuvre par la CEB de même que la planification et le développement du secteur.

La Loi, quant à elle, libéralise la production de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire. Cependant, lorsque les activités de production sont exercées à des fins de fourniture d'énergie électrique, elles sont exploitées dans le cadre d'une mission de service public. Ainsi, la production est soumise aux exigences du service public et l'exploitation doit passer par la conclusion d'une convention de concession entre l'Etat et la (les) personne(s) publique (s) comme privée (s) exploitant ces activités.

Il ressort de cette disposition de la Loi que tout producteur indépendant désireux de vendre de l'énergie électrique doit préalablement conclure avec l'Etat une convention de concession. Le transport et la distribution de l'énergie électrique sont, selon la Loi, un service public national placé sous la responsabilité de l'Etat. L'exploitation des activités de transport et de distribution peut être confiée par l'Etat à une ou plusieurs personnes publiques ou privées au moyen, notamment de la conclusion d'une ou plusieurs conventions de concession.

Que ce soit dans le domaine de la production pour la fourniture, du transport ou de la distribution, le mode d'octroi de délégation de gestion prévu par la Loi est l'appel d'offre publique, et le type de partenariat – la concession.
Le nouveau Code et la Loi offrent tous l'avantage de soumettre le segment de la production à la concurrence et garantissent l'accès des tiers aux réseaux de transport sans discrimination ; ce qui crée un environnement propice pour attirer les investisseurs dans le segment de la production afin de répondre aux objectifs de sécurisation de l'approvisionnement, de réduction de la dépendance du Togo en énergie électrique et d'optimisation des coûts. Ce code à été ratifié et promulgué en 2007. La Loi cependant ne

donne pas de flexibilité dans le choix du type de partenariat, ce qui empêche une exploration des autres formes de délégation de gestion, notamment la régie et l' affermage, afin de savoir laquelle est mieux adaptée à une situation donnée. On constate que les partenaires stratégiques se détournent aujourd'hui des concessions.
Il est donc urgent d'amender la Loi pour permettre une adaptabilité et une flexibilité, eu égard au type et au mode d'octroi de délégation de gestion.

Organisation institutionnelle

Plusieurs institutions et organismes participent à la planification et à la gestion du secteur de l'énergie. Trois principaux ministères jouent u rôle essentiel. Il s'agit :

- du Ministère de l'Economie, des Finances et des Privatisations qui s'occupe de la recherche ou du parrainage et garantie les financements des projets du secteurs ;

- du Ministère en charge de l'énergie qui met en œuvre la politique du Gouvernement dans le secteur, oriente et coordonne les initiatives prises dans le domaine par le biais de la Direction Générale de l'Energie (DGE), organe technique dudit ministère en la matière ;

- du Ministère en charge de l'Environnement et de ressources forestières qui met en œuvre la politique du Gouvernement relative au développement durable, à la préservation de l'environnement.

La politique générale du Gouvernement en matière d'énergie électrique vise les objectifs suivants :

- assurer l'approvisionnement énergétique à moindre coût et améliorer la qualité du service afin de créer des conditions favorables au développement économique et sociale du pays ;

- renforcer la coopération régionale en vue d'assurer au pays les meilleures conditions d'approvisionnement énergétique, diversifier les ressources, participer à la création et à la consolidation d'une zone de co-prospérité régionale ;

- évaluer et exploiter les ressources énergétiques nationales afin de garantir la sécurité énergétique du pays ;

- encourager une utilisation plus efficace de l'énergie sous toutes ses formes dans l'optique de la gestion rationnelle des ressources ;

- accélérer l'accès de la population à l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire nationale ;

- promouvoir un développement énergétique propre qui tienne compte de la préservation de l'environnement ;

- mettre en place un cadre institutionnel et juridique favorable à la participation des investissements privés au développement optimal du secteur.

La Loi 2000 – 2012 du 18 Juillet 2000 définit les principaux intervenants et leurs missions dans le secteur de l'électricité au Togo.

L'Etat, à travers le Ministère chargé de l'Energie, formule et revoit périodiquement la politique générale d'organisation du secteur de l'électricité. Cette politique s'articule autour des quatre points principaux suivants :

- l'utilisation bénéfique et rationnelle des ressources et du potentiel existant

- le développement économique et social équilibré du pays

- le respect des principes du service public qui gouverne l'activité de fourniture du courant électrique

- le respect de l'équilibre économique et financier du secteur de l'électricité ainsi que le respect et la protection de l'environnement.

L'Accord international et Code Bénino-togolais de l'électricité (le Code) signé entre le Togo et le Bénin en 1968 crée une communauté d'intérêt entre les deux Etats dans le domaine de l'énergie électrique : la CEB.

Ce Code confère à la Communauté Electrique du Bénin (CEB), le monopole de la production, du transport et des importations/exportations de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire des deux Etats. La réglementation du secteur de l'électricité est mise en œuvre par la CEB de même que la planification et le développement du secteur.

Face aux nouvelles exigences de développement du secteur électrique des deux Etats et aux besoins immenses d'investissement, certaines dispositions de l'Accord International et du Code Bénino-Togolais de l'Electricité en vigueur depuis 1968 ont été modifiées.

La Communauté Electrique du Bénin (CEB), Etablissement Public International institué par l'Accord International du 27 Juillet 1968, devient Organisme International à caractère public.

Le segment de la production a été ouvert aux producteurs indépendants. La CEB garde les missions de transporteur exclusif et d'acheteur unique, mais l'accès au réseau est libre et non discriminatoire, moyennant le payement du droit de passage. Par ailleurs l'article L8 de ce Code révisé précise ce qui suit :

« Pour intervenir dans le secteur de l'énergie électrique sur les territoires des deux Etats, il faut :

Pour les producteurs indépendants :

- *conclure une convention (concession ou autres) avec l'Etat concerné à l'issue d'une procédure d'appel à la concurrence élaborée par ledit Etat conformément au schéma directeur de production et de transport de la Communauté Electrique du Bénin (CEB) et aux dispositions des codes nationaux en vigueur ;*

- *et signer avec la Communauté Electrique du Bénin (CEB) ou le distributeur partout où la Communauté Electrique du Bénin (CEB) n'est pas présente ou, le cas échéant, avec un tiers dans les pays voisins un contrat d'achat-vente d'énergie électrique ;*

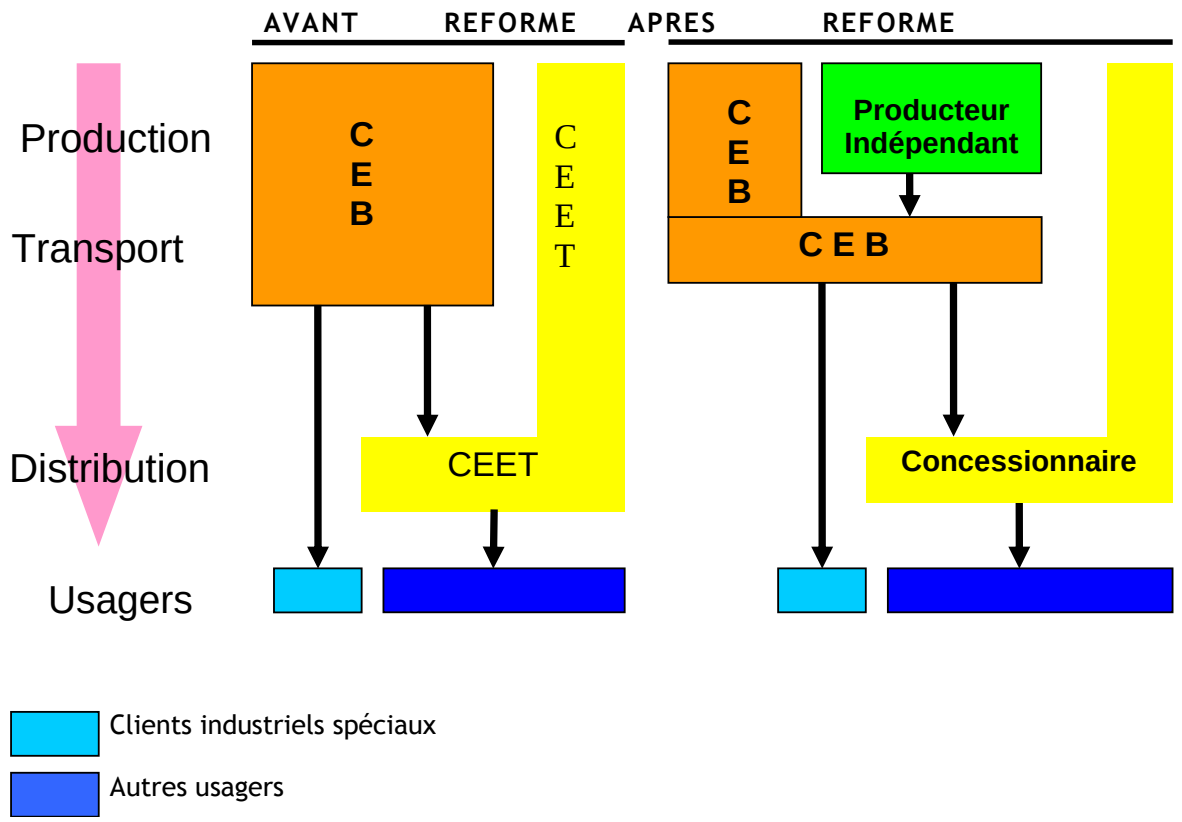
- *aucun producteur indépendant ne peut prétendre à l'exclusivité de la fourniture de l'énergie électrique à la Communauté Electrique du Bénin (CEB). La Communauté Electrique du Bénin (CEB) veillera à ce que le prix de l'énergie électrique achetée à tout producteur indépendant soit compétitif par rapport aux*

autres sources d'énergie disponibles. Tout contrat d'achat-vente d'énergie doit respecter la planification de la fourniture d'énergie électrique mise en place par la Communauté Electrique du Bénin (CEB). »

La CEET est une société parapublique qui a repris en Février 2006 les activités de Togo Electricité qui était une société anonyme de droit togolais créée en Août 2000 pour exercer les activités du service public de distribution et de vente d'énergie électrique au Togo.

En effet, Togo Electricité avait signé avec la République togolaise, le 05 Septembre 2000, une convention de concession dans laquelle l'Etat lui confère l'exclusivité de l'exploitation sur le périmètre contractuel du service concédé des moyens de production isolée, de distribution et de vente d'énergie électrique dont disposait l'ancienne CEET. Togo Electricité avait également la responsabilité du financement des investissements du secteur.

Le fonctionnement du secteur de l'électricité, avant et après les reformes, peut être schématisé par le diagramme ci-après :



La loi 2000-012 du 18 Juillet a créé, auprès du Ministère chargé de l'énergie, l'Autorité de Réglementation du Secteur de l'Electricité (ARSE) qui est un établissement public doté d'une autonomie financière. Les principales missions de l'ARSE sont :

- La proposition au Ministre en charge de l'énergie des projets de normes et de formules destinées à réguler les activités réglementées ou relatifs à toute autre question concernant le secteur de l'électricité et plus particulièrement dans le

domaine des tarifs pratiqués par les exploitants, de la qualité de l'électricité fournie, du cahier de charge et des normes de sécurité ;

- La procédure aux vérifications et investigations nécessaires et à la mise en œuvre des pouvoirs qu'elle détient aux fins de certifier la conformité des installations électriques, aux normes de sécurités et aux normes techniques applicables ainsi que le respect des dispositifs de la loi par les exploitants ;

- La participation de l'Autorité à l'évaluation des projets et à la supervision des appels d'offres nationaux et internationaux pour la conclusion des contrats et conventions, la construction de nouvelles installations électriques et la modification des installations existantes ;

- La constitution de l'Autorité en chambre arbitrale en vue de la conciliation ou de l'arbitrage du litige en cas de différend entre les intervenants.

Le Gouvernement Togolais et la CEET ont toujours fait des efforts importants pour permettre l'accès aux services publics de l'électricité aux populations rurales et des campagnes. Les résultats sont restés cependant faibles et imperceptibles pour plusieurs raisons.

La stratégie retenue en la matière a été d'électrifier en priorité les chefs lieux de préfecture suivis des agglomérations secondaires. Cette stratégie a permis de faire des avancées et d'amorcer l'électrification des grandes agglomérations du Togo. Mais les difficultés économiques que connaît le pays depuis plusieurs années et les impératifs de rentabilité financière du précédent concessionnaire ont freiné les efforts déployés.

Les villes et les campagnes se sont considérablement étendues à grande vitesse, mais les infrastructures du réseau de distribution n'ont pas suivi ce rythme. Le phénomène est beaucoup plus ressenti en milieu rural où les taux d'accès au service public de l'électricité sont très bas (entre 2 et 4%) alors que ces taux varient entre 15 et 20% en milieux urbains selon les agglomérations ; dans le cadre des OMD, une enquête estime un taux de 65%.

C'est dans le but de relever ces taux en milieu rural que la convention de concession avait imposé au concessionnaire l'électrification de quatre vingt localités, bien identifiées, pendant les cinq premières années d'exécution de ce contrat. Malheureusement, durant cette période du contrat, aucun résultat significatif n'a été réalisé par le concessionnaire dans ce domaine. Les efforts qui ont été déployés pendant ces cinq dernières années de la convention ont été principalement consentis par le gouvernement. Mais ceci n'a pas permis de relever le taux d'accès à un niveau significatif.

La faiblesse de ces taux est le reflet de la situation de pénurie en énergie électrique qui caractérise en particulier le milieu rural et révèle le manque global d'accès à cette denrée indispensable au développement économique.

Le faible taux d'accès au service public de l'électricité en milieu rural au Togo s'explique notamment par :

- **l'absence d'une entité ou institution chargée de l'électrification rurale ;**

- le manque de fonds destinés à l'électrification rurale ;

- l'inexistence d'un programme cohérent en matière d'électrification rurale ;

- le manque de volonté des populations à contribuer au financement de l'électrification rurale ou à la bonne gestion des rares équipements mis à leur disposition en guise de test.

3. Offre d'énergie électrique

Les sources d'approvisionnement de la CEB sont constituées de ses propres infrastructures de production situées au Togo et au Bénin et d'importations en provenance du Ghana, de la Côte d'Ivoire et du Nigeria sur la base de contrats.

Le parc de production industrielle est composé à l'heure actuelle des trois centrales de la CEB, d'une multitude de centrales à la CEET (SBEE : pm) et de quelques autoproducteurs industriels ou hôtels. Il convient de mentionner que la CEET est en voie d'acquérir une batterie de 14 groupes diesel totalisant une puissance nominale de 20 MW. Elle sera installée dans la zone portuaire en Juin 2008.

Par ailleurs, en raison de la pénurie persistante en énergie, la cimenterie WACEM a aussi un projet d'installation d'une centrale de production au charbon près de son usine de production à Tabligbo avec une puissance nominale de 30 MW.

Dans le tableau suivant, en listant les groupes et centrales de service public, existants ou potentiels, seuls sont mentionnés les équipements significatifs de plus de 400 KW. Il reste entendu que pour la CEET par exemple, beaucoup de groupes fonctionnent en réseau isolé dans plus de 21 localités, chef lieu de préfecture ou d'agglomérations.

Centrale	DMS	Exploitant Combustible	Lieu	Puissance nominale en MW	Puissance disponible en MW	Coût du KWh	Observations
Nangbéto Hydro	1987	CEB Hydro	Nangbéto (Atakpamé)	32,8 x 2	65	25 F	Bon état mais besoin pressants de contrôle et réhabilitation après 20 ans d'exploitation
TAG Lomé	1998	CEB Jet A_1, gaz naturel	Lomé	20 x 1	20	125 F	Actuellement fonctionne au Jet A_1, conversion prochaine pour Jet A_1 et gaz naturel
TOTAL CEB		-	-	105	105	-	
Sulzer	1979	CEET, DDO	Lomé	8 x 2	5 x 2	99, 58	Les deux groupes sont arrêtés pour réhabilitation jusqu'à fin 2008
CTL Diesel B&W	1982	CEET Diesel, gasoil, fuel	Lomé	10 x 4	0	117,65	A l'arrêt, Pannes : problème de pièces
CTL TAG BBC	1979	CEET mélange gasoil/fuel	Lomé	25 x 2	0	>150	A l'arrêt, Pannes : problèmes de pièces, production très cher
Kara	1998 1987	Ruston Cum GAY Cum G125	Kara Kara Kara	5,5 1,28 x 4 1 x 1	0 0,9 x 4 0,75 x 1	132,5 5	Hors service (HS) Bon Bon

Centrale	DMS	Exploitant Combustible	Lieu	Puissance nominale en MW	Puissance disponible en MW	Coût du KWh	Observations
		Diesel					
Kpimé	1963	CEET Hydro	Kpalimé	0,8 x 2	0,7 x 2		Bon
Sokodé		CEET Diesel	Cum KTA, Cum VTA, CumGAY	0,54 x 2 0,55 x 1 1 x 2	0,4 x 2 0 0, 65 x 1	142,16	Centrale opérée en pointe
TOTAL CEET				123	17,2		Vu la durée importante de la réhabilitation des deux groupes Sultzer totalisant 10 MW disponible, la CEET n'a aujourd'hui que 7,2 MW pour les groupes dépassant 400 KW
CTL	Juin 2008	CEET Diesel	Lomé	20	20		Projet de centrale prévu pour la mise en service en Juin 2008
WACEM	?	Charbon	Tabligbo	30	30		Projet étude environnemental en cours

La centrale hydroélectrique de Nangbéto a été construite entre 1984 et 1987, elle a une puissance installée de 2x 32,8 MW et un productible annuel théorique de 150 GWh. La production moyenne annuelle effective de cette centrale à la fin de l'année 2006 s'est établie à 173 GWh.

La turbine à gaz de Lomé a été installée en 1998 sur le site de la centrale thermique de Lomé Port, elle a une puissance installée de 20 MW (conditions site), avec un productible potentiel de 150 GWh par an. Cette centrale fonctionne avec le combustible Jet A1 et une unité identique se trouve à Cotonou/ Bénin.

La CEB importe de l'énergie électrique de la Volta River Authority (VRA) au Ghana depuis 1973 à travers une ligne 161 kV double ternes reliant le poste de Lomé Aflao à la centrale d'Akosombo, et depuis 1992 à travers une ligne électrique 161 kV exploitée en 34,5 kV reliant Dapaong au Togo à Bawku au Ghana.

La CEB importe de l'énergie électrique de la CIE depuis 1992 et la fait transiter à travers le réseau de la VRA au tarif de transit indiqué ci-dessus. Cette énergie mesurée au poste d'Abobo à Abidjan est injectée au poste de Prestea au Ghana et restituée au poste de Lomé Aflao.

Depuis février 2007, la ligne 330KV Ikeja West – Saketé a été mise en service permettant à la CEB d'importer une puissance contractuelle garantie de 75 MW. L'énergie contractuelle garantie est de 300 GWh par an. Le prix moyen de l'énergie est de 5 cents le kWh.

Le principal atout du système d'approvisionnement de la CEB est le coût intéressant du kWh dont la CEB a bénéficié depuis l'origine des échanges avec la VRA en 1973. De plus, le contrat avec la VRA est dépourvu de clauses de « Take or Pay » et de caution de garantie de paiement. Par ailleurs, des dépassements en puissances et énergies contractuelles sont régulièrement autorisés en dehors des contraintes majeures d'exploitation.

A partir de 1987, la réalisation du barrage de Nangbéto a contribué à réduire la dépendance énergétique du Bénin et du Togo d'environ 20%. Le coût du kWh de Nangbéto est aujourd'hui, après 19 ans d'exploitation, d'environ 25 F CFA/kWh, soit le coût du kWh le moins onéreux du système électrique des deux pays, mais comparable à celui des importations de la TCN en raison du cours actuel du dollar US.

Les importations auprès de la CIE ont permis une diversification des sources d'approvisionnement (production essentiellement au gaz naturel contre l'hydraulique et le thermique fuel de la VRA). Les transactions sont effectuées directement en francs CFA.

Les turbines à gaz, installées lors de la crise énergétique de mars 1998, sont des unités légères, à démarrage rapide pour secourir le réseau et compenser les déficits de puissance aux heures de pointe.

Les importations auprès de la VRA sont facturées en dollars US et donc soumises aux fluctuations des cours de cette devise. L'énergie électrique d'origine hydraulique subit les aléas hydrologiques et celle d'origine thermique subit les cours du baril de pétrole.

Les volumes contractuels garantis (énergie et puissance) sont très insuffisants par rapport aux besoins réels de la CEB. L'énergie additionnelle doit être renégociée chaque année à un coût plus élevé.

Par ailleurs, Dapaong, du fait de sa position en bout de ligne subit de fréquentes interruptions de fourniture entraînant le taux d'indisponibilité le plus élevé du système électrique de la CEB.

La production de la centrale de Nangbéto quoique ayant enregistré une moyenne de 173 GWh annuelle contre 150 GWh après 19 ans d'opération, demeure très sensible aux aléas hydrologiques. Ainsi, des années très sèches telles que 1990 et 2000 ont connu une production inférieure à la moyenne de 150 GWh. Cette sensibilité aux aléas rend nécessaire l'installation de sources de secours alternatives équivalentes.
Le comportement atypique du noyau de la digue principale et l'érosion de la colline rive droite nécessitent des études approfondies et des travaux de renforcement.
De façon générale, la CEB rencontre des difficultés pour l'approvisionnement en pièces de rechange des équipements électriques, électromécaniques et hydromécaniques. Les importations à partir de la CIE sont transportées à travers une ligne unique (entre Abobo et Prestea) dont l'indisponibilité entraîne à chaque fois un déficit énergétique temporaire pour le Togo et le Bénin.

Les principaux inconvénients des turbines à gaz sont le coût élevé de production (coût combustible au Jet A1) et les coûts et délais de maintenance. Ces coûts devront néanmoins largement baisser avec l'arrivée et l'exploitation avec du gaz naturel.

L'insuffisance des sources propres fait, qu'en cas de coupure généralisée, la reconstitution du réseau est laborieuse, voire impossible.

La principale source d'approvisionnement de la Compagnie énergie électrique du Togo (CEET) est l'achat d'énergie auprès de la CEB. Ces achats couvrent 96% des besoins annuels

qui s'élèvent à 529 GWh en 2005. Les 4% restant proviennent de la production propre de la CEET.

Les moyens de production propres dont dispose la CEET sont constitués d'une centrale hydroélectrique à Kpimé et des centrales thermiques diesel installées dans certaines localités du pays. Au total, il existe 45 unités de production. Le tableau joint en annexe 1 récapitule la répartition de ces unités de production.

La puissance totale installée de la CEET est de 42 MW au 31 décembre 2005 avec une production de 50,70 GWh. La puissance disponible est de 26 MW. La puissance garantie n'est que de 21 MW. Les indisponibilités constatées sont dues aux nombreuses perturbations de production provoquées par les avaries des groupes.

La pointe enregistrée en 2005 étant de 82 MW , on note que le système de production d'énergie électrique de la CEET dégage une marge de puissance non garantie de 61 MW et ne peut répondre qu'à 25% des besoins à la pointe.

Par ailleurs, le coût moyen de production propre du kWh de CEET est de **120** F.CFA à la fin décembre 2007 hors frais d'entretien des groupes, des charges de personnel et des autres frais connexes tels que les amortissements. Ce coût de production reste élevé à cause du coût du combustible et du faible rendement des groupes. Or, le coût moyen de vente TTC du kWh s,est établi à 95,50F CFA en 2006, et 97,16 F CFA en 2007, sur l'ensemble du territoire national. Le segment de la production n'est pas rentable à la CEET.

Le développement et le renforcement des infrastructures de production ne suivent pas l'évolution de la demande sans cesse croissante, ni extension des agglomérations urbaines.

Au cours de la période 1988 – 2003, sur l'initiative des Etats du Bénin et du Togo, la CEB a signé deux contrats d'achat – vente d'énergie électrique avec les producteurs indépendants suivants :

- La société West Coast Energy Limited (WEL) qui a signé une convention de concession avec l'Etat béninois pour la construction d'une centrale thermique à Kraké pour fournir à la CEB à partir du 15 avril 2004 une énergie annuelle de 570 GWh sous une puissance garantie de 65 MW ;

- La société ELECTROTOGO a signé une convention de concession avec l'Etat togolais pour la réhabilitation et la l'exploitation de la centrale thermique de Lomé. Cette société devrait fournir à la CEB à partir du 1er janvier 2005, une énergie de 360 GWh par an sous une puissance garantie de 40 MW ;

Le plan d'approvisionnement en énergie électrique de la CEB préparé en 2003 a toujours pris en compte ces producteurs indépendants qui devraient fournir ensemble à la CEB une énergie de 930 GWh sous une puissance garantie de 105 MW.

La défaillance de ces producteurs indépendants et le déficit ainsi créé ont contribué à la crise que connaissent aujourd'hui le Bénin et le Togo.

Depuis cette expérience sans succès, aucune autre tentative d'IPP sérieuse n'a pu avoir lieu.

Cependant notons qu'une société américaine « Contour Global » a signé un contrat avec la CEET pour installer et opérer une puissance de 100 MW et 800 GWh / an ; dans ce contrat, le combustible d'opération doit être fourni par la CEET et la mise en vigueur de ce contrat

est conditionnée par la signature du contrat de fourniture du combustible gaz par la CEET. La signature de ce dernier contrat n'a pas encore abouti du fait du vendeur du gaz naturel qui n'a toujours pas accepté de démarrer les négociations du contrat.

En dehors de quelques rares stockages saisonniers du barrage de Nangbéto vers Akossanbo, dû à sa situation quasiment déficitaire en permanence de la CEB, il n'y a pas d'exportation d'énergie électrique à partir du Togo, ni dans le passé ni dans le future proche.

Le Togo n'a pas d'hydrocarbures avérés dans son sous-sol, les seules richesses nationales pour la production d'électricité se composent comme suit :

- **Potentiel hydroélectrique identifié**

Une étude réalisée par SIR ALEXANDER GIBB & PARTNERS TRACTIONEL S.A. en 1984 a identifié 39 sites dont 23 présentent un potentiel supérieur à 2 MW L'essentiel de ce potentiel se trouve sur les fleuves Mono, OTI, Kara et Kéran. Le productible qui peut être attendu de l'ensemble de ces sites est évalué à 850 GWh pour une puissance installé de 224 MW. Comme exemples types on peut citer: Adjarala, Tététou, Titira etc.… ;

- **Energies renouvelables**

L'utilisation des énergies renouvelables est véritablement dans un état embryonnaire. L'hydroélectricité, le solaire photovoltaïque, l'éolienne ou le biogaz, réellement utilisés représentent une part faible voire imperceptible par rapport au potentiel exploitable ;

- **Potentiel solaire**

Les mesures effectuées par le Laboratoire sur l'Energie Solaire (LES) de l'Université de Lomé et la Direction de la Météorologie Nationale à différentes latitudes du pays permettent d'estimer l'énergie solaire globale moyenne rayonnée sur un plan horizontal à 4,4 kWh/m^2/j pour Atakpamé et 4,5 kWh/m^2/j pour Mango, les puissances pouvant dépasser 700 Watt/m^2, surtout en saison sèche quand le ciel est clair et le taux d'humidité de l'air faible.

- **Gisement éolien**

Le gisement éolien est insuffisant pour la production d'électricité par aérogénérateurs dans des conditions économiques acceptables. Le Togo peut être classé parmi les zones plutôt peu ventées, bien que des pointes instantanées de vent puissent atteindre des valeurs très élevées, jusqu'à 40 m/s dans certaines régions. Seule la zone côtière du pays présente des vitesses de vent de 3 m/s en moyenne (ce qui reste faible).

- **Potentiel de biogaz**

Le potentiel de biogaz peut être constitué par les 400 ou 500Ktep de déchets végétaux d'agriculture auxquels s'ajoutent les matières fécales animales du cheptel togolais évalué à près de dix millions (10 000 000) de têtes en 1998 et les ordures ménagères des villes.

Notons que grâce à sa politique d'ouverture, de bon voisinage et à son engagement pour la co-prospérité, le Togo espère pouvoir compter sur le gaz du gazoduc de l'Afrique de l'Ouest pour satisfaire une bonne partie de ses besoins énergétiques.

Projets identifiés

De par sa mission, la CEB exécute la politique d'équipement en production du Togo. Ainsi, les projets productions de la CEB au Togo ou au Bénin sont-ils considérées comme ceux du Togo car ils sont bénéfiques au même titre aux deux pays.

PROJETS	NATURES	PUISSANCE (MW)	INVESTISSEMENT EN MILLIARD	FINANCEMENT
Adjarala	Hydro	49 x 3	107,41	AID, BAD, BOAD, KFAED, OPEP, AFD, BRIC, FRDC
Tététou	Hydro	25 x 2	32,74	-
TAG Combiné	Thermique	50	29,38	-

4. Demande d'énergie électrique

Pour la typologie de la demande, hormis les trois gros clients MT de la CEB (SCB Lafarge, Cimentier au Bénin ; Wacem, Cimentier au Togo et Société Nouvelle des phosphates du Togo (SNPT), Industriel au Togo), la typologie de la demande CEB est pratiquement de type MT : les deux clients distributeurs CEET et SBEE étant servis presque exclusivement en MT. De 1973 à 2003, la demande d'électricité sur le réseau de la CEB a évolué comme suit (Source : PLAN STRATEGIQUE INVEST CEB / 2007-2026) :

	ENERGIES VENDUES (GWh)			PUISSANCES MAXIMALES (MW)		
	Togo	Bénin	Total	Togo	Bénin	CEB
1973	54	43	97	11	8	20
1974	74	54	128	13	9	24
1975	82	55	137	17	9	25
1976	94	61	155	18	11	28
1977	117	72	189	20	12	32
1978	137	80	217	25	14	38
1979	183	116	299	36	17	56
1980	329	111	440	29	20	75
1981	345	127	472	30	16	78
1982	362	159	521	58	33	86
1983	324	168	492	56	25	88
1984	212	106	318	68	32	95
1985	295	153	448	61	31	82
1986	291	147	438	65	32	80
1987	307	152	459	57	32	85
1988	320	192	512	59	33	87
1989	347	181	528	63	34	90
1990	359	194	553	67	35	96
1991	342	214	556	71	36	98
1992	395	229	624	70	38	109
1993	303	254	557	58	38	106
1994	337	228	565	61	41	113

	ENERGIES VENDUES (GWh)			PUISSANCES MAXIMALES (MW)		
	Togo	Bénin	Total	Togo	Bénin	CEB
1995	442	273	715	58	47	127
1996	455	277	732	69	50	131
1997	478	297	775	75	52	157
1998	433	268	701	97	51	145
1999	545	343	888	90	54	146
2000	542	397	939	95	83	151
2001	553	502	1055	97	89	161
2002	558	570	1128	99	98	178
2003	623	617	1240	98	100	194
2004	*667*	*646*	1313	*102*	*100*	*202*
2005	*684*	*675*	1359	*106*	*105*	*211*
2006	*688*	*702*	1388	*110*	*1113*	*220*

Les prévisions de la demande d'électricité de 2007 à 2026 sont basées sur les projections de consommation des cinq clients de la CEB :

Au Togo :
WACEM, SNPT, CEET ;

***Au Bénin* :**
SCB – Lafarge, SBEE.

Sur la base de l' « Etude de l'Approvisionnement de la CEB en Electricité » - Rapport définitif – août 2003, une mise à jour des prévisions de la demande moyenne en électricité de la CEB a été faite pour la période de 2007 – 2026 en utilisant les hypothèses ci-après :.

- Taux de croissance de la demande d'énergie électrique utilisés dans le réseau interconnecté de la CEB (réseau sud) au Togo et au Bénin :

Taux de croissance réseau sud	Togo	Bénin
2007-2011	7,5%	8%
2012-2016	6,7%	7%
2017-2021	5,9%	6%
2022-2026	5%	5%

- Les quantités d'énergie de départ pour l'année 2007 sont obtenues en partant des réalisations de 2005 auxquelles on a appliqué, dans un premier temps un taux de croissance de 5% devant correspondre à une consommation prévisionnelle sans délestage pour 2006. Les taux indiqués ci-dessus sont alors appliqués à partir de la demande de 2006.

- Pour le réseau de la CEB en construction au Nord Togo et au Nord Bénin et qui est connecté au réseau sud en 2007 pour la partie togolaise et le sera en 2008 pour la partie béninoise, le taux de croissance utilisé est de 10% jusqu'en 2015 et est identique aux taux du réseau sud à partir de 2016.

Taux de croissance réseau Nord	Togo	Bénin
2007-2011	10%	10%
2012-2015	10%	10%
2016	6,7%	7%
2017-2021	5,9%	6%
2022-2026	5%	5%

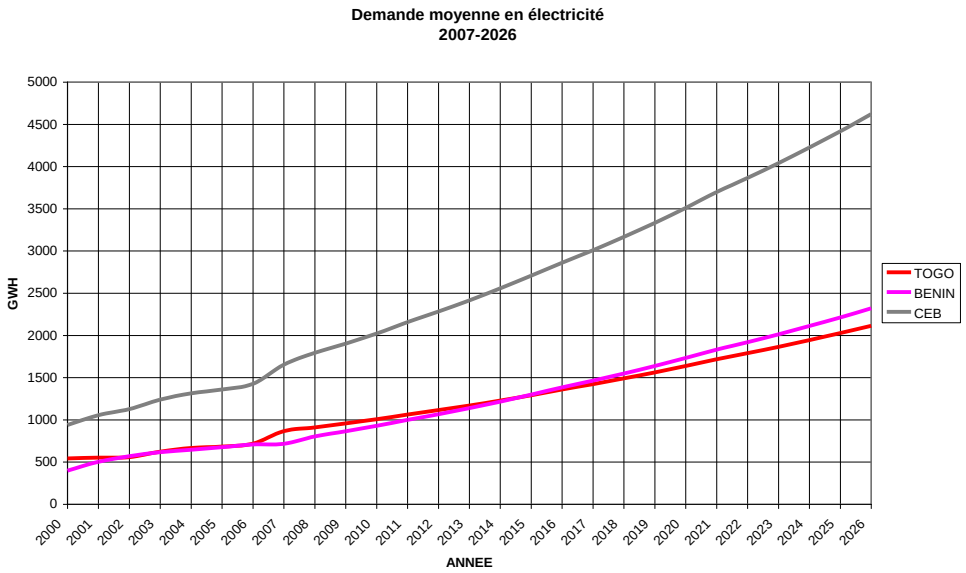
- Pour le réseau Nord Togo la quantité d'énergie de départ pour l'année 2007 est de 40 GWh.

- Pour le réseau Nord Bénin la quantité d'énergie de départ pour l'année 2008 est de 36 GWh.

- Pour les industriels, WACEM, SNPT et SCB-Lafarge, les quantités d'énergie prises en compte ont été calculées à partir des puissances maximales communiquées par ces industriels avec les facteurs de charge correspondants. Ces quantités d'énergie sont gardées constantes sur toute la période de 2007 à 2026. On a ainsi

  a. Energie WACEM = 24MWx8760hx70% = 189.000 MWh
  b. Energie SNPT = (12,8MVx0,9)x8760hx90% = 91.000 MWh
  c. Energie SCB-Lafarge = 10MWx8760hx70% = 61.000 MWh

Les courbes ci-après illustrent l'évolution de la demande en énergie pour la CEB, le Togo et le Bénin.



Dans son rôle de planification du réseau, les prévisions de la demande et du développement du réseau de transport sont du ressort de la CEB avec des données venant naturellement des distributeurs nationaux (Bénin, Togo), des industriels et des ministères en charges du secteur dans chacun des deux Etats.

Les équipements de production et transport planifiés pour satisfaire la demande n'ont pas été réalisés ou le sont avec beaucoup de retard : c'est le cas du barrage Adjarala, du poste de Maria Gleta, de la centrale WEL AKRAKE, la réhabilitation de la CTL par Electrotogo etc..... Par ailleurs, du fait des coûts de production et des problèmes de trésorerie de la CEB, des équipements de productions thermiques ne sont pas exploités à leur potentiel réel : c'est le cas des TAG de Lomé et de Cotonou (faute de combustible) et aussi des centrales diesels des sociétés de Distributions à Lomé et à Cotonou ou ailleurs (faute de maintenance et ou de combustible).

Il convient de remarquer avec insistance que les statistiques ont toujours bien confirmé les prévisions de la CEB en besoin de puissance et d'énergie jusqu'en 2005. On peut alors affirmer que, n'eut été la pénurie de puissance et d'énergie intervenue depuis Avril 2005 dans le réseau, les prévisions susmentionnées en puissance et en énergie seraient de bonne qualité tant au niveau de la CEB que de ses clients distributeurs ou industriels.

La seule prévision dont dispose la CEET est celle réalisée par TOGOELECTRICITE sur la base d'un taux de croissance constant de 6% par an sur la période 2008-2012.

5. Autres indicateurs de performance

Les villes et les campagnes se sont considérablement étendues à une vitesse beaucoup plus élevée que celle des infrastructures du réseau producteur, d'approvisionnement et de production. Au Togo les taux d'électrifications oscillent entre 2% et 4% en campagne d'une part et 15 à 20% en milieu urbain selon les agglomérations (Source : Direction de l'Energie). Loin de l'accélérer, la concession pendant six ans a plutôt freiné le taux d'accès à l'électricité, particulièrement en milieu rural.

Il se compose du rendement du réseau de transport au niveau de la CEB où les pertes sont de l'ordre de 4,20%, et du rendement du réseau de distribution au niveau de la CEET où les pertes sont de l'ordre de 18,06% en 2006 et 18,42% en 2007. Les taux de perte sur les 6 dernières années à la CEET se présentent comme suit :

Années	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Perte en %	18,01	18,44	16,77	16,63	18,06	18,42

Le rendement global du réseau de la CEB tient compte à la fois des pertes CEB et des pertes dans les réseaux de ses clients au Togo et au Bénin. Le tableau ci-dessous en donne une bonne idée sur les dix dernières années.

Taux de pertes et rendement global du réseau

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Perte CEB en %	4,22	3,45	4,03	4,01	3,74	4,11	4,61	4,47	-	-
Rendement global CEB en %	95,50	95, 37	94,06	92,69	95,07	94,75	93,83	93,88	-	-
Rendement global CEET en %	77,15	79,58	78,71	81,92	81,40	81,28	82,26	82,72	81,58	78,29
Rendement global SBEE	85,70	85,69	85,61	82,37	81,55	81,39	82,01	82,29	-	-
Rendement global réseau Togo Bénin	80,70	80,80	80,00	78,80	80,30	80,30	80,30	80,30	-	-

SOURCE : Rapport consultant MICHEL PATOU Février 2007 : Actualisation de l'Etude Tarifaire.

On constate que dans les calculs des pertes, sont intégrées des fois les consommations des auxiliaires ou de certaines concessions (autoconsommation dans les bureaux).

Dans le contexte actuel de pénurie, l'énergie non distribuée est d'environ 25% des besoins. Elle est du essentiellement au délestages et aux incidents classiques.

Clientèle par typologie

Catégorie	2006			2007		
	MT + BT	BT	MT	MT + BT	BT	MT
Privés	131 067	130 943	124	137 993	137 862	131
Administration Générale	1568	1447	121	1613	1495	118
Sociétés d'Etat	659	578	81	659	578	81
Organisme d'Etat	74	49	25	69	41	28
Collectivités Locales	338	329	9	350	341	9
Zone Franche	61	28	33	62	24	38
OI & CD	113	86	27	111	84	27

Catégorie	2006			2007		
	MT + BT	BT	MT	MT + BT	BT	MT
Concession CEET	51	49	2	48	46	2
TOTAL	133 931	133 509	422	140 905	140 471	434

Au niveau de la CEB, 99% des clients sont servis en MT. Au niveau de la CEET, la typologie de la clientèle est résumée dans le tableau ci-dessous pour 2006 et 2007

6. Programme d'Urgence : appui du Fonds de Développement Electricité au Togo

Pour le Togo, l'appui doit porter sur les réhabilitations des groupes S*ultzer* au Togo et de la centrale thermique de Lomé. Le fonds pourrait intervenir également dans la réhabilitation des ouvrages du barrage de NANGBETO et si nécessaire dans la délocalisation et la mise en mode dual des groupes TAG de la CEB et éventuellement un appui aux IPP pour accélérer leurs projets de production.

Dans le court terme, le Fonds devrait également apporter une garantie pour l'approvisionnement en combustibles mais d'une manière générale, le programme d'urgence travaillera à privilégier les moyens de production ayant le meilleur avantage coût en lieu et place de solutions les plus chères comme l'utilisation de combustibles chers (Jet A1) pour faire fonctionner les TAG de la CEB ou la location des groupes (type AGGREKKO).