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 1 : Diagnostic, scénarii, vision et stratégies.

Août 2008

PREAMBULE

Ce document constitue le volume 1 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 : Diagnostic, scénarii, vision et stratégies***

SOMMAIRE

LISTE DES GRAPHIQUES ET SCHEMAS *5*

SIGLES ET ABREVIATIONS *9*

INTRODUCTION *11*

I. ETAT DES LIEUX ET DYNAMIQUE ACTUELLE DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DANS L'UEMOA *15*

A. Panorama du secteur de l'électricité dans les pays de l'UEMOA 15
A1. Bénin et Togo 15
A2. Burkina Faso 16
A3. Côte d'Ivoire 18
A4. Guinée Bissau 21
A5. Mali 25
A6. Niger 27
A7. Sénégal 29

B. Diagnostic approfondi du secteur et tendances majeures dans l'UEMOA 32
B1. L'accès à l'électricité est très faible 33
B2. Le coût de l'électricité dans les pays de l'UEMOA est un des plus chers au monde 36
B3. L'infrastructure de production et de distribution d'électricité est vétuste et génère d'importantes pertes 41
B4. L'investissement insuffisant ne permet pas de faire face à une demande en forte croissance 44
B5. La taille des systèmes électriques nationaux est trop faible pour attirer l'investissement privé et créer les conditions d'un marché concurrentiel 46
B6. Les réformes institutionnelles engagées n'ont généralement pas abouti 50
B7. Les opérateurs publics d'électricité sont dans une situation financière précaire ... 54
B8. Les faiblesses institutionnelles freinent la mise en œuvre des nouveaux projets ... 61
B9. Le profil de consommation énergétique constitue un fardeau de plus en plus insupportable pour les finances publiques et hypothèque la compétitivité des économies 66

II. PERSPECTIVES D'EVOLUTION A MOYEN/LONG TERME DE LA DEMANDE ET DE L'OFFRE D'ELECTRICITE DANS L'UEMOA *71*

A. Perspectives d'évolution à moyen et long terme de la demande 71

B. Projets de développement de l'offre et adéquation offre / demande 77

C. Analyse des sources alternatives ayant guidé les choix de développement de l'offre d'électricité à moyen et long terme 102
C1. Energies fossiles : pétrole, gaz, charbon 102
C2. Hydroélectricité 104
C3. Energies renouvelables : solaire, biomasse, éolien, biocarburant 106
C4. Energie nucléaire 115

D. Scénario optimal de développement de l'offre d'électricité à l'horizon 2030 . 118

III. AUTRES LEVIERS STRATEGIQUES DE DEVELOPPEMENT DU SECTEUR ET SCENARII ENVISAGEABLES A L'HORIZON 2020 ET 2030 ..... *128*

A. Leviers de développement du secteur de l'électricité 128
A1. La maîtrise de la demande et les économies d'énergie 128

A2. Un environnement des affaires favorable aux investissements 131
A3. La coopération régionale 136
A4. Une stratégie globale et volontariste pour le développement des filières à haut potentiel 141

B. Quatre scénarii envisageables à l'horizon 2020 et 2030 145

IV. VISION, ORIENTATIONS STRATEGIQUES ET AGENDA POUR LE DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE L'UEMOA 149

A. Vision du secteur de l'électricité de l'UEMOA à l'horizon 2030 149
A1. Vision 2012 : « l'énergie disponible » 151
A2. Vision 2020 : « l'énergie compétitive » 152
A3. Vision 2030 : « l'énergie durable » 155

B. Quatre axes stratégiques pour mettre en œuvre la Vision 2030 157
B1. Développer une offre diversifiée, compétitive et durable 157
B2. Mettre en place un plan régional de maîtrise de la consommation d'énergie électrique 161
B3. Accélérer l'émergence d'un marché régional d'échanges d'énergie électrique en Afrique de l'Ouest et la mise en œuvre des réformes institutionnelles dans les Etats membres 161
B4. Mettre en place un mécanisme dédié au financement du secteur de l'électricité 164

C. Programme d'urgence : chantiers, coût, agenda 170
C1. Chantiers du programme d'urgence 170
C2. Coût de mise en œuvre et financement du programme d'urgence 181
C3. Agenda pour la réalisation du programme d'urgence 181

D. Dispositif institutionnel de mise en œuvre de l'Initiative Régionale pour l'Energie Durable 183

LISTE DES GRAPHIQUES ET SCHEMAS

Graphique 1 : Schéma institutionnel du secteur de l'électricité au Bénin et au Togo 16
Graphique 2 : Schéma institutionnel du Burkina Faso 17
Graphique 3 : Schéma institutionnel de la Côte d'Ivoire 19
Graphique 4 : Schéma institutionnel du secteur de l'énergie de la Guinée Bissau 23
Graphique 5 : Schéma institutionnel du secteur de l'énergie du Mali 27
Graphique 6 : Schéma institutionnel du secteur de l'énergie au Niger 28
Graphique 7 : Schéma institutionnel du secteur de l'énergie au Sénégal 31
Graphique 8 : Taux d'accès à l'électricité dans l'UEMOA en 2005 (en %) 34
Graphique 9 : Consommation d'énergie moyenne et commerciale entre 1980 et 1995..... 35
Graphique 10 : Comparaison des tarifs d'électricité moyenne tension appliqués en Afrique (en cents US/kWh) 36
Graphique 11 : Comparaison des tarifs d'électricité à usage social appliqués en Afrique (en cents US/kWh) 36
Graphique 12 : Comparaison des tarifs d'électricité usage domestique triphasé appliqués en Afrique (en cents US/kWh) 37
Graphique 13 : Comparaison des tarifs d'électricité Semi industriel et Force motrice appliqués en Afrique (en cents US/kWh) 37
Graphique 14 : Corrélation du PIB/habitant et le prix du kWh 38
Graphique 15 : Structure du parc de production d'électricité dans l'UEMOA en 2006 39
Graphique 16 : Structure détaillée du parc de production d'électricité par pays en 2006 . 40
Graphique 17 : Exemple des coûts de production d'électricité aux États-Unis en 2006 (en cents par kWh) 40
Graphique 18 : Pyramide des âges du parc électrique de l'UEMOA 41
Graphique 19 : Puissance totale disponible entre 1963 et 2000 - cas de SENELEC..... 42
Graphique 20 : Rendement global des systèmes électriques (en %)..... 43
Graphique 21 : Investissements privés cumulés dans le secteur de l'électricité entre 1990-2006, par zone géographique (en millions de US $) 46
Graphique 22 : Évolution des investissements privés en Afrique Subsaharienne et dans l'UEMOA (en millions de US $)..... 47
Graphique 23 : Puissance installée par pays en 2006 (en MW)..... 48
Graphique 24 : Coûts production du kWh par centrale (2005-2006) 49
Graphique 25 : Etat des réformes au sein de l'UEMOA..... 52
Graphique 26 : Caractéristiques des réformes pratiquées au Maroc, Sénégal et en Côte d'Ivoire 53

Graphique 27 : Résultat et rentabilité financière des opérateurs nationaux d'électricité en 2006 54
Graphique 28 : Ratio d'endettement (Endettement total / Capitaux propres) des opérateurs nationaux d'électricité en 2006 56
Graphique 29 : Délais de recouvrement des créances et des paiements fournisseurs (en jours) 57
Graphique 30 : Dispositif institutionnel dans le cadre du projet Félou financé par la Banque Mondiale et la BEI 60
Graphique 31: Quelques statistiques sur les projets liés au WAPP et intéressant soit directement soit indirectement la zone UEMOA 61
Graphique 32 : Évolution des importations de produits pétroliers de 2003 à 2006 au sein de l'UEMOA 67
Graphique 33 : Corrélation IDH et taux d'accès d'électricité 67
Graphique 34 : Freins à la satisfaction de la demande d'énergie électrique dans l'UEMOA 69
Graphique 35 : Évolution de la demande d'énergie électrique dans l'UEMOA selon les trois scénarios (en MW) 75
Graphique 36 : Évolutions de la demande d'énergie électrique dans l'UEMOA décomposée par pays et par scénario (en MW) 75
Graphique 37 : Répartition des projets d'électricité prévus par pays d'ici 2030 77
Graphique 38 : Offre additionnelle par période (en MW) 78
Graphique 39 : Pyramide des âges du parc électrique de l'UEMOA et programme de déclassement 79
Graphique 40 : Evolution de l'offre 2008-2030 de l'offre (*) d'électricité dans l'UEMOA (en MW) 79
Graphique 41 : Évolution et décomposition de l'offre (*) dans l'UEMOA jusqu'en 2030 (en MW) 80
Graphique 42 : Cartographie de l'offre additionnelle par pays 81
Graphique 43 : Evolution comparée 2008 - 2030 de l'offre (*) et de la demande dans l'UEMOA (en MW) 84
Graphique 44 : Evolution de l'offre (*) et de la demande dans l'UEMOA entre 2008 - 2012 (en MW) 85
Graphique 45 : Détail de l'évolution et de l'offre (*) et de la demande, et gap offre - demande (en MW) 85
Graphique 46 : Impact des retards de projets sur le gap Offre – Demande (en MW) 87
Graphique 47 : Evolution du Gap Offre - Demande 2008 - 2012 dans l'UEMOA prenant en compte les projets supplémentaires 97

Graphique 48 : Liste des projets (*) d'augmentation de capacités du programme d'urgence 98
Graphique 49 : Evolution du Gap Offre - Demande d'ici 2030 dans l'UEMOA prenant en compte les projets supplémentaires 100
Graphique 50 : Évolution Evolution de l'offre d'électricité au niveau mondial par sources primaires d'énergie en 2005 (en GW) 102
Graphique 51 : Cartographie des principales ressources fossiles existant dans l'UEMOA .. 103
Graphique 52 : Evolution de l'offre d'électricité dans le monde par sources primaires d'énergie en 2005 (en GW) 104
Graphique 53 : Carte des ressources d'hydroélectricité existantes en zone UEMOA (en GW) 106
Graphique 54 : Evolution de l'offre d'électricité dans le monde par sources primaires d'énergie en 2005 (en GW) 107
Graphique 55 : Cartographie du potentiel en énergies renouvelables (solaire, éolien, biomasse) dans la zone UEMOA 107
Graphique 56 : Dynamique d'évolution du solaire dans la production d'électricité : capacités de centrales existantes, en construction ou en projets dans le monde et évolution des coûts 111
Graphique 57 : Evolution de l'offre d'électricité dans le monde par sources primaires d'énergie en 2005 (en MW) 116
Graphique 58 : Scénario optimal de développement du secteur de l'électricité à l'horizon 2030 126
Graphique 59 : les aides consenties en faveur des économies d'énergie 128
Graphique 60 : Intensité énergétique (Btu par USD 2000) 129
Graphique 61 : Rapport Déficit/Demande par scénario de demande 129
Graphique 62 : Investissements privés dans le secteur de l'électricité dans le monde 132
Graphique 63 : Changements institutionnels dans le secteur de l'électricité de pays dans le monde 135
Graphique 64 : Evolution du schéma institutionnel au Maroc 136
Graphique 65 : Les différents marchés régionaux d'électricité dans le monde 138
Graphique 66 : Niveau de maturité de la grappe solaire dans l'UEMOA 144
Graphique 67 : Matrice des scénarii d'avenir du secteur de l'électricité dans l'UEMOA... 147
Graphique 68 : Feuille de route pour la réalisation de la Vision Electricité 2030 151
Graphique 69 : Schéma global du mécanisme de financement du secteur de l'électricité 165
Graphique 70 : Mécanismes d'intervention du Fonds de développement électricité 167
Graphique 71 : Mécanismes d'intervention du Fonds d'infrastructures 168

Graphique 72 : Actions du Programme Régional d'Economie d'Energie 175
Graphique 73 : Agenda de lancement de l'Initiative Régionale pour l'Energie Durable ...182
Graphique 74 : Dispositif institutionnel de la mise en œuvre de l'initiative Régionale pour l'Energie Durable 186

SIGLES ET ABREVIATIONS

AIE : Agence Internationale de l'Energie

AIEA : Agence Internationale de l'Energie Atomique

ADEME : Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (France)

AMADER : Agence Malienne pour le Développement de l'Energie Domestique et de l'Electrification Rurale

ANARE: Agence Nationale de Régulation de l'Electricité (Côte d'Ivoire)

APL: Adaptable Program Loan

ARM : Autorité de Régulation Multisectorielle (Niger)

ARSE : Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité (Togo)

ASER : Agence sénégalaise d'électrification rurale

BCEAO : Banque Centrale des Etats d'Afrique de l'Ouest

BOAD : Banque Ouest Africaine de Développement

BM : Banque Mondiale

CEB : Communauté Electrique du Bénin

CEDEAO : Communauté Economique des Etats d'Afrique de l'Ouest

CEET : Compagnie d'Energie Electrique du Togo

CIE : Compagnie Ivoirienne d'Electricité

CIPREL : Compagnie Ivoirienne de Production d'Electricité

CREE : Commission de Régulation de l'Electricité et de l'Eau (Mali)

CRSE : Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (Sénégal)

CSP : Concentrating Solar Power (Centrale solaire thermique)

EAGB : Electricidade e Agua da Guine-Bissau

EDM : Electricité Du Mali

EECI : Energie Electrique de Côte d'Ivoire

EIA : Energy Information Administration

EEEOA : Marché d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain

IDH : Indice de Développement Humain

IPP : Independant Power Producer (Producteur Indépendant d'Electricité)

Kep : kilogramme d'équivalent pétrole

KW : Kilowatt

KWh : Kilowatt heure

MW : Mégawatt

NIGELEC : Société Nigérienne d'Electricité

OMVG : Organisation de la Mise en Valeur du fleuve Gambie

OMVS : Organisation de la Mise en Valeur du fleuve Sénégal

ORSE : Organe de Régulation du Sous-secteur de l'Electricité (Burkina Faso)

PDER : Plan Directeur d'Electrification Rurale (Burkina Faso)

PGAO : Projet de Gazoduc de l'Afrique de l'Ouest

PIB : Produit Intérieur Brut

PPIAF : Public-Private Infrastructure Advisory Facility

SBEE : Société Béninoise d'Energie Electrique

SOGEPE : Société de Gestion du Patrimoine du Secteur de l'Electricité (Côte d'Ivoire)

SONICHAR : Société Nigérienne du Charbon d'Anou Anaren

SENELEC : Société Nationale d'Electricité (Sénégal)

SOGEM : Société de Gestion de l'Energie de Manantali

SONABEL : Société Nationale d'électricité du Burkina Faso

SOPIE : Société d'Opération Ivoirienne d'Electricité

TAG : Turbine à Gaz

TICGN : Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel

TIPP : Taxe Intérieure de consommation sur les Produits Pétroliers

UEMOA : Union Economique et Monétaire Ouest Africaine

UPDEA : Union des Producteurs, Transporteurs et Distributeurs d' Energie Electrique d'Afrique

USD: Dollar US

Parité Euro - Franc CFA : 1 Euro = 655,957 F CFA

ANNEE	Taux du Dollar USD (janvier)	Taux du Dollar USD (décembre)
2005	0.762113 Euro	0.843167 Euro
2006	0.82627 Euro	0.757527 Euro
2007	0.769334 Euro	0.687273 Euro
2008	0.67947 Euro	0.632773 Euro

WAPP: West African Power Pool

INTRODUCTION

Contexte et objectifs de la mission

L'Union Economique et Monétaire Ouest Africaine (UEMOA) regroupe actuellement huit (08) Etats Membres : le Bénin, le Burkina Faso, la Côte d'Ivoire, la Guinée Bissau, le Mali, le Niger, le Sénégal et le Togo pour une population de plus de 83 millions d'habitants.

La crise du secteur de l'électricité que vivent la plupart des pays de l'UEMOA a déjà amené les Chefs d'Etat et de Gouvernement de l'Union à mettre en oeuvre des solutions d'urgence visant à soulager à court terme leurs économies et leurs populations, parmi lesquelles la location de groupes électrogènes à des coûts prohibitifs, l'utilisation en base des turbines à gaz (TAG) fonctionnant avec des combustibles coûteux (distillat, jet A1), etc. Ces solutions apparaissent bien insuffisantes au regard de la crise électrique qui secoue la quasi-totalité des pays de l'Afrique de l'Ouest.

Ainsi, la 12ème session ordinaire de la Conférence des Chefs d'Etat et de Gouvernement du 17 janvier 2008 a salué les initiatives prises par la Commission de l'UEMOA pour apporter des réponses appropriées à la crise de l'énergie dans les Etats membres. C'est ainsi qu'elle a exhorté la Commission de l'UEMOA à aller au-delà de la situation d'urgence, pour s'inscrire dans une démarche stratégique permettant de trouver des solutions optimales et durables dans un horizon de moyen et long terme, à savoir le renforcement des capacités de production et l'utilisation, à terme, de sources d'énergie alternatives.

Au-delà des orientations qu'elle a définies dans le cadre de la résolution de la crise de l'énergie, la Conférence des Chefs d'Etat de l'UEMOA a décidé de la mise en place d'une Commission placée sous la présidence de Son Excellence, le Docteur Boni YAYI, Président de la République du Bénin. Cette Commission comprend les Ministres chargés de l'Economie, des Finances, du Développement et de l'Energie des Etats membres, ainsi que les Organes et Institutions de l'Union. Elle est composée de deux sous-commissions :

- Une sous-commission « *Energie* » chargée de proposer des solutions définitives aux questions liées à la crise de l'énergie

- Une sous-commission « *Financement du Développement* » devant proposer des modes de financement innovants de l'économie sous-régionale, notamment la dotation de la BOAD en ressources concessionnelles pérennes.

Par la suite, la sous-commission « *Energie* » a décidé de lancer une étude sur l'élaboration d'une stratégie de résolution durable de la crise de l'Energie dans l'UEMOA, dont les termes de référence (TDR) requièrent des solutions à court terme tout en s'inscrivant dans une optique de résolution durable de la crise. Les termes de référence rédigés dans la période du 20 au 24 février 2008 dressent une liste de sept objectifs spécifiques à atteindre par l'étude pour **apporter des solutions concrètes, crédibles et novatrices permettant d'atteindre la satisfaction des besoins communautaires en énergie électrique** :

1) Mettre en œuvre dans le court terme un programme d'urgence d'amélioration de l'offre d'électricité pour résorber un déficit croissant de l'offre d'énergie électrique;

2) Proposer les axes d'un programme régional d'économie d'énergie permettant de lisser et de brider la demande d'électricité;

3) Exploiter dans un horizon de moyen et long terme, le potentiel régional de production d'électricité, en développant la production dans les pays disposant de sources primaires d'énergie, permettant de produire de l'électricité à un coût compétitif;

4) Favoriser l'insertion du secteur privé en créant les conditions de développement de partenariats public - privé (PPP) notamment dans la production d'électricité en ce qui concerne les projets à vocation régionale ;

5) S'inscrire, tout en tenant compte des particularités de l'UEMOA, dans le programme de développement des interconnexions électriques de la CEDEAO (WAPP) et travailler à la mise en œuvre d'une interconnexion complète des réseaux d'électricité, ainsi que l'émergence d'un marché régional d'échange d'électricité ;

6) Eluder les problèmes de financement et proposer des mécanismes crédibles de financement des investissements ;

7) Encourager un programme d'amélioration de la gouvernance des opérateurs nationaux d'électricité pour améliorer leur rentabilité, moderniser leurs réseaux de distribution, réduire fortement les pertes et améliorer la qualité de service fournie aux clients.

Le cabinet Performances Management Consulting (PMC) a été désigné adjudicataire de l'étude à l'issue de ce processus. La démarche proposée par le cabinet PMC pour répondre aux TDR s'inscrit en quatre phases :

Structure du rapport

Le rapport est structuré en 4 chapitres :

- **Chapitre 1** : dresse l'état des lieux détaillé du secteur de l'électricité en décrivant le schéma institutionnel de chacun des 8 pays de l'Union mais aussi en analysant la situation de crise et l'impasse dans laquelle se trouvent aujourd'hui les systèmes électriques nationaux de ces pays.

- **Chapitre 2** : analyse les perspectives d'évolution de la demande et de l'offre à court, moyen et long terme au sein de l'UEMOA en identifiant des solutions alternatives de développement de l'offre d'énergie électrique.

- **Chapitre 3** : expose les leviers de développement du secteur en présentant les scénarii envisageables à l'horizon 2020 et 2030. Ce chapitre s'inspire des réformes menées et réussies dans d'autres pays pour mettre en lumière les leviers de politique indispensable pour sortir les systèmes nationaux électriques de l'UEMOA de la crise dans laquelle ils se trouvent aujourd'hui.

- **Chapitre 4** : esquisse une vision d'avenir du secteur de l'électricité dans l'UEMOA à l'horizon 2030 et décline les orientations stratégiques et les actions phares pour sa mise en œuvre. La dernière partie de ce chapitre déroulera l'Agenda (plan d'actions), le budget requis et les recommandations pratiques pour la promotion de la stratégie de développement durable du secteur de l'électricité dans l'UEMOA.

ETAT DES LIEUX ET DYNAMIQUE ACTUELLE DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DANS L'UEMOA

Ce chapitre dresse l'état des lieux détaillé du secteur de l'électricité en décrivant le schéma institutionnel de chacun des 8 pays de l'Union mais aussi en analysant la situation de crise et l'impasse dans laquelle se trouvent aujourd'hui les systèmes électriques nationaux de ces pays.

I. ETAT DES LIEUX ET DYNAMIQUE ACTUELLE DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DANS L'UEMOA

A. Panorama du secteur de l'électricité dans les pays de l'UEMOA

A1. Bénin et Togo

Le Bénin et le Togo sont les premiers pays à avoir mis en commun leurs moyens pour satisfaire leurs besoins en énergie électrique, en mutualisant leur approvisionnement dans le cadre de la Communauté Electrique du Bénin (CEB). L'organisation du sous-secteur de l'électricité du Togo et du Bénin est en effet régi par un accord international (code Bénino-Togolais de l'électricité) signé par les deux Etats depuis 1968. Ce code confère à la CEB devenue opérationnelle en 1973, le monopole de la production, du transport et des importations/exportations de l'énergie électrique sur l'ensemble des territoires des deux Etats.

Le premier code de 1968 a fait l'objet d'une révision en 2003. C'est ainsi que le statut d'acheteur unique a été octroyé à la CEB sur les deux pays, Bénin et Togo.

Trois crises énergétiques majeures (1983 – 1984, 1998, 2006), les difficultés de la CEB (rentabilité devenue négative, endettement, panne d'investissement, obsolescence du matériel…), une défaillance de l'approvisionnement en provenance du Nigéria et une réduction forte de l'offre venant du Ghana et du Nigéria, ont poussé les Etats du Bénin et du Togo à reconsidérer la capacité de la CEB à faire face à une demande en forte progression et aux nouvelles exigences de développement des économies.

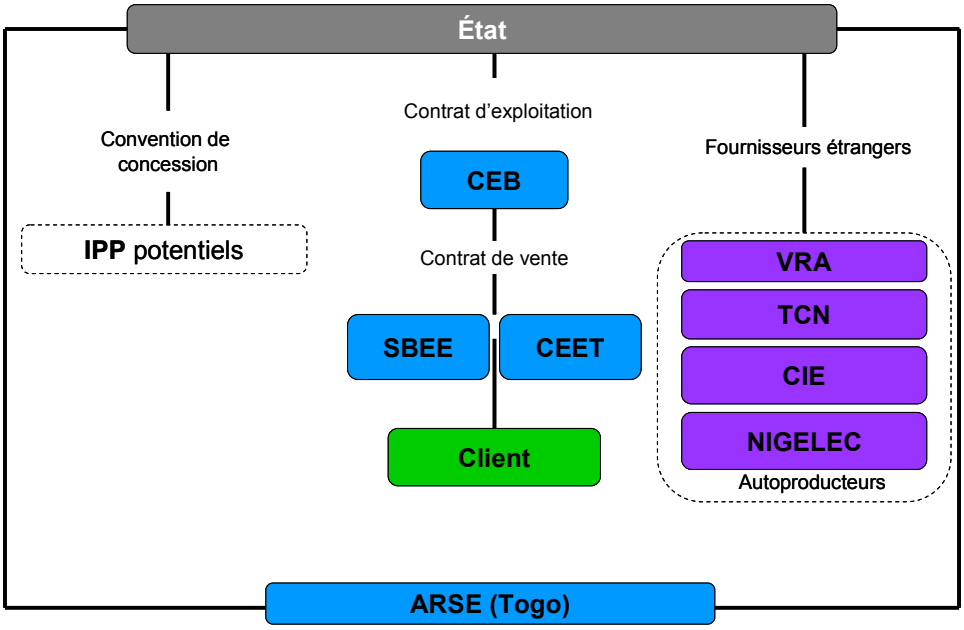
Les dispositions de l'accord international et celles du code Bénino -Togolais de l'électricité revues en 2007. Les deux Etats ont chacun fait appel à des IPP (Contour Global au Togo pour une capacité installée de 100 MW et un projet de 80 MW de capacité installée au Bénin), mais en s'affranchissant de la CEB et de son statut d'acheteur unique d'électricité pour le compte des deux pays. Ces projets IPP sont conditionnés par la disponibilité du gaz que permet aujourd'hui la mise en service du gazoduc d'Afrique de l'Ouest. La disponibilité effective du gaz est liée à la réalisation du raccordement au gazoduc au Togo et au Bénin comme déjà réalisé pour le Ghana.

La CEB est importateur auprès du Ghana (VRA), du Nigéria (TCN), de la Cote d'Ivoire (CIE) et du Niger (NIGELEC).

La Société Béninoise d'Energie Electrique (**SBEE**) assure la production, le transport, la distribution sur le territoire béninois.

La Compagnie d'Energie Electrique du Togo (**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. La CEET a 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. Elle va gérer également le contrat avec l'IPP Contour global au titre du contrat signée par cet IPP avec l'Etat togolais pour l'installation d'une puissance de 100 MW.

Graphique 1 : Schéma institutionnel du secteur de l'électricité au Bénin et au Togo



Le système de production de la CEB reste modeste avec une infrastructure hydroélectrique et des groupes thermiques (TAG) :

- Le barrage hydroélectrique de Nangbéto (2 x 32,8 MW)
- Deux turbines à gaz (TAG) à Lomé et à Cotonou avec chacune une puissance installée de 20 MW.

L'exploitation des TAG avec l'utilisation du combustible JET A1, très coûteux, a contribué à dégrader significativement le compte d'exploitation de la CEB.

La SBEE et la CEET disposent d'unités thermiques reliées au réseau interconnecté de la CEB. La puissance disponible de ces centrales est de 26 MW pour la CEET et 48 MW pour la SBEE.

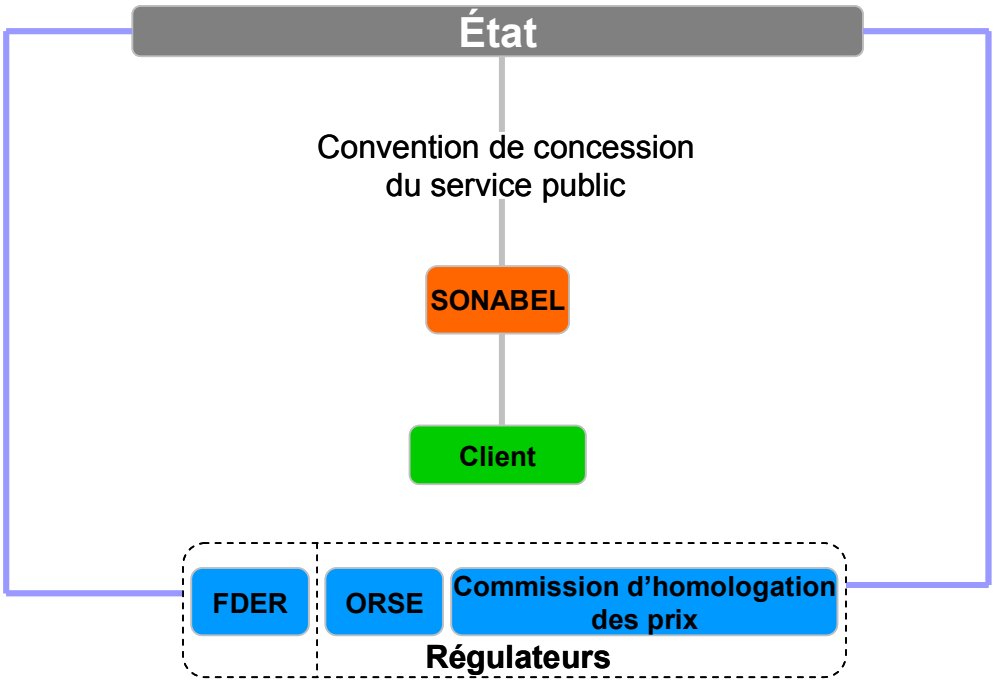
A2. Burkina Faso

Depuis 1998, le Burkina Faso s'est engagé dans un processus de réformes institutionnelles, légales et réglementaires de son secteur électrique, afin de créer les conditions favorables à la participation du secteur privé.

De décembre 1998 à décembre 2000, le secteur de l'électricité burkinabé était régi par la Loi No 060/98/AN, portant réglementation générale de l'approvisionnement en énergie électrique du Burkina Faso, basée sur un système d'acheteur unique au travers de deux systèmes d'approvisionnement, le premier dit « cohérent » autour de Ouagadougou et Bobo-Dioulasso et le second pour les zones dites « rurales ».

En décembre 2000, une Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie (LPDE) a été adoptée. Elle avait permis la mise en place d'un cadre réglementaire adéquat et le désengagement partiel de l'État et de la SONABEL.

Graphique 2 : Schéma institutionnel du Burkina Faso



La Société Nationale d'électricité du Burkina Faso (SONABEL) a le statut de Société d'Etat chargée de la production, du transport et de la distribution de l'électricité sur toute l'étendue du territoire Burkinabé. Elle exerce les fonctions de gestion du système de fourniture de l'électricité sur la base d'un contrat signé avec l'Etat.

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.

Avec l'appui de ses partenaires au développement, le gouvernement burkinabé a initié le Projet de Développement du Secteur de l'Électricité (PDSE) qui avait entre autres objectifs, l'amélioration du cadre réglementaire et institutionnel et a permis la promulgation de **la Loi No.016-2005/An du 12 mai 2005.**

Cette loi définit le cadre réglementaire général de l'approvisionnement du Burkina Faso en énergie électrique, et abroge toutes les dispositions antérieures contraires, notamment la loi No 060/98/AN.

Elle prévoit le changement de statut de la SONABEL : une société de patrimoine détenue à 100% par l'État burkinabé et une société fermière en charge de l'exploitation, dont le capital sera détenu à majorité par un opérateur privé de référence.

Du fait de l'absence de sources primaires d'énergie au Burkina Faso, le développement de l'accès et la compétitivité de l'offre d'électricité dépendent surtout des importations d'électricité.

Dans ce cas, la problématique clé devient la sécurité de la fourniture, sa fiabilité et son coût.

Les interconnexions vont faire évoluer le système électrique burkinabé vers un réseau national interconnecté, avec la connexion au réseau national interconnecté des deux grands centres régionaux de consommation et de nombreux centres isolés. Ils permettront également l'accès à l'électricité de nombreuses localités urbaines et rurales traversées par les lignes.

A3. Côte d'Ivoire

Le secteur de l'électricité en Côte d'Ivoire est régi par **la loi n°85-583 du 29 Juillet 1985 qui en fixe le cadre légal et réglementaire**. Cette loi offre la possibilité de concéder le service public national de production, transport, distribution, d'importation et exportation d'énergie électrique à un organisme à caractère industriel et commercial.

Le sous-secteur électrique Ivoirien a été le premier en Afrique de l'Ouest et probablement en Afrique à avoir fait l'objet d'une réforme institutionnelle au début des années 90, ayant permis l'introduction d'opérateurs privés dans la production d'électricité (IPP) utilisant le gaz comme source d'énergie primaire de production d'électricité.

En 1990, l'Energie Electrique de Côte d'Ivoire (EECI), qui gérait le service public de l'électricité en Côte d'Ivoire depuis 1952, est mis en concession de service public sous gestion privée à travers la Compagnie Ivoirienne d'Electricité (CIE) confiée au groupe SAUR (filiale du groupe Bouygues).

L'EECI a été chargée de gérer le patrimoine avant d'être liquidée en 1998, ses missions étant reprises par trois sociétés que sont : la SOPIE, la SOGEPE et l'ANARE (régulateur national).

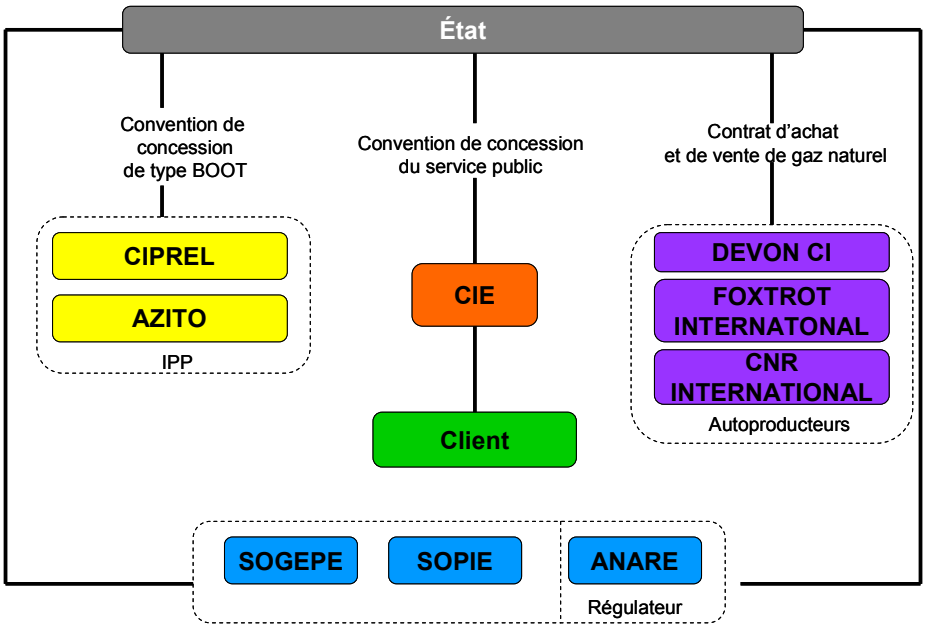
Cette réforme institutionnelle, avec la découverte de gisements importants de gaz naturel, ouvre la voie à la production privée indépendante d'électricité avec en 1995 l'entrée en scène de la Compagnie Ivoirienne de Production d'Electricité (CIPREL), premier producteur privé d'électricité en Côte d'Ivoire et l'installation de quatre Turbines à Gaz de type dual, d'une puissance totale installée de 210 MW.

En 1999, AZITO ENERGIE s'installe comme deuxième producteur privé, avec la mise en place de deux Turbines à Gaz de type dual, d'une puissance totale installée de 300 MW.

Avec cette production thermique additionnelle valorisant le gaz ainsi que le parc géré par le concessionnaire CIE, la Côte d'Ivoire devient exportatrice d'énergie électrique vers le Ghana, le Burkina Faso, mais aussi le Togo et le Bénin avec un transit par le Ghana.

Notons par ailleurs que toutes les Turbines à Gaz de type dual de conception qui ont démarré au fuel liquide, fonctionnent désormais exclusivement au gaz naturel. Trois IPP se chargent de l'extraction du gaz naturel : FOXTROT (filiale de Bouygues), DEVON (intérêts américano-canadiens) et *Canadian National Resource*d (intérêts canadiens) par exploitation des gisements Off Shore du Golfe de Guinée sont au large des côtes ivoiriennes. Ils approvisionnent les centrales de CIPREL et AZITO et dans une moindre mesure d'autres opérateurs industriels notamment.

Graphique 3 : Schéma institutionnel de la Côte d'Ivoire



A la suite de la réforme, **les rôles et responsabilités des entités crées par la réforme apparaissent comme suit.**

L'Agence nationale de régulation de l'électricité (ANARE) fait les arbitrages à travers la régulation.

La Société d'Opération Ivoirienne d'Electricité (SOPIE) 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'achat, de transport et de mouvements d'énergie. Elle fait le contrôle technique de l'exécution des différents contrats et conventions de concessions, y compris le patrimoine électrique de l'Etat. Par ailleurs, la SOPIE participe à la recherche du financement complet ou complémentaire nécessaire pour les projets d'électrification rurale.

La Société de Gestion du Patrimoine du Secteur de l'Electricité (SOGEPE) assure la maîtrise d'ouvrage, la gestion du patrimoine et celle des flux financiers.

La Compagnie Ivoirienne d'Electricité (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 parc de production électrique est composé d'un parc hydroélectrique d'une puissance installée totale de 605,5 MW répartis sur six sites hydroélectriques (AYAME 1 et 2, KOSSOU, TAABO, BUYO, FAYE), et d'un parc de production thermique de 600 MW composé essentiellement de turbines à gaz (CIPREL, AZITO, CIE).

A fin juin 2005, les programmes d'électrification rurale engagés par l'Etat ont permis d'électrifier 2 413 localités sur 8 513, et d'atteindre un taux de couverture nationale (nombre de localités électrifiées / nombre total de localités) de 28,3% et un taux d'accès de la population à l'électricité (population des localités électrifiées / population totale) de 70,9%.

Malgré l'émergence de nombreuses institutions, la présence d'IPP et la mise en concession de gestion privée de l'opérateur national, le système électrique ivoirien reste caractérisé par un système monopolistique très centralisé dans lequel les institutions issues de la réforme n'ont en réalité aucun pouvoir.

La crise qu'a connue la Côte d'ivoire a rendu difficile les conditions d'exploitation des infrastructures d'électricité en Côte d'Ivoire, avec toute la partie Nord où l'entretien des réseaux, le processus de facturation et de recouvrement n'a pas été possible. Le non entretien des réseaux et la longue pause des investissements nouveaux de réhabilitation et le défaut d'entretien des infrastructures de transport et surtout de distribution expliquent la dégradation de l'exploitation des réseaux avec l'augmentation des pertes techniques, le développement des phénomènes de vol d'électricité.

Ainsi le rendement global de 85% est tombé à 77%. Dans le contexte de hausse des combustibles pétroliers et d'alignement au moins d'une partie du prix de cession du gaz aux IPP payé aux IPP gaziers, le revenu tiré de la vente d'électricité par le concessionnaire après la rémunération des IPP gaziers, des IPP produisant l'électricité et celle de la concession CIE, ne permet plus de dégager un reliquat suffisant pour entretenir les institutions en charge du secteur (ANARE, SOPIE, SOGEPE), ni de dégager les sommes nécessaires à l'entretien des réseaux et à l'investissement.

Malgré l'émergence de nombreuses institutions à la suite notamment du processus de réforme, la présence d'IPP et la mise en concession de gestion privée de l'opérateur national, le système électrique ivoirien bien que le plus évolué en Afrique de l'ouest reste caractérisé par un système monopolistique très centralisé dont les institutions issues de la réforme n'ont en réalité aucun pouvoir. Il y'a un opérateur privé qui occupe une position dominante (le groupe Bouygues avec FOXTROT, CIPREL, CIE) du fait de sa présence forte sur toute la chaîne de valeur du système électrique ivoirien.

Les institutions sont plutôt confinées à un rôle de conseil mais n'ont pas de pouvoir de gestion de patrimoine et ne peuvent discuter ou fixer des tarifs, ni s'engager dans le financement des investissements devenu critique.

A4. Guinée Bissau

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 à :

- La production et l'approvisionnement régulier du pays à partir des différentes formes d'énergie;
- L'adoption d'une politique tarifaire basée sur les coûts réels d'exploitation;
- L'amélioration du taux d'accès à l'électricité dans le cadre de la réduction de la pauvreté;
- La réhabilitation des infrastructures existantes et pérennité de la qualité du service;
- Le 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;
- La création de conditions favorables à l'attrait des investissements privés dans le secteur;
- La promotion des énergies de substitution pour garantir l'efficacité et l'économie d'énergie;
- La promotion de la production d'énergie électrique a travers des ressources hydroélectriques existantes;
- Le 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.

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. 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.

Aucun des textes n'a été encore adopté par le Parlement et ni donc promulgué. Cependant, le Gouvernement a organisé les structures et le fonctionnement du secteur dans la perspective de la promulgation prochaine de ces lois.

En Guinée Bissau, le secteur de l'énergie au plan institutionnel de l'autorité du **Secrétariat d'Etat à l'Energie** qui a en charge la définition de la politique du secteur et du développement des énergies renouvelables. Il est placé sous la responsabilité **du Premier Ministre**.

Une **Direction Générale de l'Energie** (DGE), rattachée au Secrétariat d'Etat à l'Energie, est chargée de l'exécution de cette politique. Elle 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.

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.

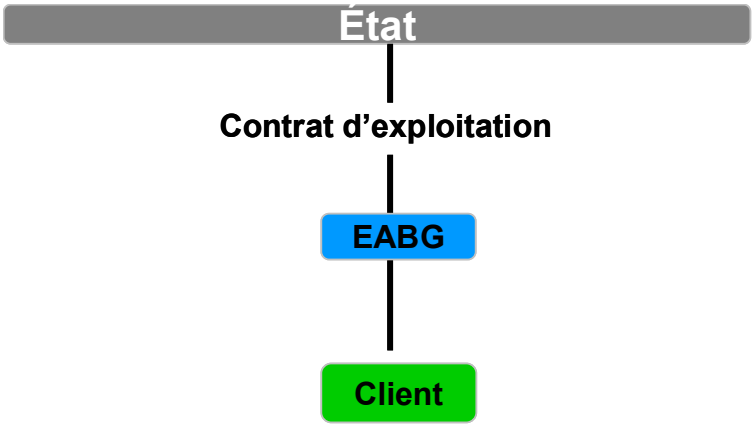
A ces structures étatiques, se sont ajoutés des producteurs privés tant à Bissau la capitale, qu'a l'intérieur du pays. Il s'agit en fait d'autoproducteurs qui, en raison de la pénurie, produisent pour les propres besoins et certains d'entre eux, injectent une partie de leur production dans le réseau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

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

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. Toutefois, 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 rechange rendent difficiles l'exploitation et la maintenance de l'ensemble de la centrale de Bissau entraînant ainsi une faible disponibilité.

Le réseau de transport d'énergie Bissau Guinéen compte environ 90 Km de ligne moyenne tension de 10 kV et 111 Km de ligne de moyenne tension de 6kV. Le réseau de distribution compte 293 Km de ligne de basse tension. Les pertes techniques sont très élevées sur le réseau et les concepts techniques des réseaux de distribution ne sont pas totalement compris et adaptés.

Graphique 4 : Schéma institutionnel du secteur de l'énergie de la Guinée Bissau



La société ***Electricidade e Agua da Guine-Bissau (EAGB)***, est l'opérateur historique du sous secteur de l'électricité. Cette société d'Etat de droit privé a été chargée, depuis 1983, d'assurer l'exploitation des infrastructures d'électricité et d'eau dans tout le pays. A ce jour son activité est limitée à la capitale Bissau. La production et la distribution de l'électricité à l'intérieur du pays sont assurées par la Direction Générale de l'Energie, avec le concours des autorités provinciales.

Hormis ces deux acteurs, le marché national de l'électricité est caractérisé par l'intervention de ***producteurs privés*** tant à Bissau la capitale, qu'à l'intérieur du pays. Leur niveau de production est à ce jour comparable à celle de EAGB. Les défaillances de celle-ci ont amené les abonnés solvables à résilier leurs contrats et à acquérir des générateurs pour assurer leurs besoins. Certains d'entre eux, notamment les sociétés disposant d'une large surface financière telles les deux sociétés Stenacks et Mavegro, effectuent même une distribution secondaire à Bissau, la capitale[1]. Le reste est constitué de consommateurs résidentiels ou de petites administrations produisant l'électricité à partir de petites unités pour leurs propres besoins. Au niveau rural ils sont souvent organisés en ***Comités locaux***.

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.

A ce jour, il n'existe pas à proprement parler de contrat de concession au niveau du marché national. *Electricidade e Água da Guine-Bissau* (EAGB), le détenteur du monopole de droit, exploite le service public en vertu du décret de 1983. Il convient toutefois de rappeler qu'en 1995 EAGB a signé un contrat de gestion déléguée avec le consortium

[1] Le rapport COTECO sur la revue des études de faisabilité OMVG a recensé 258 clients desservis par les autoproducteurs de Bissau dont 40 à titre gratuit

Electricité de France/Lyonnaise des Eaux – EDF/LYSA afin d'améliorer sa situation commerciale et financière. Ce contrat contenait des obligations de performances liées à la rémunération. Les deux premières années d'exploitation n'ont pas produit les résultats escomptés et cette expérience, couplée au conflit politico-militaire, a contribué à détériorer encore plus la situation financière de l'entreprise et le climat de confiance entre les potentiels repreneurs privés et EAGB.

La nouvelle loi sur l'électricité prévoit elle la conclusion d'un contrat de concession entre l'Etat et la future société de patrimoine (EAGB) pour la gestion des infrastructures qui seront mises à sa disposition. Cette dernière négociera à son tour, dans le périmètre qu'elle couvrira et sous la supervision du Ministère de tutelle et du Ministère de l'Economie et des finances, des contrats de délégation de gestion avec des sociétés d'exploitation.

Pour le reste, dans le cadre de la mise en œuvre du principe de délégation du service public d'électricité au privé, les sociétés d'exploitation, qui seront sélectionnées par voie d'appel d'offres et qui seront concessionnaires exploiteront le service public en vertu de cahier de charges qui stipuleront les conditions d'exploitation : amortissement des équipements, modalités de renouvellement, règlement des abonnés, dispositions tarifaires.

Les biens appartiennent au domaine public de l'Etat. La nouvelle loi sur l'électricité l'affirme dans ses dispositions comme principe général. Toutefois, dans le cadre d'une concession, ils peuvent faire l'objet d'un droit d'usage transféré à un opérateur privé durant l'exécution du contrat de concession.

Il convient de mentionner que seul l'Etat est responsable de la politique en matière d'échanges d'énergie électrique avec les pays voisins.

La Guinée Bissau est membre de deux organisations touchant aux échanges d'électricité avec les pays voisins : la West African Power Pool (WAPP) et l'Organisation de Mise en Valeur du fleuve Gambie (OMVG). Dans ce dernier cas, un programme énergie est actuellement en cours de réalisation. La mise en service des installations hydroélectriques de Sambagalou et Kaléta dans le cadre de ce programme devrait à terme permettre au pays de bénéficier d'un approvisionnement supplémentaire avec la réalisation d'un réseau d'interconnexion avec les pays membre de l'OMVG. Ce réseau serait étendu ultérieurement aux autres pays de la CEDEAO dans le cadre du WAPP. D'où la nécessité pour la Guinée Bissau de réhabiliter et d'étendre ces réseaux électriques afin de bénéficier de cette interconnexion sous-régionale.

Au niveau réglementaire, selon la nouvelle loi-cadre de l'énergie, le Ministère chargé de l'Energie octroiera les licences d'importation et d'exportation de produits énergétiques telles qu'exigées par la législation en vigueur.

La Guinée Bissau a enclenché le processus de mise en place d'une autorité de régulation multisectorielle. Les secteurs régulés seront celui des télécommunications, des activités portuaires et des transports dans une première phase. Le secteur de l'électricité sera concerné dans la deuxième phase de mise en place de cette autorité.

Il n'existe pas de contraintes ou obstacles nationaux à la mise en œuvre de la Régulation Régionale. En effet, la législation Bissau guinéenne en elle-même ne contient aucun texte ou aucune disposition susceptible de constituer un obstacle à la mise en place de l'Organe de Régulation Régionale.

Le système électrique en Guinée Bissau est en pleine déliquescence marqué à tous les niveaux de la chaîne opérationnelle Production – Transport - Distribution.

La production est composée de petits groupes diesel fonctionnant aux combustibles pétroliers. Bien que récents, ces groupes manquent d'entretien et sont souvent indisponibles du fait d'un manque de pièces de rechange et de maintenance appropriée.

Le réseau de transport et de distribution se caractérise par un défaut d'entretien avec des pertes techniques très élevées. La distribution de l'électricité souffre également de la faiblesse ou de l'absence de dispositif de comptage chez le client ne permettant pas de sécuriser le revenu de l'opérateur.

Face à cette situation, de nombreux bailleurs s'abstiennent d'intervenir et malgré la faiblesse des puissances requise pour satisfaire ce pays, la Guinée Bissau reste dans le noir avec un recours à des solutions de location, d'autoproductions très coûteuses et inappropriées.

A5. Mali

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.

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.

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 a dû 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.

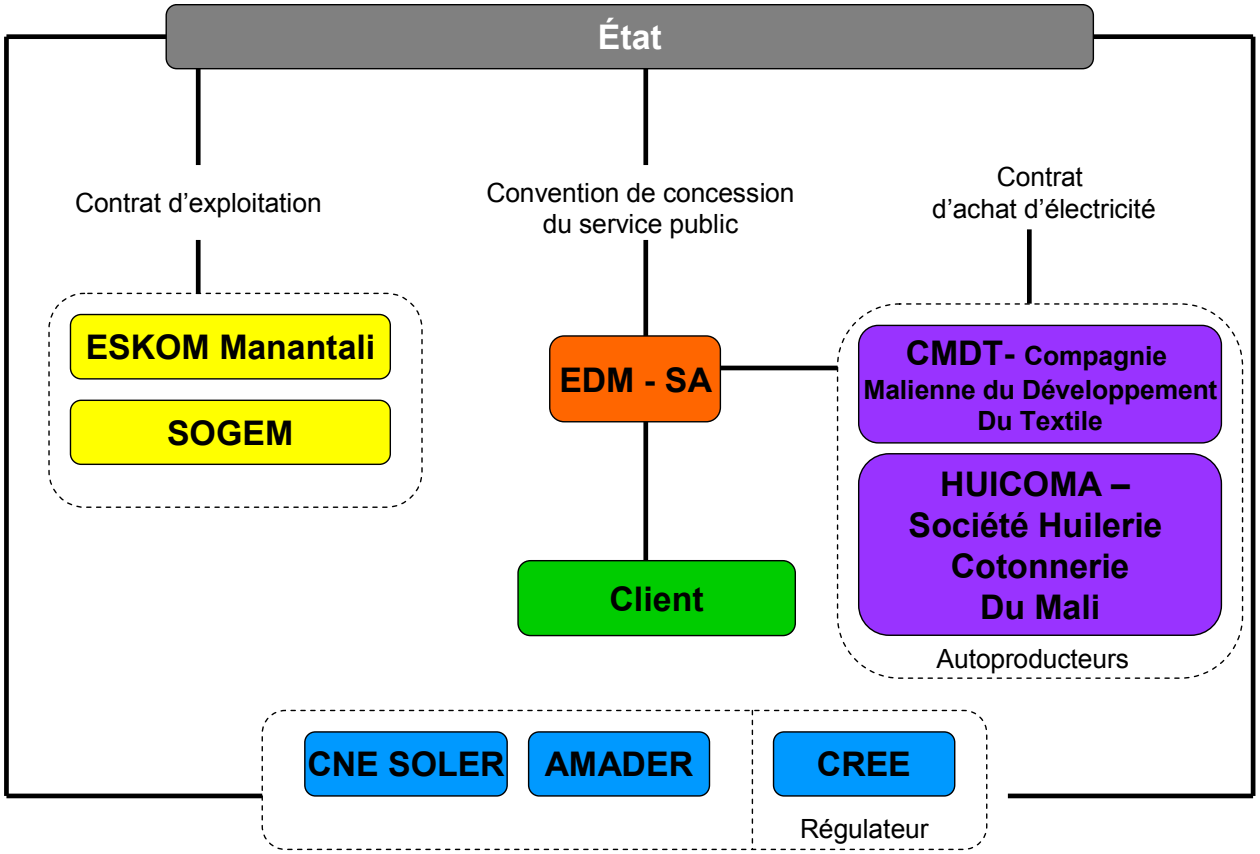
L'énergie délivrée par le barrage de Manantali représente la principale source d'approvisionnement en énergie électrique du Mali. Il représente le volet « énergie » du projet d'édification de barrages sur le fleuve Sénégal géré par l'organisation inter Etatique qu'est l'Organisation pour la Mise en valeur du Fleuve Sénégal (O.M.V.S.) regroupant outre le Mali, le Sénégal, la Mauritanie et plus récemment la Guinée (Conakry). La SOGEM administre le patrimoine que constituent le barrage, ses installations électriques ainsi que les lignes d'interconnexion qui permettent d'évacuer l'énergie vers les trois Etats bénéficiaires. Elle évolue progressivement vers une société de patrimoine pour le compte des Etats.

Le Mali dispose également d'un autre barrage - le barrage de Sélingué - qui lui assure une production hydroélectrique complémentaire faisant de la ressource hydroélectrique la principale source d'approvisionnement en électricité du Mali.

En plus du parc de production qu'elle exploite sur le réseau interconnecté, EDM-SA achète de l'énergie à Eskom Energie Manantali, concessionnaire exploitant du barrage hydroélectrique de Manantali, suivant le quota du Mali qui est de 52% des 200 MW de puissance installée, soit 104 MW.

Avec la baisse du productible des barrages suite à des années de sécheresse et l'augmentation de la demande, le Mali qui il y'a quelques années n'utilisait même pas l'intégralité de son quota, s'est obligé de recourir à une production thermique à base de combustibles pétroliers de plus en plus coûteuse et représentant une partie de plus en plus importante de son parc de production.

Graphique 5 : Schéma institutionnel du secteur de l'énergie du Mali



Le Mali échange de l'énergie avec le Sénégal et la Mauritanie à travers la ligne 225 kV de l'OMVS d'une longueur de 1700 km.

Concernant le réseau de distribution, la longueur totale du réseau de distribution de l'électricité en 2005 était de 4017 km contre 3 889 km en 2004, soit une augmentation de 3,3% dont :

- 1 122 km de ligne MT (661 km pour les centres isolés et 461 km pour Bamako)
- 2 894 km en BT (1 465 km pour les centres isolés et 1 429 km pour Bamako)

Le nombre total de postes MT/BT en 2005 était de 1 636 contre 1 576 en 2004, soit une hausse de 3,8% dont 643 postes pour les centres isolés et 993 pour Bamako.

A6. Niger

Au Niger, le secteur de l'électricité est organisé par la **Loi n°2003-004 du 3 Janvier 2003 portant organisation du secteur de l'électricité au Niger.**

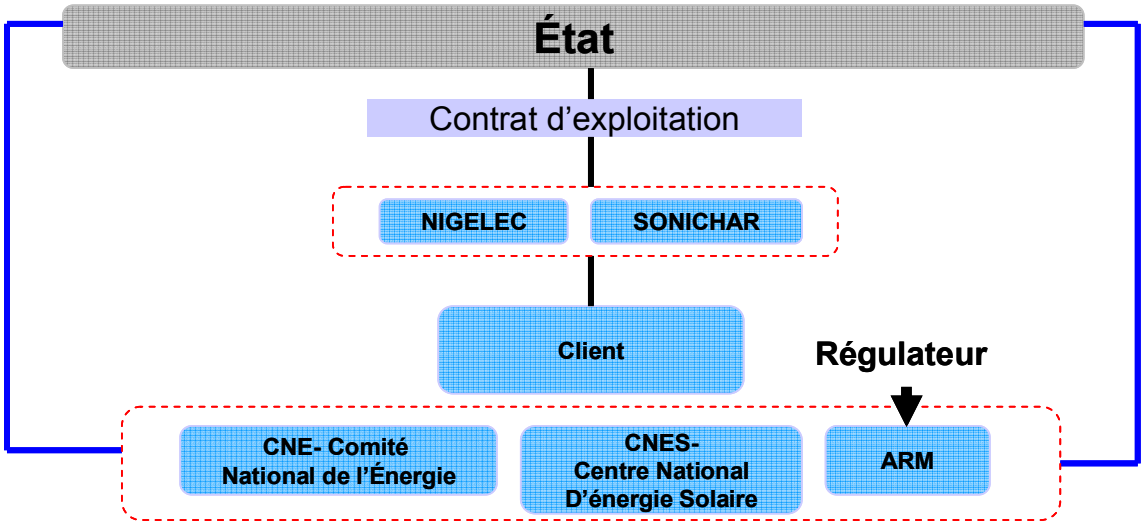
La mise en œuvre du programme de privatisation a entraîné la réforme du cadre institutionnel et juridique du secteur. Sur le plan institutionnel, la limitation de l'Etat aux seuls rôles de définition des politiques et réglementations, amena à créer une structure de suivi des obligations contractuelles, d'arbitrage et de régulation. Sur le plan juridique, pour consacrer la libéralisation du secteur, le Gouvernement a adopté deux textes fondamentaux. **L'ordonnance 99-044** porte 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. **La Loi N°2003-004 du 31 janvier 2003** porte sur le Code de l'électricité qui 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.

La Société Nigérienne d'Electricité (NIGELEC) dispose d'un monopole de transport et de distribution de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire national.

La Société Nigérienne de Charbon d'Anou Araren (SONICHAR) intervient dans le schéma comme un producteur indépendant chargé de l'alimentation en énergie électrique des villes d'Agadez, d'Arlit et des mines d'uranium localisées dans l'extrême nord du pays.

La structure de promotion et de coordination de l'électrification rurale, créée sous la tutelle du Ministre chargé de l'énergie par la loi 2003-004 du 31 janvier 2003, est chargée de la planification, la coordination et la délégation de la gestion de l'électrification rurale. L'étude sur une stratégie et un plan d'actions de l'électrification rurale a produit en 2006 un schéma directeur et a préconisé la structuration en agence pour une meilleure opérationnalité. Depuis la validation de la stratégie et le plan d'actions, la cellule de l'électrification rurale traverse une léthargie qui est expliquée par l'exécution d'un programme ambitieux d'électrification rurale par NIGELEC et l'incapacité pour la cellule de mobiliser d'autres financements additionnels.

Graphique 6 : Schéma institutionnel du secteur de l'énergie au Niger



Le parc de production électrique de NIGELEC est composé de groupes thermiques d'une puissance totale disponible de 57 MW. La puissance installée de SONICHAR est de 32 MW.

Le Niger doit depuis plusieurs dizaines d'années l'essentiel de la fourniture en Electricité de la capitale et de nombreuses autres localités à un contrat d'importation d'énergie électrique à partir du Nigéria grâce à une ligne d'interconnexion dont la puissance a été portée à 80 MW, ceci avec l'octroi et le maintien d'un tarif avantageux que les autorités Nigérianes se sont évertuées à maintenir.

Aujourd'hui, les difficultés de la génération d'électricité au Nigéria, déjà insuffisantes dans ce pays avec une chute de la puissance disponible de 3000 MW à 900 MW, ne permettent de garantir ni la puissance ni la fiabilité de cet approvisionnement, plongeant le Niger dans une insuffisance chronique de fourniture et de délestages réguliers.

Le gouvernement du Niger a décidé de mettre en œuvre une politique de sécurité d'approvisionnement et d'autosuffisance en matière d'énergie électrique basé dans le court terme sur la réhabilitation de groupes de production thermiques et à moyen terme sur la valorisation de ses ressources en charbon, en hydroélectricité voire en gaz si les indices de découverte se confirment. Ces projets posent la nécessaire fin de la relation bilatérale exclusive du pays avec le Nigéria et le besoin d'un lien d'interconnexion avec d'autres pays voisin comme le Burkina Faso et le Bénin.

A7. Sénégal

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, exerce le monopole du transport et de la distribution électrique. Une large place est faite au secteur privé tant au niveau de la production, de la distribution, que 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)

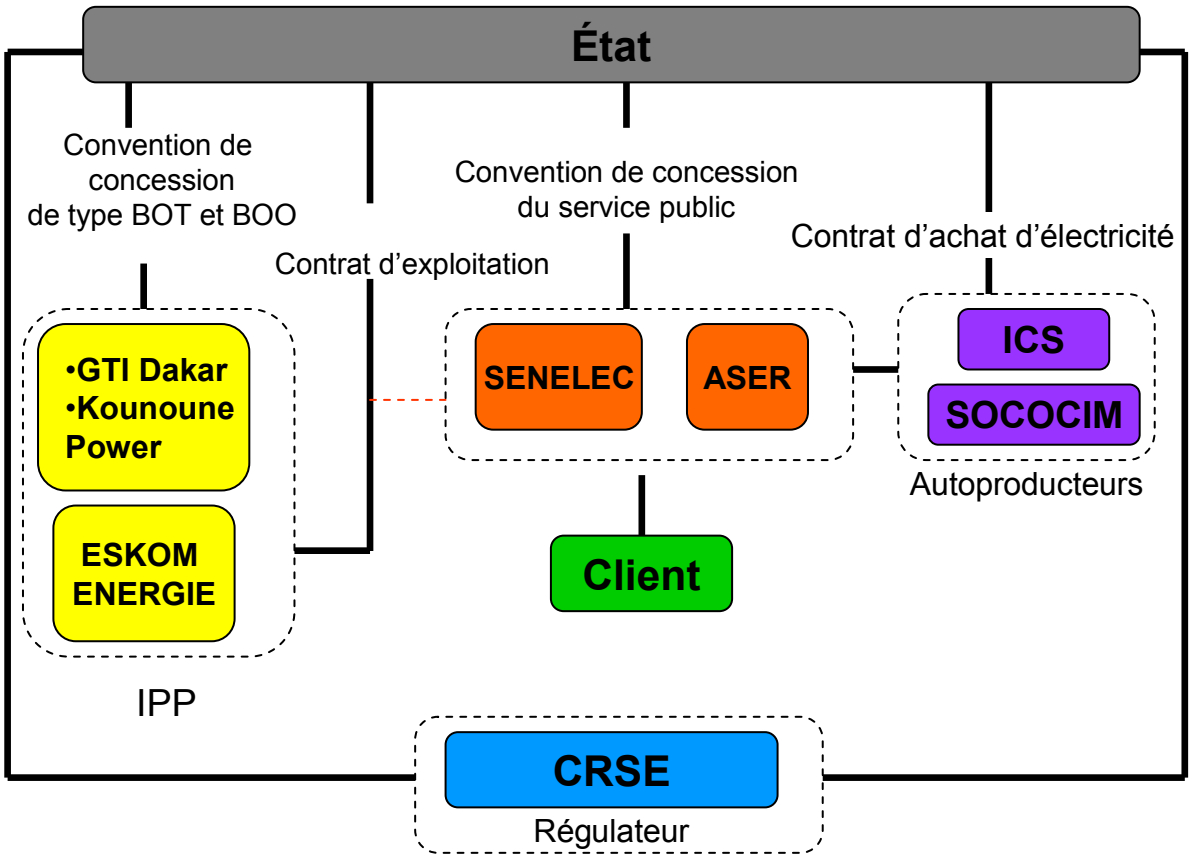
- la centrale diesel de Tobène en procédure d'attribution

- 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.

Graphique 7 : Schéma institutionnel du secteur de l'énergie au Sénégal



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).

B. Diagnostic approfondi du secteur et tendances majeures dans l'UEMOA

L'Etat des lieux du système électrique dans les pays de l'UEMOA, à l'instar de pays d'Afrique subsaharienne démontre l'échec du processus de réforme.

Les processus de réformes engagées au cours des vingt dernières années dans le secteur de l'énergie des Etats de l'UEMOA ont entraîné un véritable bouleversement du secteur. Dans les pays du Nord, ces réformes, venues des Etats Unis, ont été conçues dans une optique d'ouverture à la concurrence des segments de la production et de la distribution d'énergie électrique, en créant un marché entre métiers qui étaient jusqu'alors intégrés verticalement. Ainsi, la production et la distribution d'électricité ont été ouvertes à la concurrence, avec la neutralisation du transport visant à en faire un outil neutre dont l'accès est ouvert aux différents compétiteurs contre le paiement de droits de transit. L'Europe devait également adopter des réformes surtout dans le but de donner le choix au consommateur et de protéger ce dernier contre les positions dominantes des acteurs.

Ces réformes se sont par la suite disséminées dans le monde avec l'entrée en vigueur de nouvelles technologies de production d'électricité, moins lourdes en investissement, plus rapides et plus flexibles à mettre en œuvre en termes de délais comme les turbines à gaz à cycle combiné notamment.

Dans les pays en développement et en particulier en Afrique subsaharienne, les réformes sont arrivées dans le cadre des plans d'ajustement structurel comme une conditionnalité pour venir en aide à des opérateurs publics d'électricité incapables de garantir la fourniture du service de l'électricité dans des conditions satisfaisantes, avec des Etats ne disposant plus de moyens pour investir dans le renouvellement des infrastructures de production et réseaux. Au cours de cette période, les organismes multilatéraux tels que la Banque mondiale et le Fonds Monétaire International ont conditionné leur appui financier à la restructuration du secteur avec la mise en œuvre de processus de privatisation des sociétés publiques d'électricité et l'ouverture de la production d'électricité aux producteurs privés indépendants (IPP).

La plupart des pays d'Afrique francophone sont engagés dans des processus de réformes de leur secteur de l'énergie avec des modèles différents mais surtout un constat global : les résultats restent très mitigés.

Plusieurs faits expliquent cela :

- La petite taille des systèmes électriques

- Une longue pause dans les investissements qui a rendu le parc de production et le réseau de distribution d'électricité obsolètes dans la plupart des pays, d'où une exploitation peu performante avec des coûts d'exploitation très élevés

- Les opérateurs privés repreneurs ont le plus souvent sous-estimé cet état de fait dans leur offre de reprise et, par voie de conséquence, leurs évaluations du niveau d'obsolescence et des investissements requis pour la réhabilitation de l'outil de production, étaient sous-estimées

- Les repreneurs ont également eu une logique de « pay back » avec une stratégie visant, à court terme, la récupération d'abord de leur mise initiale, là où ils étaient attendus sur leurs engagements d'investissement, d'amélioration de la qualité de

service et de développement de l'accès à l'électricité. De plus, ils ont de façon quasi-systématique exigé une hausse des prix indispensable à leurs yeux pour créer les conditions d'équilibre de l'exploitation leur permettant d'investir. Les gouvernements confrontés à l'impopularité de ces privatisations se sont montrés pour la plupart très réticents et même hostiles à toute hausse des prix.

Dans les pays de l'UEMOA, les expériences de privatisation du service public de l'électricité ont emprunté des modèles très différents allant de la privatisation avec la cession de la majorité des actions à un partenaire stratégique majoritaire (Mali) ou minoritaire mais disposant d'une majorité d'administrateurs dirigeant la société (Sénégal), mise en concession d'exploitation de l'opérateur historique avec une ouverture de la production d'électricité au secteur privé (production thermique au gaz contrôlé totalement par des IPP en Côte d'Ivoire), processus en cours de mise sous contrat d'affermage de l'opérateur national confié (Burkina Faso), dégroupage des activités de la chaîne opérationnelle « Production, Transport, Distribution » et création de filiales dédiées avec l'entrée du secteur privé dans le capital des filiales de production et de distribution (Sénégal) …

Des dispositions réglementaires ont complété la redéfinition du cadre institutionnel et réglementaire dans les pays avec l'instauration du modèle de l'acheteur unique, la mise en place des agences de régulation… Le Sénégal envisage l'ouverture de la distribution d'électricité à travers l'organisation de l'accès du réseau aux tiers.

Au final, les réformes engagées depuis plus d'une dizaine d'années ne se sont pas globalement réalisées de façon satisfaisante. Sur les huit pays de l'UEMOA, seule la Côte d'Ivoire a son système électrique géré par un opérateur privé avec des producteurs privés indépendants dans la production. Des pays comme le Sénégal, le Mali, le Togo, ont échoué dans leurs tentatives de mise en gestion privée de leurs sociétés d'électricité.

L'expérience de la production privée indépendante n'a prospéré qu'en Côte d'Ivoire et au Sénégal du fait de la taille de leurs systèmes électriques. Dans le cas de la Côte d'Ivoire, le succès de la production privée s'explique par la disponibilité locale de ressources de gaz naturel.

Au-delà de l'échec des réformes, la situation actuelle du secteur de l'électricité en zone UEMOA caractérise bien une situation de crise.

B1. L'accès à l'électricité est très faible

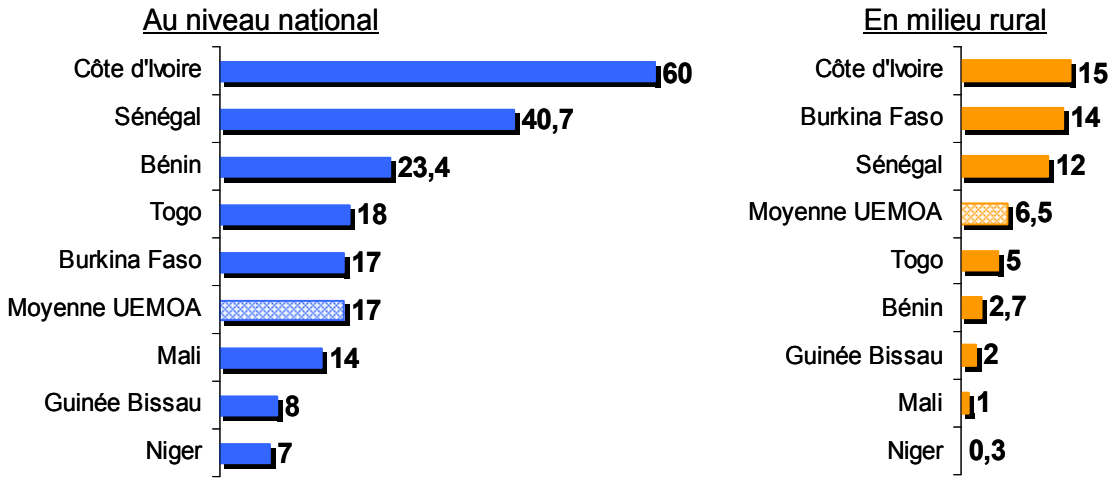
L'électricité est un levier majeur de développement des activités économiques et un service essentiel pour l'amélioration significative des conditions de vie.

Les services énergétiques améliorent en effet la vie des populations de plusieurs façons. L'exemple de l'éclairage électrique peut être cité ; il fournit des heures supplémentaires pour le travail et donc permet d'améliorer la productivité du travail, en zone urbaine et rurale. Les faibles taux d'accès aux services énergétiques en Afrique, et plus

particulièrement dans l'UEMOA, rendent difficiles les conditions de vie des populations, ralentissent les progrès en vue de l'atteinte des *Objectifs du Millénaire pour le Développement* (OMD) et le développement économique de la zone.

Dans l'espace UEMOA, le service de l'électricité reste encore très peu accessible. Seuls 17% de la population a accès à l'électricité, avec un déséquilibre marqué entre les villes et les campagnes. L'accès à l'électricité reste donc un phénomène urbain, surtout accessible dans les grandes villes et accessoirement aux petites villes et villages.

Graphique 8 : Taux d'accès à l'électricité dans l'UEMOA en 2005 (en %)



Sources : BCEAO, Perspectives économiques des États de l'UEMOA en 2007

Plus de 80% de la population de l'UEMOA vit sans électricité, là où la plupart des pays industrialisés et autres pays dits émergents se distinguent par leur niveau élevé de taux d'électrification.

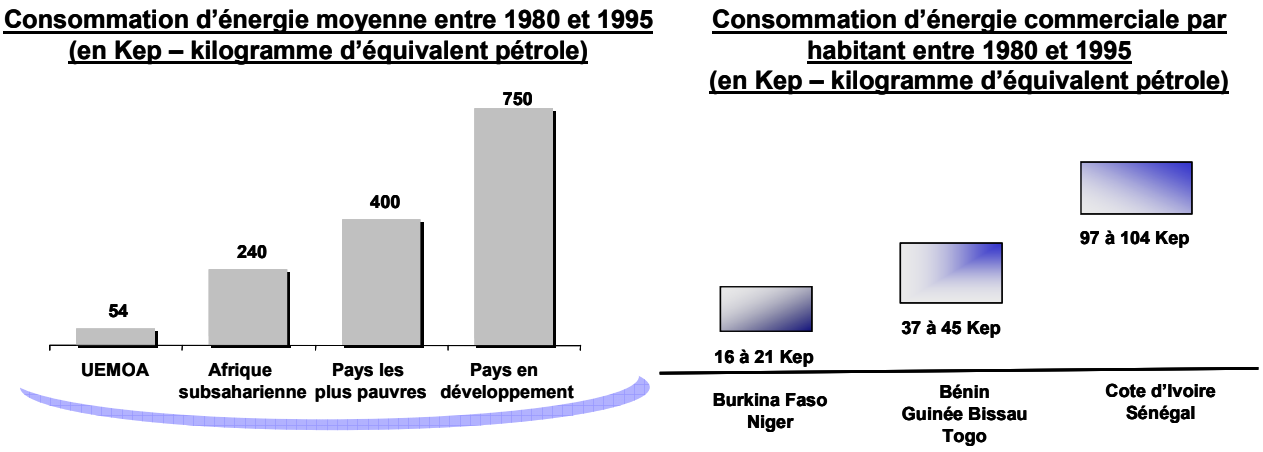
Les pays qui présentent les taux d'accès à l'électricité les plus élevés dans l'UEMOA sont la Côte d'Ivoire (60%) et le Sénégal (40,7%) au niveau national, 15% et 14% respectivement en milieu rural. Le Niger (7%), la Guinée Bissau (8%) et le Mali (14%) présentent des taux d'accès inférieurs à la moyenne UEMOA qui est de 17% (taux également observé au Burkina Faso).

Quelques chiffres sur les taux d'électrification dans le monde : ce taux mesure le ratio entre le nombre de ménages pouvant accéder à l'électricité et le nombre de ménages total dans le pays		
PAYS DEVELOPPES	**PAYS EMERGENTS**	**PAYS EN VOIE DE DEVELOPPEMENT**
• Etats-Unis : 100 % • France : 100 % • Espagne : 100 % • Italie : 100 %	• Singapour : 100 % • Chine : 99 % • Malaisie : 98 % • Algérie : 98 % • Tunisie : 94,6 % • Maroc : 92 % • Afrique du Sud : 70 %	• Ghana : 54 % • Gabon : 48 % • Cameroun : 47% • Nigéria : 46 %

Une des conséquences du faible niveau d'accès à l'électricité est le bas niveau de consommation d'énergie totale et par habitant en zone UEMOA qui figure parmi les plus faibles au monde. Les pays de l'UEMOA consomment 15 fois moins d'énergie que la moyenne des pays en développement.

Plus globalement l'Afrique avec 13% de la population de la planète, ne consomme que 3% de l'énergie commercialisée, tout en contribuant pour 7% à la production de cette énergie.

Graphique 9 : Consommation d'énergie moyenne et commerciale entre 1980 et 1995



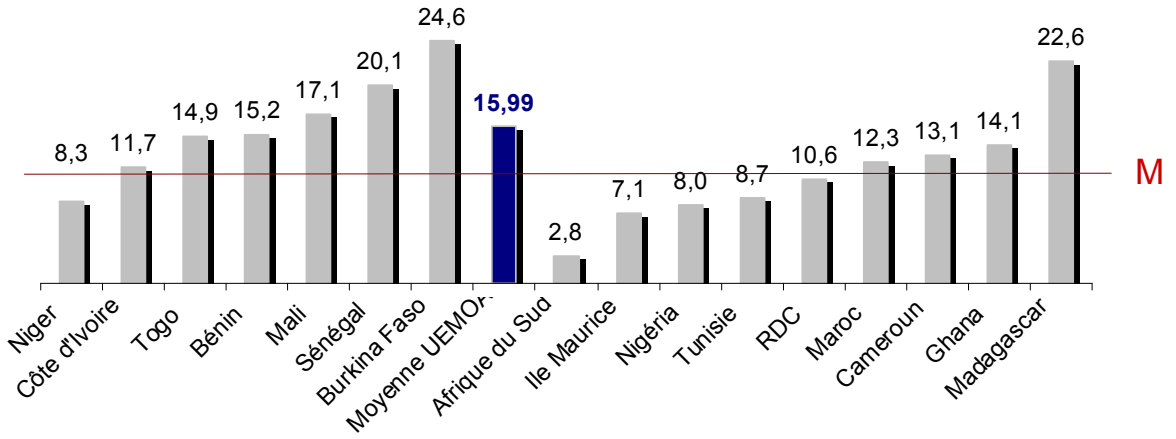
Source : Etude pour l'amélioration des approvisionnements en hydrocarbures dans les Etats membres de l'UEMOA, 2007

Une des raisons possibles de cet état de fait est le coût élevé de l'électricité dans notre zone.

B2. Le coût de l'électricité dans les pays de l'UEMOA est un des plus chers au monde

Le prix de l'électricité dans la zone UEMOA est plus élevé que dans la plupart des pays africains et ce pour toutes les catégories de tarification. L'électricité moyenne tension de la zone UEMOA, destinée à une clientèle d'industriels et d'entreprises d'une certaine taille, coûte 5 fois plus cher qu'en Afrique du Sud, 2 fois plus cher qu'en Tunisie et au Nigéria.

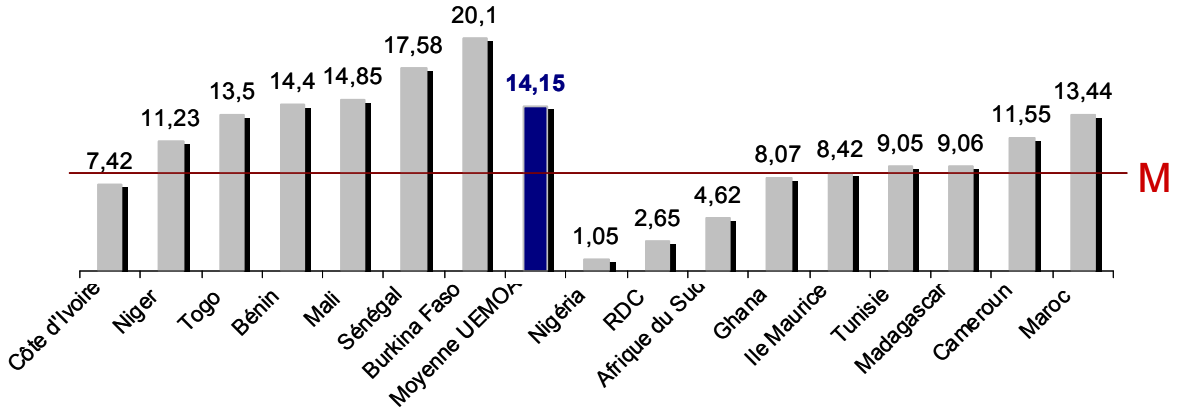
Graphique 10 : Comparaison des tarifs d'électricité moyenne tension appliqués en Afrique (en cents US/kWh)



Source : Étude comparative des tarifs d'électricité pratiqués en Afrique, UPDEA, octobre 2007
M : moyenne / Les prix indiqués comprennent les taxes

De même, les tarifs destinés aux couches sociales les plus défavorisées de la population sont les plus élevés en Afrique. Ces tarifs sont en zone UEMOA presque 2 fois plus chers que ceux pratiqués dans nombre de pays africains. A plus de 14 cents US/kWh en moyenne, ils se situent très largement au dessus de la moyenne de tarifs sociaux pratiqués en Afrique.

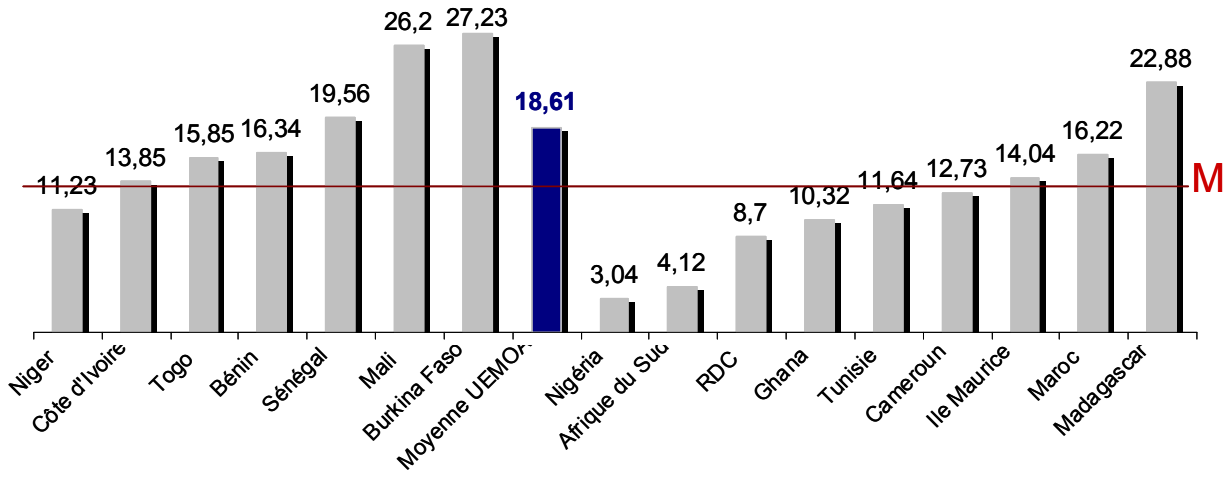
Graphique 11 : Comparaison des tarifs d'électricité à usage social appliqués en Afrique (en cents US/kWh)



Source : Étude comparative des tarifs d'électricité pratiqués en Afrique, UPDEA, octobre 2007
M : moyenne / Les prix indiqués comprennent les taxes

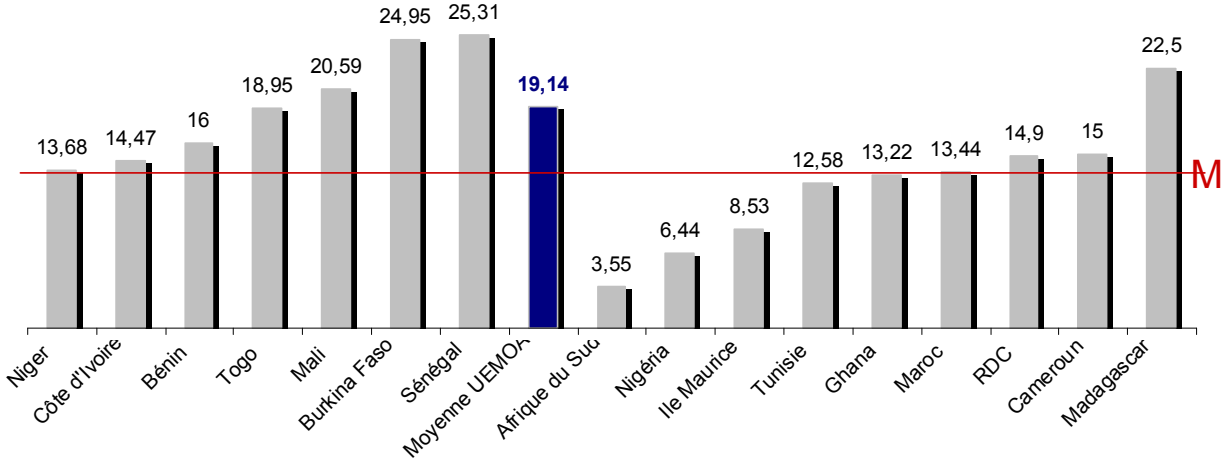
Il en est de même pour le tarif appliqué aux tranches supérieures de consommateurs domestiques et aux petites entreprises. Là également, la moyenne UEMOA dépasse la moyenne des tarifs appliqués en Afrique. Seuls les tarifications appliqués au Niger et en Côte d'Ivoire s'inscrivent dans la moyenne africaine.

Graphique 12 : Comparaison des tarifs d'électricité usage domestique triphasé appliqués en Afrique (en cents US/kWh)



Source : Étude comparative des tarifs d'électricité pratiqués en Afrique, UPDEA, octobre 2007
M : moyenne / Les prix indiqués comprennent les taxes

Graphique 13 : Comparaison des tarifs d'électricité Semi industriel et Force motrice appliqués en Afrique (en cents US/kWh)

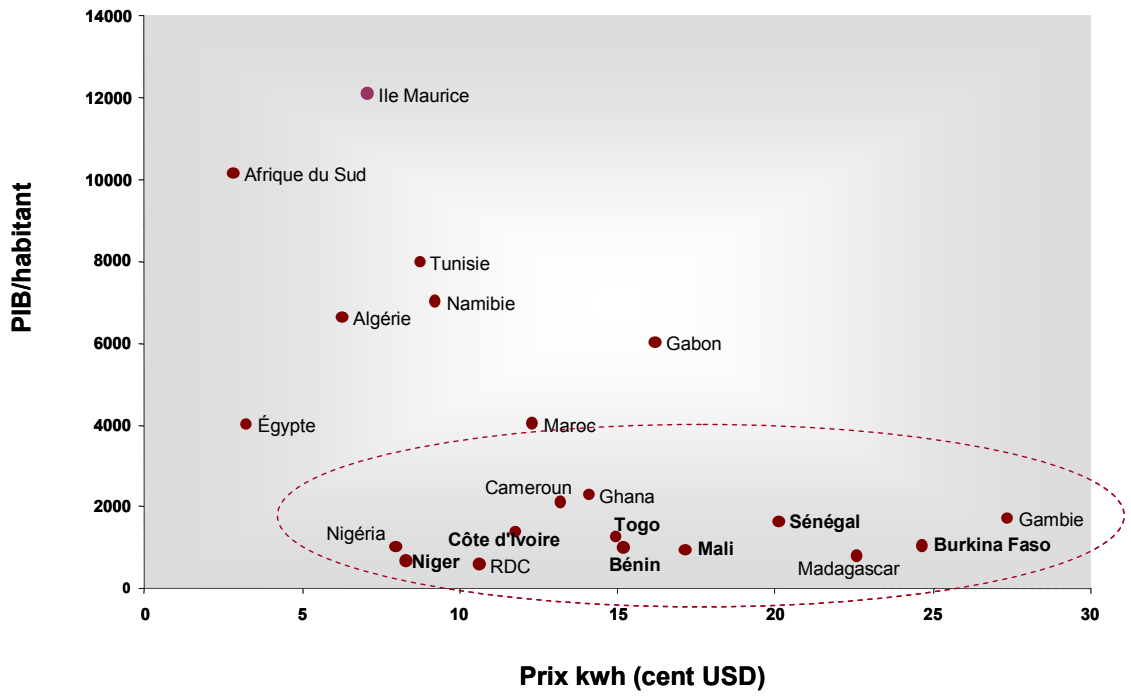


Source : Étude comparative des tarifs d'électricité pratiqués en Afrique, UPDEA, octobre 2007
M : moyenne / Les prix indiqués comprennent les taxes

Globalement, et ce pour toutes les tranches de consommation, le constat est que le consommateur d'électricité en zone UEMOA, en dépit de la faiblesse de ses revenus, paie son électricité beaucoup plus cher qu'ailleurs en Afrique et dans le reste du monde.

Ce faisant, l'électricité en zone UEMOA a jusqu'ici plutôt constitué un frein qu'un facteur d'accélération du développement économique et humain. Une conclusion forte est que l'accès à une offre d'électricité compétitive et disponible est et reste un des vecteurs majeurs de lutte contre la pauvreté et de réalisation des *Objectifs du Millénaire pour le Développement* (O.M.D.).

Graphique 14 : Corrélation du PIB/habitant et le prix du kWh



Source : Étude comparative des tarifs d'électricité pratiqués en Afrique, UPDEA, octobre 2007

Le coût très élevé de l'électricité en zone UEMOA s'explique d'abord par la part prépondérante des groupes thermiques utilisant des combustibles pétroliers (46%).

Au niveau mondial, la production d'électricité reste certes dominée par la production thermique (2/3 de la production mondiale) mais celle-ci est surtout réalisée à partir de charbon et de gaz, la génération d'électricité à partir de combustibles pétroliers ne représentant que 6% de la production mondiale.

En zone UEMOA, le développement d'une production thermique utilisant la ressource gaz est devenue significative (22%) au cours des dix dernières années en Côte d'Ivoire, sous l'impulsion de la découverte d'importants gisements de gaz et d'une réforme institutionnelle ayant permis l'ouverture de la production d'électricité à des producteurs privés indépendants (IPP).

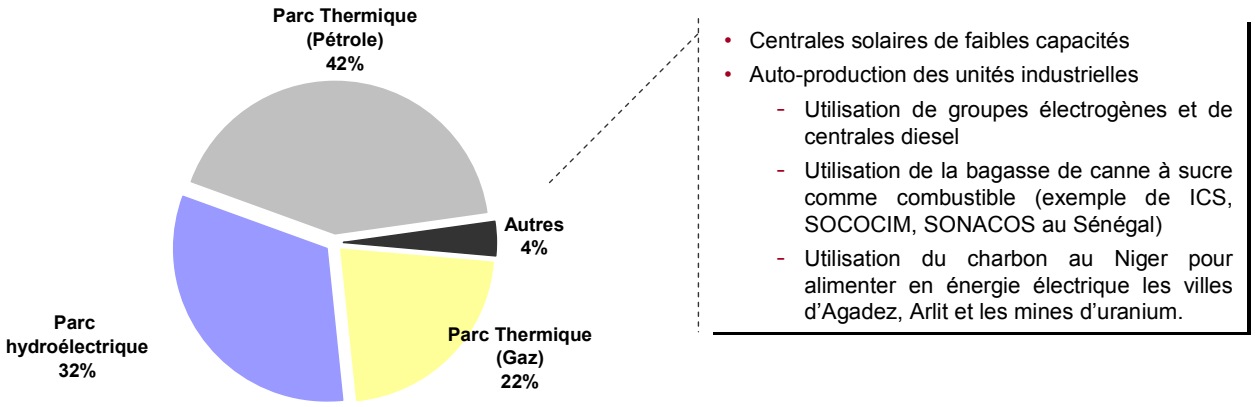
L'hydroélectricité, malgré sa deuxième position avec le tiers environ de la production électrique et son avantage au plan de coût de production du kWh, est en fait très largement sous-exploitée au regard du potentiel régional.

Cette situation s'explique par l'importance des investissements requis et la relative complexité du montage de projets d'hydroélectricité : études de faisabilité économique et

environnementale, montages financiers complexes, recours indispensable à des financements de type concessionnels importants impliquant l'appui des grandes institutions de financement, procédures longues et nombreuses et des conditionnalités importantes. Les Etats peinent également à disposer des ressources humaines pour assumer la gouvernance complexe de tels projets et à faire face au financement de leurs quotes-parts. Enfin, la petite taille des marchés électriques des Etats a le plus souvent retardé ou simplement mis de coté des projets d'hydroélectricité, du fait que la taille des projets et le niveau des moyens requis allait bien au-delà des capacités financières, de gouvernance et d'absorption des pays devant les porter. Les difficultés d'organisation mutualisée à l'échelle de plusieurs pays (exemple de pays impliqués dans une gestion commune de bassins versants) ajoutent à la complexité et aux difficultés inhérentes à ce type de projets. L'exemple de l'Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Sénégal (O.M.V.S.), considéré comme un exemple de réussite, a pourtant vu le volet électricité n'intervenir que plus d'une dizaine d'années après les autres programmes (aménagements hydro-agricoles, barrage anti-sel, navigation, …).

L'investissement dans les grands projets hydroélectriques est plus long à mettre en œuvre et exige des moyens financiers autrement plus importants qu'une production thermique à base de gaz par exemple. Ceci explique le faible engouement de l'investissement privé pour les projets d'hydroélectricité. Il permet de comprendre pourquoi l'explosion de l'investissement privé indépendant soit concomitante avec la découverte de la technologie du « cycle combiné » permettant une production d'électricité rentable à partir du combustible gaz. Une telle production thermique d'électricité apparaît donc moins exigeante en moyens financiers et beaucoup plus rapide à mettre en œuvre, ce qui donne une grande flexibilité dans le choix des investissements.

Graphique 15 : Structure du parc de production d'électricité dans l'UEMOA en 2006

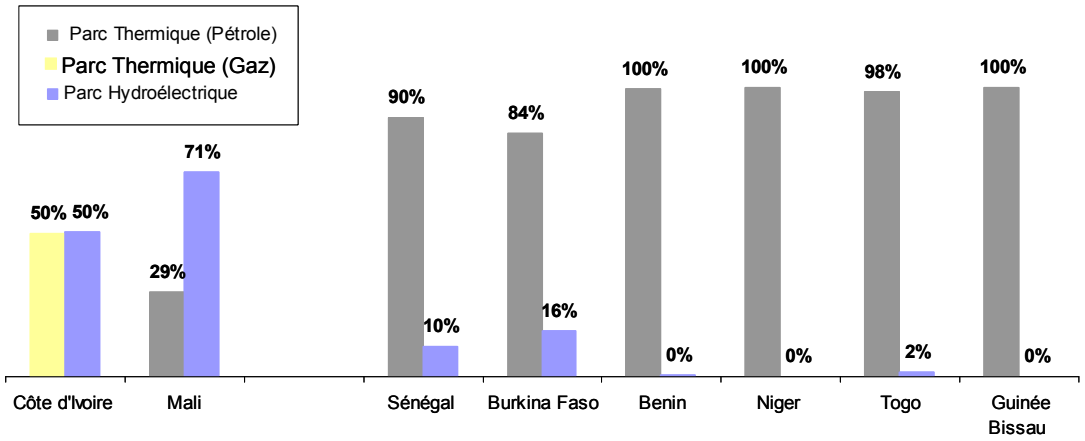


Sources : Sociétés d'électricité

Ainsi, la plupart des pays de l'UEMOA, exceptés le Mali, principal bénéficiaire des projets d'hydroélectricité de l'OMVS, et la Côte d'Ivoire dont les parcs hydroélectriques représentent 50% de la puissance de production installée, dépendent en réalité quasi exclusivement du thermique. Même en Côte d'Ivoire la part de l'hydroélectricité a régressé du fait de la conjonction d'une moindre pluviosité et d'un défaut d'entretien des barrages, qui ont réduit la production d'électricité d'origine hydraulique. Dans le même temps, la production privée d'électricité à partir du gaz connaissait un essor important.

En dehors de la Côte d'Ivoire et la centrale au charbon du Niger, la production thermique en zone UEMOA n'utilise que des combustibles pétroliers (fioul, gasoil, kérosène, naphta) tous devenus aujourd'hui très coûteux.

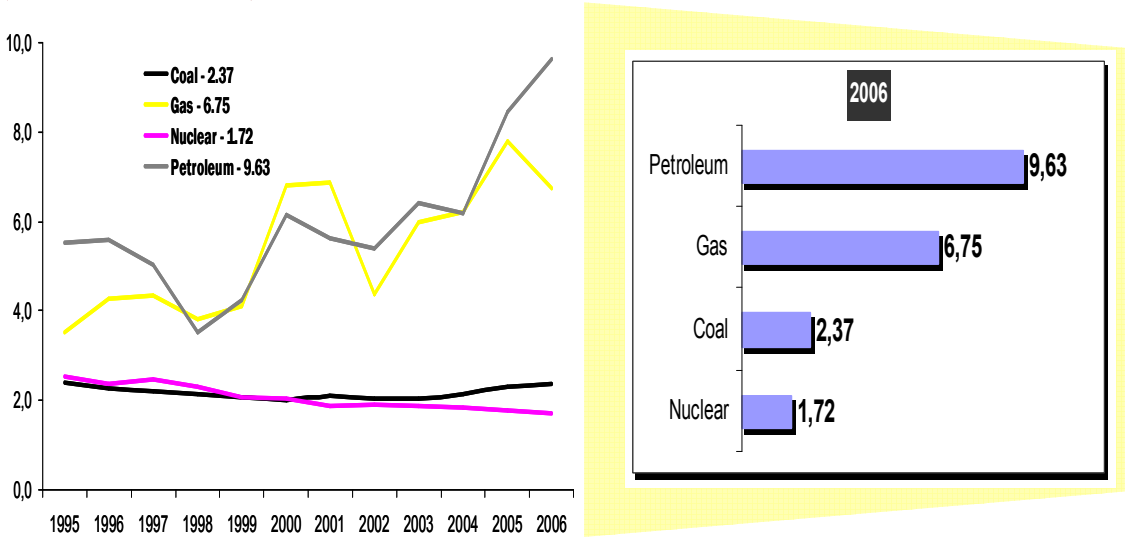
Graphique 16 : Structure détaillée du parc de production d'électricité par pays en 2006



Sources : Sociétés d'électricité

La production thermique à base de produits pétroliers constitue aujourd'hui donc le mode de production d'électricité le plus cher au monde. En effet, au Etats-Unis, le thermique à base pétrole est 1,4 fois plus cher que le thermique gaz, 4 fois plus cher que le thermique charbon et 5,6 fois plus cher que le nucléaire.

Graphique 17 : Exemple des coûts de production d'électricité aux États-Unis en 2006 (en cents par kWh)



Source: Global Energy Decisions

La prédominance de la production thermique à base de combustibles pétroliers par rapport aux autres sources d'énergie électrique, est la première explication du coût élevé de l'électricité en zone UEMOA, surtout dans ce contexte actuel de pétrole cher.

D'autres facteurs permettent d'expliquer la cherté du kWh produit et distribué dans l'UEMOA. Il s'agit notamment de la vétusté du parc de production, de transport et de distribution.

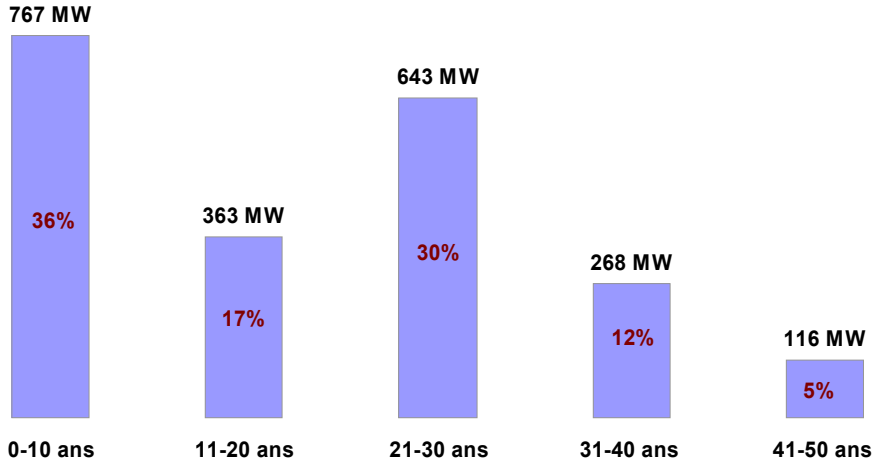
B3. L'infrastructure de production et de distribution d'électricité est vétuste et génère d'importantes pertes

Plus de la moitié de la production en électricité est assurée par des centrales de plus de vingt ans d'âge.

La crise énergétique que connaissent les pays de l'UEMOA est aussi en partie due à la vétusté des installations de production et du réseau électrique entraînant depuis quelques années un rationnement de l'approvisionnement des populations en électricité.

La vétusté du parc de production entraîne une faible disponibilité des centrales, avec des pannes récurrentes et coûteuses en réparation ainsi que des niveaux élevés de consommation spécifique. L'âge du parc de production avec la moitié des groupes comptant plus de 20 ans d'âge traduit parfaitement le niveau élevé d'obsolescence de l'outil de production .

Graphique 18 : Pyramide des âges du parc électrique de l'UEMOA

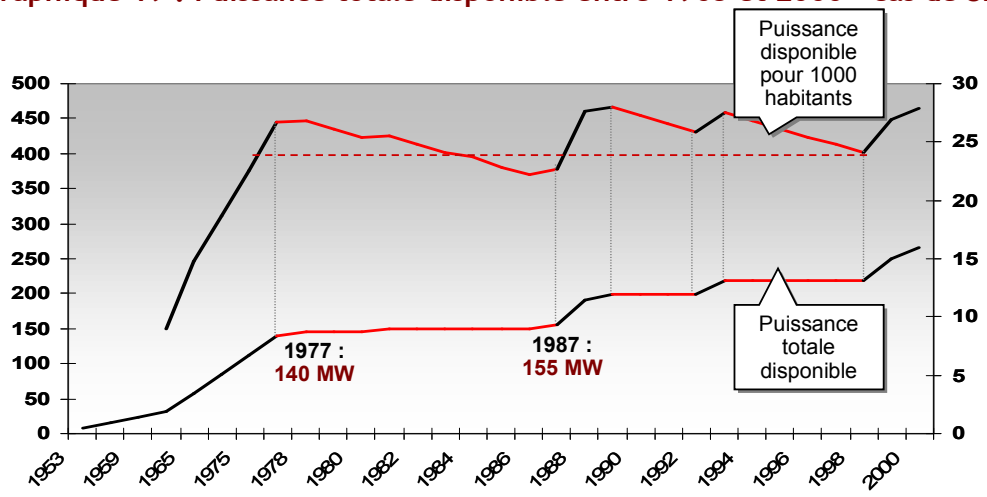


Source : Sociétés d'électricité

Pour illustrer ce constat, le cas du Sénégal est particulièrement éclairant. De 1977 à 1987, la puissance installée du parc de production n'a crû que de 11% alors que la population avait, elle, augmenté trois fois plus vite (32%) passant de 5 530 700 habitants à 7 298 600 habitants ; ceci sans compter les effets d'une urbanisation rapide sur la demande.

La longue période de pause d'investissements, ponctuée de petites acquisitions, explique le constat du graphe ci-dessous, lequel montre que la puissance disponible pour 1000 habitants en 1978 est restée la même en 1999. L'investissement dans le secteur de l'électricité aura donc été extrêmement faible pendant des années et les rares efforts ont été réalisés dans des conditions d'urgence pour gérer des crises aigues, ce qui se traduit souvent dans ces cas là, par des choix d'investissement non optimaux.

Graphique 19 : Puissance totale disponible entre 1963 et 2000 - cas de SENELEC



Source : SENELEC

Au delà des retards d'investissements pour le renouvellement et l'extension du parc de production, les groupes fonctionnent au quotidien dans les pires conditions d'exploitation (défaut d'entretien, non respect du planning de maintenance, non disponibilité de pièces de rechange) condamnant à faire fonctionner les groupes avec des pièces utilisées bien au-delà de leur durée de vie prescrite. Parfois, l'absence de pièces pousse à la « cannibalisation » de certaines machines. On extrait des pièces de groupes à l'arrêt pour dépanner et faire fonctionner d'autres groupes.

Les déclassements de machines ayant atteint leur limite d'âge sont rares et la pratique de garder des groupes en exploitation malgré leur coût d'exploitation élevé est devenue courante. On constate souvent que nombre de groupes ne représentent même plus le tiers ou le quart de leur puissance nominale affichée.

Dans d'autres cas, ce sont les mauvaises conditions d'exploitation qui accélèrent la vétusté de groupes d'acquisition récente, du fait du non respect récurrent des plannings de maintenance (préventive). Souvent confrontés à une production déficitaire, les opérateurs d'électricité font fonctionner des groupes performants récemment acquis, en continu et ce jusqu'à l'arrêt pour cause d'avaries majeures.

Il faut aussi relever les difficultés d'une gestion des sociétés d'électricité marquée par des interventions intempestives de la tutelle publique, qui affectent leur planning de fonctionnement. Souvent, des ordres sont donnés à des directeurs généraux de sociétés publiques de ne point faire de délestages, ce qui signifie souvent le maintien coûte que coûte des groupes en production, l'utilisation en « base » et non plus en appoint de groupes ayant les coûts de production les plus chers.

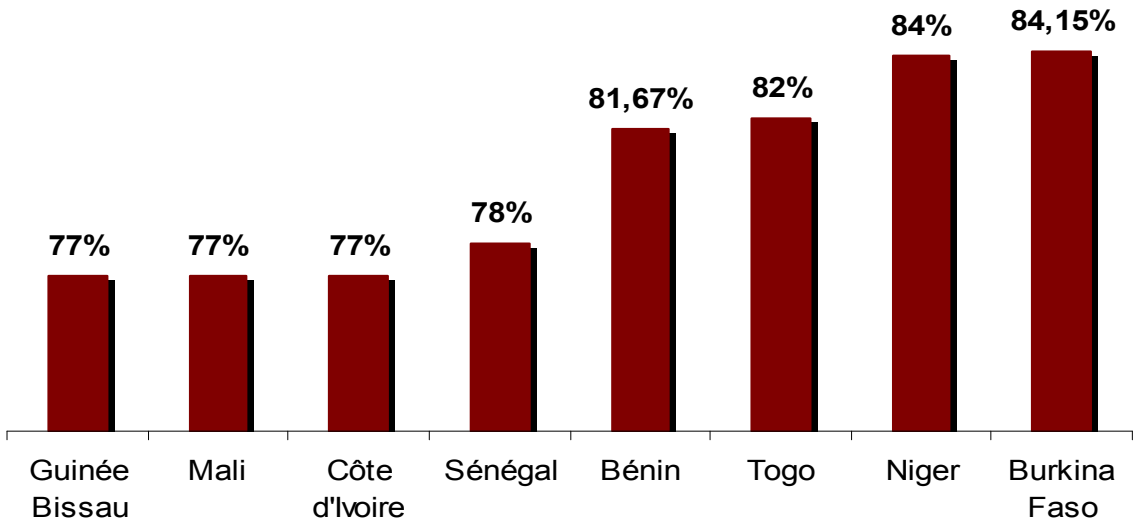
Le secteur de la Distribution qui a le plus souffert du manque d'investissement et de maintenance, engrange des taux de pertes élevés, une prévalence forte de la fraude et de graves défaillances dans le système de comptage, de facturation et de recouvrement.

La situation d'obsolescence est loin de se limiter au parc de production. Elle touche encore plus les réseaux de transport et surtout de distribution et se traduit par des niveaux élevés de pertes techniques.

Les sociétés nationales d'électricité de l'UEMOA ne disposent pas des systèmes modernes de comptage aux différentes « frontières » notamment du réseau de distribution pour mesurer les flux d'énergie et le niveau des pertes aux différents stades. La téléconduite des postes reste faible et la formation des ressources insuffisante (par exemple la formation sur les « *travaux sous tension* » qui contribue à réduire l'énergie non distribuée - END). Les situations de surcharge des postes, les nombreux « déclenchements » et autres incidents de réseau, sont courantes. Les services de dépannage sont souvent mal organisés et disposent de moyens faibles. Il y'a des pénuries récurrentes de câbles, de compteurs, de plombs. La sécurité des installations chez le client n'est pas garantie …

Le résultat de toutes ces défaillances est un niveau élevé de pertes techniques, des fraudes et une déperdition de facturation, qui expliquent le mauvais rendement global du système.

Graphique 20 : Rendement global des systèmes électriques (en %)



Source : Sociétés d'électricité

Les rendements industriels les plus faibles sont enregistrés en Guinée Bissau, au Mali, en Côte d'Ivoire (77%) et au Sénégal (78%). Quatre pays de l'UEMOA ont des rendements supérieurs à 80%, soit le Bénin (81,67%), le Togo (82%), le Niger (84%) et le Burkina Faso (84,15%). Cependant, cette « meilleure » situation s'explique plus par la petite taille de leur réseau de distribution électrique et/ou le faible niveau d'interconnexion du réseau caractérisé par des centres isolés les uns des autres où l'on produit et distribue sur place l'électricité sans la transporter sur de longues distances.

Au delà des pertes techniques importantes, la faiblesse du rendement global s'explique également par les mauvaises performances commerciales et un niveau élevé de prévalence de la fraude. De grandes faiblesses sont notées dans le recouvrement des créances avec des déperditions importantes dans le processus de relève – facturation – présentation et recouvrement des factures.

En sus d'un recouvrement non exhaustif des factures, il y'a aussi les délais très longs entre les périodes de consommation effective de l'électricité et les dates de facturation des consommations. Dans certains pays, ces délais atteignent quatre mois.

Il y'a enfin comme explication de la faiblesse du rendement global du système électrique en zone UEMOA, la prévalence de plus en plus forte de phénomènes de vol d'électricité (fraude). Cette tendance, en nette augmentation dans tous les pays, est exacerbée par des prix élevés de l'électricité. La vétusté du réseau de distribution ne permet pas de sécuriser les installations et le système de comptage chez les clients. La modicité des moyens en faveur des programmes d'extension de réseau et d'accès à l'électricité, l'offre, les délais et le coût élevé du raccordement notamment pour les clients des zones périurbaines pauvres, induit un phénomène très courant de trafic de l'électricité avec le développement de branchements clandestins.

Seules, les pertes sur les lignes de transport Haute Tension apparaissent acceptables même si l'on note des faiblesses en matière de téléconduite. Des investissements sont également nécessaires pour mettre à niveau les services de Dispatching notamment pour des pays comme la Côte d'Ivoire qui se positionne comme leader dans l'exportation d'électricité. Le développement des interconnexions impose des investissements de mise à niveau technologique des dispatching et des outils de téléconduite.

B4. L'investissement insuffisant ne permet pas de faire face à une demande en forte croissance

Nous avons évalué dans le constat précédent, les conséquences de l'insuffisance des investissements notamment au plan de l'exploitation (obsolescence du parc, faible disponibilité, coûts d'exploitation élevés …).

Cet état de fait explique le déficit chronique de l'offre par rapport à une demande d'électricité qui, dans tous les pays UEMOA, connaît une croissance régulière et soutenue du fait notamment de l'urbanisation, mais également d'un niveau d'équipement croissant des ménages, le plus souvent avec du matériel de seconde main peu économe en électricité.

Une croissance forte et régulière de la demande est observée dans tous les pays et ce malgré le fait qu'elle est bridée par une offre chroniquement insuffisante.

La demande a donc évolué plus vite que l'offre au cours des dernières années, en dépit d'une offre peu disponible, combinée à des prix élevés et une mauvaise qualité du service. L'insuffisance de l'offre d'énergie électrique et sa mauvaise qualité est l'un des freins majeurs à l'attrait de l'investissement privé dans la zone UEMOA.

Cette offre insuffisante est bien traduite dans le tableau suivant, lequel montre un bilan offre – demande déficitaire dans l'ensemble des pays de l'UEMOA à l'exception de la Côte d'Ivoire dont l'équilibre apparaît précaire en tenant compte de l'explosion de la demande domestique et régionale (exportations).

(En GWh)

	Production	Importations	Exportations	Offre Résiduelle	Demande	Ecart Offre - Demande
Bénin	127,00	533,00		660	787	-127
Burkina Faso	548,40	139,32		687,72	961	- 273
Côte d'Ivoire	5 541,87	-	1 066,34	4 475	4 433	+ 42
Guinée Bissau	20,44	-		20,44	115	-95
Mali	864,74	1,84		866,58	957	-90
Niger	195,71	399,00		594,71	652	- 57
Sénégal	1 864,65	234,00		2 098,65	2 230	-131
Togo	73,85	479,00		552,85	1 481	- 921
	9 236,66	**1 786,16**	**1 066,34**	**9 956,48**	**11 616**	**- 1 660**

Source : Sociétés nationales, Données 2006

L'investissement public et concessionnel, jusqu'ici prédominant dans le secteur de l'électricité en Afrique au sud du Sahara, est désormais largement insuffisant pour garantir une offre en énergie électrique suffisante et au niveau de qualité désiré.

Ce constat s'applique à bien des égards à la plupart des pays de l'UEMOA et d'Afrique au sud du Sahara. Deux types explications peuvent être retenus.

Premièrement, la situation des sociétés nationales traduit l'échec des tentatives de construction d'un service public de l'électricité performant, pouvant dégager les « cash flow » nécessaires pour les investissements et assurer un fonctionnement qui garantisse une gestion durable des infrastructures d'électricité. Les sociétés ne comptent plus que sur les concours des Etats et sur le soutien des institutions sous forme de fonds concessionnels pour investir.

Deuxièmement, les politiques d'ajustement structurel ont marqué le tarissement des investissements publics des Etats et même des subventions pour le fonctionnement.

Face à cette situation, les grandes institutions internationales pourvoyeuses de fonds concessionnels ont conditionné leur appui, à la mise en œuvre de réformes institutionnelles des secteurs électriques des différents pays, avec notamment la mise sous gestion privée des opérateurs publics d'électricité.

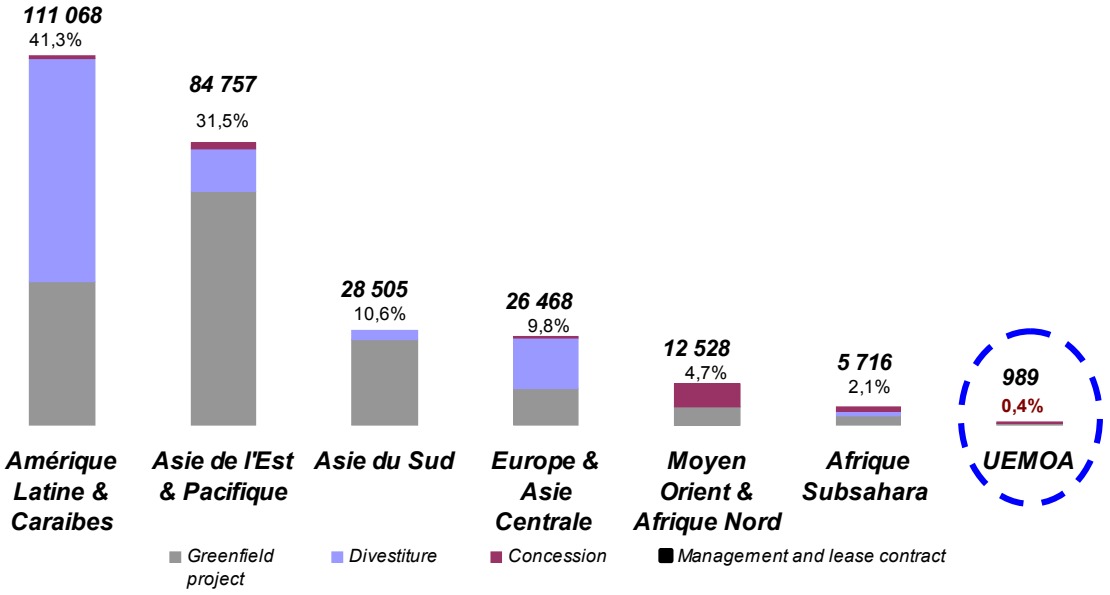
Ces réformes, à de très rares exceptions près, ont connu des échecs, les repreneurs privés comme cela a été expliqué plus haut, ne souhaitant pas s'engager dans des investissements souvent plus lourds que les évaluations initiales prévues et exigeant en préalable une réévaluation des tarifs d'électricité que les autorités des Etats rechignent à faire.

B5. La taille des systèmes électriques nationaux est trop faible pour attirer l'investissement privé et créer les conditions d'un marché concurrentiel

En effet, l'exploitation d'une étude du PPIAF (Public - Private Infrastructure Advisory Facility) montre que l'Afrique subsaharienne en général et l'UEMOA en particulier sont les zones qui ont le moins d'attrait pour drainer l'investissement privé dans le secteur de l'électricité. L'étude montre que ce sont l'Amérique Latine et les Caraïbes, suivie de près par l'Asie de l'Est et du Pacifique, qui attirent le plus d'investissements dans le secteur de l'électricité. Ensuite, ce sont les pays d'Europe, d'Asie Centrale, du Moyen Orient, de l'Afrique du Nord qui ont attiré l'essentiel des investissements.

Entre 1990 et 2006, la zone UEMOA n'a attiré que 0,4% des investissements privés du secteur de l'électricité dans monde, largement derrière l'Amérique Latine et les Caraïbes (41,3%), l'Asie de l'Est et le Pacifique (31,5%), l'Asie du Sud (10,6%) et l'Europe et l'Asie Centrale (9,8%). Les investissements privés cumulés pendant cette période sont de 989 millions de $ US.

Graphique 21 : Investissements privés cumulés dans le secteur de l'électricité entre 1990-2006, par zone géographique (en millions de US $)

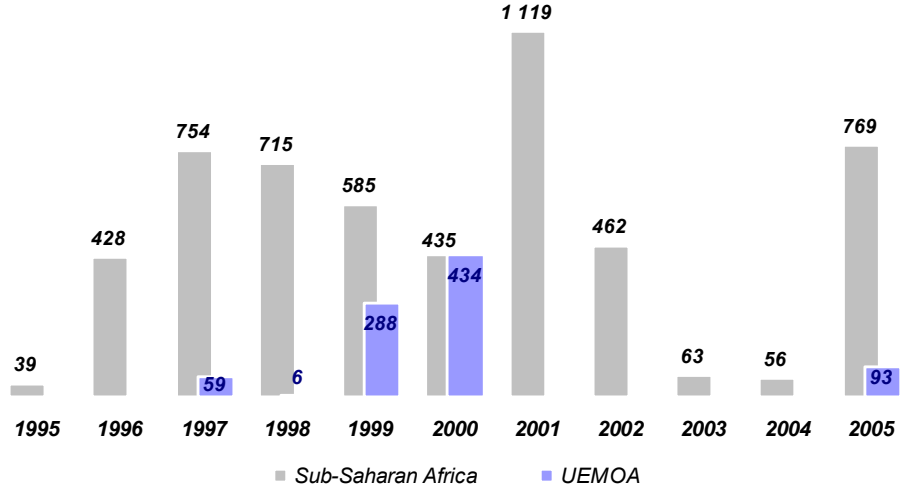


Source PPIAF

De façon plus précise, l'étude a montré que sur la décennie 1995-2005, les seuls investissements privés significatifs réalisés dans la zone UEMOA ont été effectués en 1999 et en 2000. Ces investissements correspondent en fait à ceux réalisés en Côte d'Ivoire à la suite de la découverte du gaz et de l'ouverture au secteur privé pour la production d'électricité (IPP). Les sociétés gazières FOXTROT (filiale de Bouygues, intérêts français), DEVON (intérêts américano-canadiens) et Canadian National Resourced (intérêts canadiens) ont investi le secteur du gaz en Côte d'Ivoire.

Globalement le niveau des investissements privés réalisés au sein de l'UEMOA en 2005 est resté modeste, ne représentant que 12% du total des investissements effectués en Afrique Subsaharienne.

Graphique 22 : Évolution des investissements privés en Afrique Subsaharienne et dans l'UEMOA (en millions de US $)



Source PPIAF

Les raisons de ce faible attrait sont à chercher dans la taille des marchés des pays de l'Union, caractérisés par la prédominance des systèmes électriques nationaux de taille modeste, n'ayant pas la taille critique pour attirer l'investissement privé. La faiblesse des marchés nationaux au niveau de l'UEMOA le montre : il y'a moins de 10 000 abonnés Moyenne Tension et moins de 3 millions d'abonnés Basse Tension pour l'ensemble de l'UEMOA. De plus, ces marchés sont atomisés, avec un faible niveau d'interconnexion de leurs réseaux.

Des évaluations de spécialistes montrent que dans le secteur de l'électricité, le seuil minimal pour susciter l'intérêt et commencer à être attractif pour la production privée indépendante, est d'avoir une puissance minimale de 450 MW. A l'heure actuelle dans l'espace UEMOA, seuls la Côte d'Ivoire et le Sénégal atteignent cette taille critique.

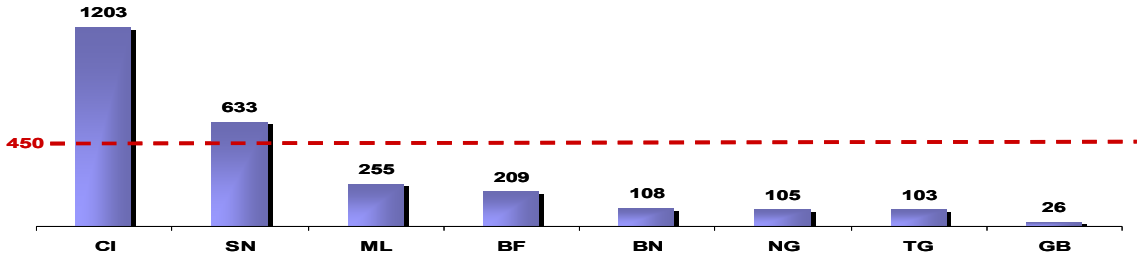
Le graphique ci-dessous met en corrélation la taille des systèmes électriques et le nombre d'IPP installés, en projet ou ayant échoué.

L'examen de ce graphe montre que la plupart des IPP est en Côte d'Ivoire, attirée par la taille du système électrique ivoirien, sa position d'exportateur et la disponibilité de la ressource gaz permettant de produire de l'électricité de façon rentable tout en restant compétitif.

Le Sénégal, qui présente également une taille de son système électrique ayant atteint le niveau requis, a pu attirer des IPP en nombre bien plus limité. En l'absence de sources primaires d'énergie (gaz, charbon …), la taille du marché de l'électricité à elle seule ne suffit pas.

Toutes les autres tentatives de production indépendante dans les autres pays ayant une taille de marché plus faible ont échoué.

Graphique 23 : Puissance installée par pays en 2006 (en MW)



	CI	SN	ML	BF	BN	NG	TG	GB
Projet IPP réalisés	• Ciprel • Azito	• GTI • Kounoune Power						
Projets IPP à venir	• Ciprel • Azito • Abata (groupe libano-Lybien) • Luchan (Américains) • EEI (Ivoirens)		•Sopam		•IPP pour les projets de production liés au gazoduc		• Contour Global	
Projet IPP ayant échoués				•IPP groupe Aga Khan	•West Coast Energy Limited		• Electro Togo	

Le développement progressif des projets d'interconnexion reliant les pays dans le cadre du WAPP va permettre d'augmenter la taille du marché accessible aux producteurs privés indépendants, grâce au développement des échanges d'énergie.

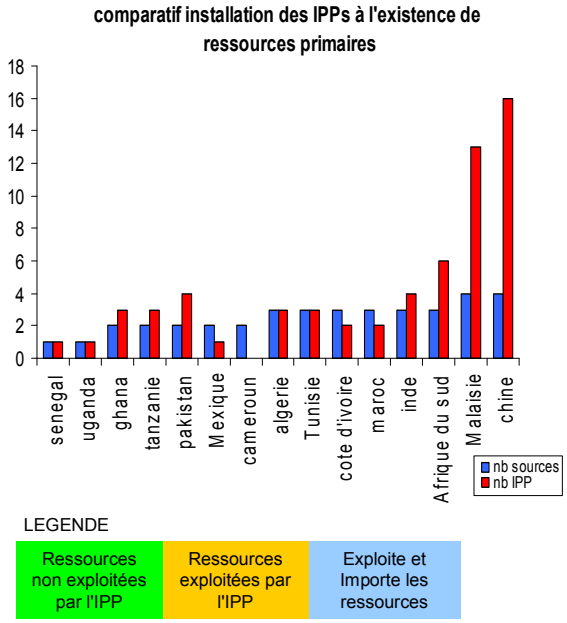
De plus, les projets de partage de ressources primaires, comme c'est le cas pour le gaz du Nigéria à travers la mise en service du projet de gazoduc, constituent également un facteur d'attraction pour les IPP, même dans le cas d'un marché de faible capacité (exemple du Togo avec l'IPP Contour Global). L'interconnexion avec le Bénin, le Ghana et le Nigéria devrait permettre à cet IPP de pouvoir sécuriser ses ventes d'énergie si le Togo se trouve en situation de ne pouvoir consommer la totalité de la production. Le Bénin développe un projet similaire de production d'électricité adossé à la disponibilité du gaz nigérian par le gazoduc. L'existence de courants d'échanges importants entre le Ghana, le Togo, le Bénin et le Nigéria et les projets de renforcement des interconnexions initiés dans le cadre du WAPP permettront aux IPP d'accéder à des marchés plus importants que celui des pays contractants.

Au delà du problème de taille critique du marché à satisfaire, l'accès à une ressource primaire d'énergie permettant de produire l'électricité à un coût compétitif est critique pour la réussite de projets IPP.

L'accès à une source primaire d'énergie compétitive pour la production d'électricité apparaît donc de première importance pour la réussite des projets IPP.

Le tableau ci-dessous démontre la forte corrélation entre l'installation des IPP et l'existence de sources primaires compétitives pour la production d'énergie (charbon, gaz, hydroélectricité, nucléaire). On note la rareté des expériences IPP utilisant les combustibles pétroliers. La flambée actuelle des prix du pétrole rend cette formule encore moins attrayante.

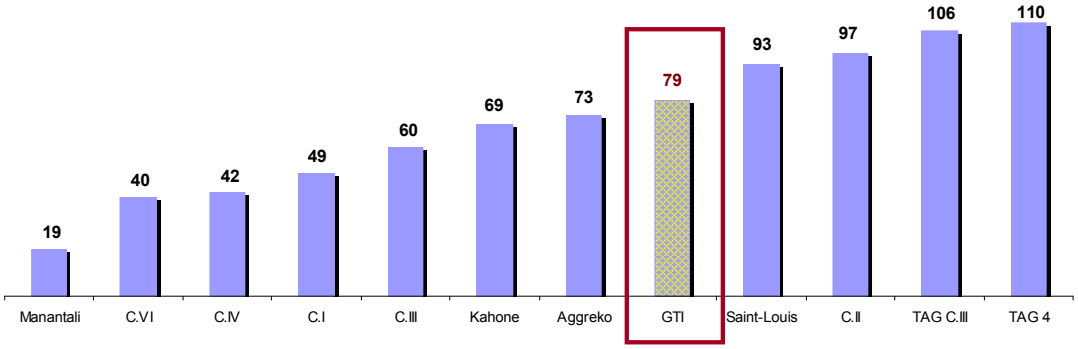
Pays	Nombre de ressources	Nombre IPPs	Ressources utilisées par les IPPs
Sénégal	2	2	pétrole
Uganda	1	1	hydroélectricité
Ghana	2	3	pétrole, gaz
Tanzanie	2	3	gaz, hydroélectricité
Pakistan	2	4	hydroélectricité, charbon
Mexique	2	1	hydroélectricité
Cameroun	2	0	
Algerie	3	3	hydroélectricité, gaz
Tunisie	3	3	gaz
Côte d'ivoire	3	2	gaz
Maroc	3	2	gaz, charbon importé
Inde	3	4	hydro, pétrole
Afrique du sud	3	6	charbon, gaz, pétrole
Malaisie	4	13	gaz, charbon
Chine	4	16	charbon, hydroélectricité, nucléaire



Source : Extrait de l'industrie pétrolière en 2000. Dgemp-Dimah

Le cas du Sénégal est également éclairant de ce point de vue. En effet, le premier contrat avec un IPP s'est fait sur la foi de la découverte de gisements de gaz importants. Cet espoir a été vite déçu et la non disponibilité du gaz a obligé à produire l'électricité en faisant fonctionner la turbine à gaz installé avec d'autres combustibles (Jet A1, distillat). D'une production à coût compétitif à base de gaz, l'on est passé à une production coûteuse dépendant d'un approvisionnement en combustibles pétroliers chers. Cette production privée (GTI) est devenue la plus chère du parc de production au Sénégal après les turbines à gaz prévues pour passer la pointe, mais souvent utilisés en groupe de base, et les groupes produisant dans les centres isolés, comme le montre le graphe ci-dessous.

Graphique 24 : Coûts production du kWh par centrale (2005-2006)



Source : SENELEC

La SENELEC, dans un contexte de grandes difficultés, est obligée de respecter le contrat qui prévoit d'importants frais de capacité, avec des difficultés importantes sur la prise en charge de l'approvisionnement en combustibles. La centrale est du reste souvent à l'arrêt pour des avaries ou un manque de combustibles.

Une autre condition capitale pour attirer le secteur privé dans la production d'électricité est la bonne santé, la solvabilité et l'aptitude des sociétés nationales d'électricité qui sont le plus souvent en position d'acheteur unique de l'électricité produite contractuellement par l'IPP. Leur capacité à honorer leur contrat notamment en payant régulièrement les factures de l'IPP (électricité produite et frais de capacité) reste déterminante.

La faiblesse de l'investissement privé en zone UEMOA en particulier dans le secteur de l'électricité comme nous l'avons vu touche à de multiples facteurs qui renvoient globalement à la qualité de l'environnement institutionnel qui gouverne globalement les économies et en particulier le secteur électrique.

Le constat est que, malgré plus d'une dizaine d'années que dure le processus de réformes des systèmes électriques des pays de l'UEMOA, il n'y a véritablement pas d'avancées significatives.

B6. Les réformes institutionnelles engagées n'ont généralement pas abouti

Un indicateur important de résultat de ce processus est la situation des opérateurs publics d'électricité dont les différents schémas de « privatisation » ont été depuis une dizaine d'années au cœur des processus de reforme institutionnelle du secteur de l'électricité.

Le résultat des tentatives de reprise par le secteur privé des opérateurs publics d'électricité apparaît très mitigé. Les expériences de Partenariats Public Privé (PPP), notamment la mise sous concession des opérateurs publics d'électricité, sont globalement des échecs dans les pays de l'UEMOA qui l'ont jusqu'ici expérimenté.

En dehors de la Côte d'Ivoire, seul pays où le concessionnaire est resté en place après un premier contrat, les différents processus de « privatisation » des sociétés d'électricité dans les pays UEMOA sous forme de cession d'actions ou de mise en concession, n'ont pas abouti. Dans les autres pays, le processus est en cours d'initiation (mise en contrat d'affermage de la SONABEL au Burkina Faso) ou prévu.

	Côte d'Ivoire	Sénégal	Mali	Bénin	Niger	Togo	Guinée Bissau
Concession	• CIE	• Projets à venir : partenariat public-privé dans les filiales de production et de distribution	• Échec du partenariat avec le Groupe Bouygues			•Échec du groupement Elyo – Hydro Québec qui a créé Electro Togo	
Contrats O & M pour l'exploitation et la maintenance	• Azito	• Wartsila					

L'échec de ces réformes institutionnelles s'explique beaucoup par la forte réticence des Etats qui l'ont vécu comme une réforme imposée sous forme de conditionnalités à l'accès aux fonds concessionnels et aux appuis budgétaires, l'hostilité du grand public qui n'y voit que pertes d'emploi, renchérissement du coût de l'électricité, etc.

De façon objective, l'échec s'explique surtout par la confrontation de deux logiques :

- **Du coté des investisseurs :** la faible attractivité de marchés trop petits induit chez les opérateurs candidats pour la reprise des opérateurs publics des garanties de monopole, un « verrouillage » contractuel maximal contre toutes sortes de risques et la demande d'augmentation des tarifs pour couvrir tout investissement par un niveau élevé de rentabilité et un amortissement rapide.

- **Pour les Etats**, il s'agit d'obtenir l'appui des bailleurs notamment par l'octroi de fonds concessionnels pour faire face aux besoins très importants d'aménagement et d'investissement public dans nombre de secteurs, d'arrêter les subventions aux opérateurs, de disposer de revenus liés à la concession, de faire financer les investissements pour moderniser et développer les infrastructures de production et de distribution, d'étendre l'accès au plus grand nombre et d'améliorer la qualité du service de l'électricité.

Le seul processus de mise en concession d'exploitation d'un opérateur national à avoir abouti dans la zone UEMOA et même en Afrique de l'Ouest est celui réalisé en Côte d'Ivoire avec la mise sous concession d'EECI qui a donné naissance à la Compagnie Ivoirienne d'Electricité (C.I.E.) géré par le groupe Bouygues.

La réforme en Côte d'Ivoire s'est accompagnée de l'ouverture de la production d'électricité aux IPP, ce qui a permis de mettre en place une production thermique utilisant les gisements de gaz offshore découverts. Cette production thermique représente entre 50 % et 75% de la production d'électricité et a rendu la Côte d'Ivoire exportateur d'électricité vers de nombreux pays (Ghana, Bénin, Togo, Burkina Faso et très prochainement le Mali).

D'autres formes de Partenariats Public Privé dans le cadre d'opérateurs d'électricité restés dans le giron public et même avec des opérateurs privés comme l'IPP Azito se sont progressivement développés. Il s'agit des contrats O & M : Opération et Maintenance.
Dans un tel cas, l'opérateur public confie à un opérateur spécialisé, en général le constructeur de la centrale, le soin de gérer sous contrat l'exploitation de la centrale et sa maintenance.

C'est ce type de contrat qui a permis à la SENELEC au Sénégal d'obtenir le financement d'une centrale diesel de 64 MW sur financement de la Banque Islamique de Développement (BID). La Banque achète la centrale et la cède en leasing à la SENELEC sur 15 ans. Pour garantir le fonctionnement de la Centrale sur la durée du contrat de leasing, la SENELEC confie l'exploitation et la maintenance au constructeur de la centrale lui-même, ce qui permet de rassurer la Banque sur la durabilité de l'exploitation de l'outil de production et qui sécurise ainsi les loyers à percevoir. Au terme de la période de leasing (15 années), la centrale peut alors faire l'objet d'une cession à sa valeur résiduelle.

Cette concession est cependant considérée par nombre d'analystes comme présentant des risques liés à la position dominante du groupe repreneur, particulièrement à la CIE, du fait de la présence sur toute la chaîne de valeur du secteur de l'électricité (depuis l'extraction de gaz, en passant par la production privée d'électricité et la gestion de la CIE, acheteur unique et gestionnaire en monopole du transport et de la distribution d'électricité en Côte d'Ivoire).

La gestion de tels risques doit être prise en charge d'abord dans les dispositions contractuelles. Malheureusement les Etats africains ont le plus souvent manqué d'expérience, d'expertise et de capacité de négociation lors des discussions des concessions d'électricité et d'installation de projets IPP sur leurs territoires.

La comparaison des pratiques contractuelles entre trois pays : le Maroc, le Sénégal et la Côte d'Ivoire le montre.

Graphique 25 : Etat des réformes au sein de l'UEMOA

Pays / Conditions	Maroc	Sénégal	Cote d'Ivoire
Obligations de performances	**FORTES** En cas de panne, l'opérateur privé ne reçoit rien de l'ONE, et la sauvegarde des flux de paiement impose un niveau de disponibilité élevé. Au niveau de l'appel d'offres, la maximisation des performances garanties augmente la capacité de production, c'est-à-dire le dénominateur dans le calcul du prix d'achat	**FAIBLES** Rémunération garantie même en cas de non production	**FORTES** Mais limitées à la seule production. La rémunération de la CIE n'est soumise à aucune exigence de performance dans la distribution
Risques d'abus de position dominante	**NON** Limités par la localisation territoriale des IPP et la participation au capital de l'opérateur national d'électricité	**NON** Mais contrat de l'IPP imposant à l'opérateur national des conditions contractuelles déséquilibrées et une exploitation coûteuse	**OUI** Délégation au concessionnaire de la gestion du système d'information, qui conditionne la tarification
Responsabilité en matière d'achat de combustibles	**OUI** Responsabilité de l'achat si marché concurrentiel. Bonus en cas de performance.	**NON** SENELEC fournit le combustible	**NON** L'État fournit le combustible

Les réformes institutionnelles en particulier dans le secteur de l'électricité des pays de l'UEMOA présentent un caractère plus global et touchent des problématiques plus larges que la seule question de la gestion des opérateurs publics d'électricité.

Le tableau ci-dessous donne un aperçu de la situation des réformes institutionnelles engagées par les pays de l'UEMOA :

Graphique 26 : Caractéristiques des réformes pratiquées au Maroc, Sénégal et en Côte d'Ivoire

	Existence d'un régulateur	Loi d'orientation	Présence d'IPP	Privatisation Opérateur Public	Raisons échecs
Guinée Bissau		Projet de décret-loi spécifique au sous-secteur de l'électricité en attente de promulgation			
Bénin	en cours	Loi n°2006-16 du 27 mars 2007	Echec du projet IPP du Groupe Aga Khan	Contrat d'affermage de l'opérateur national SONABEL en cours	
Burkina Faso	ORSE et la Commission d'Homologation des Prix	Loi n°016-2005/An du 12 mai 2005			
Niger	ARM	Loi n°2003-004 du 3 janvier 2003			
Togo	ARSE	Loi n°2000-012 du 18 Juillet 2000	Contour global	Arrivée à partir de 2000 avec le groupement Elyo Hydro Québec, soldée par un échec	Non respect du cahier des charges : insuffisance des investissements phase 2000 - 2005
Mali	CREE	Ordonnance n°00-019/P-RM du 15 Mars 2000		Arrivée d'un partenaire privé (Groupe Bouygues) en 2000 puis départ en 2005	Dissension sur le niveau des tarifs entre l'Etat et l'opérateur privé
Sénégal	CRSE	Loi n°98-29 du 14Avril 1998	GTI Kounoune Power	Arrivée d'un partenaire privé (HydroQuébec Hélio) en 1998, puis départ en 2001	Investissements du privé jugés insuffisants par l'Etat
Côte d'ivoire	ANARE	La loi n°85-583 du 29 Juillet 1985	CIPREL et AZITO ENERGY	Réussie	

Au-delà de la négociation contractuelle, c'est l'existence d'un système de régulation fort et impartial, équidistant vis-à-vis des différents acteurs et de l'Etat, qui garantit la crédibilité de la réforme.

Trois conclusions peuvent être tirés de l'analyse du processus de réforme mis en œuvre dans les différents pays de l'UEMOA :

1) Tous les pays ont adopté des lois qui prévoient expressément le retrait de l'Etat de la gestion du secteur de l'électricité au profit du secteur privé et sa focalisation dans ses fonctions régaliennes, la mise en œuvre d'une reforme de leur secteur de l'électricité qui permette d'attirer l'investissement privé dans le secteur, de renforcer la qualité et la compétitivité du service de l'électricité et de développer l'accès notamment pour les populations rurales et périurbaines les plus pauvres.

2) La mise en place de régulateurs indépendants a des fortunes diverses. Certains Etats en sont à la phase d'installation, dans d'autres, le régulateur d'emblée apparaît comme un simple conseil technique du ministère en charge du secteur de l'électricité mais n'exerce aucune activité de régulation et ne prétend pas d'ailleurs en avoir la crédibilité.

3) La petite taille des systèmes électriques n'est pas suffisamment optimale pour attirer l'investissement privé et cette perspective doit s'envisager dans l'émergence du marché régional d'échanges électrique prévu dans le cadre du WAPP.

Il reste qu'une convergence des réformes initiées notamment des systèmes de régulation vers une *Régulation régionale*, constitue un important pré -requis à la mise en place et au fonctionnement satisfaisant du marché d'échanges.

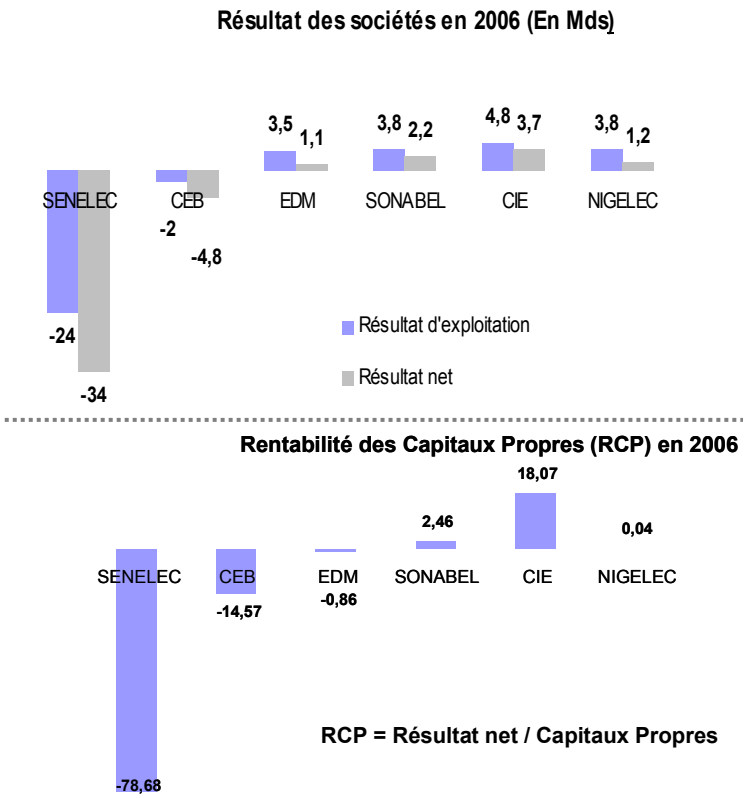
Même si les pays ne sont pas tous au même stade, aucun des systèmes de régulation installés n'a aujourd'hui atteint au plan des pouvoirs et de la crédibilité, une notoriété suffisante lui permettant de se poser en arbitre crédible et équidistant vis-à-vis des autorités de tutelle et du secteur privé qui exploite.

B7. Les opérateurs publics d'électricité sont dans une situation financière précaire

La plupart des opérateurs publics d'électricité vivent dans une situation précaire, devenue aujourd'hui critique, du fait de l'impact de la hausse des prix des combustibles et de lourdes pertes liées à l'obsolescence du système électrique

Les sociétés d'électricité ont une rentabilité insuffisante voire carrément négative. La rentabilité caractérisée par le résultat d'exploitation n'est pas suffisante pour faire face aux frais financiers sur les emprunts à long terme, d'ailleurs le plus souvent concédés aux Etats qui les cèdent aux opérateurs. Les actionnaires ne peuvent prétendre dans la totalité des cas à une rémunération des fonds propres.

Graphique 27 : Résultat et rentabilité financière des opérateurs nationaux d'électricité en 2006



Source : Sociétés d'électricité

Cas particulier de la SENELEC

La situation de la SENELEC, l'opérateur national du Sénégal, apparaît comme la plus critique. Cette société comme nous l'avons vu précédemment, paie un lourd tribut à l'obsolescence de son parc, mais surtout aux caractéristiques uniques de son parc de production composé à 85% de groupes thermiques utilisant des combustibles pétroliers, dans un contexte de flambée des prix du pétrole.

Au poids prédominant de son parc obsolète et fonctionnant aux combustibles pétroliers s'ajoute des IPP fonctionnant également avec des combustibles pétroliers chers. SENELEC dépense la quasi-totalité de son chiffre d'affaires en approvisionnement de combustibles.

Un processus de redressement très difficile est en cours, marqué par la recapitalisation de la société par l'Etat pour 65 milliards, la contribution des bailleurs de fonds à hauteur de 80 millions de $ U.S., avec un prêt supplémentaire à venir de l'Agence Française de Développement (A.F.D.).

Pour obtenir le soutien des bailleurs, l'Etat sénégalais a engagé une réforme profonde considérée comme exemplaire par les bailleurs de fonds et devant aboutir au dégroupage de la SENELEC en trois filiales (Production, Transport et Distribution) avec une ouverture des filiales de la production et de la Distribution à l'investissement privé, le transport restant en monopole sous capitaux publics et devant jouer comme un acteur neutre se mettant à équidistance des acteurs de la production et de la distribution, se rémunérant par des « droits de passage ».

Un ajustement tarifaire a été décidé et est mis en œuvre avec diligence avec deux hausses successives en six mois totalisant une augmentation de l'ordre de 33%. Ce mécanisme dit de « mise en œuvre de la vérité des prix » s'accompagne d'une modulation de la hausse au profit des ménages les plus démunis.

La ministère de l'Energie a également élaboré et va lancer un ambitieux programme d'économie d'énergie au profit des ménages et des entreprises.

Au de là de toutes ces mesures, l'espoir est attendu de la disponibilité significative de la ressource gaz. En effet, l'amélioration de techniques de forage va permettre de mettre à la disposition de la production d'électricité (turbines à gaz de SENELEC) et de la production privée indépendante (GTI) 300.000 m^3 / jour de gaz pendant au moins 10 années. La reconversion au gaz des Turbines à gaz de la SENELEC (les groupes les plus chers du parc souvent utilisés en base du fait de l'insuffisance de production) et celle de GTI, apporteront des changements significatifs dans les coûts de production d'électricité au Sénégal.

Cela élève ces projets de reconversion au rang de priorité d'intervention pour ce pays.

La Communauté Economique du Bénin (CEB), unique importateur d'électricité pour le Bénin et le Togo, a également vu sa situation se dégrader en raison d'une conjonction d'évènements comme la baisse du productible du barrage hydroélectrique de NANGBETO, mais surtout la défaillance de ses fournisseurs à savoir le Nigéria, le Ghana et dans une moindre mesure la Côte d'Ivoire. Pour faire face au déficit, des moyens de secours thermiques aux conditions d'exploitation très coûteuses ont été mis en place.

Avec 70,2 milliards de dettes en fin 2006, l'endettement de la CEB apparaît aujourd'hui préoccupant au regard de la dégradation de sa rentabilité et des investissements de réhabilitation de ses installations (barrage de NANGBETO, lignes et postes, dispatching) dont les besoins s'élèvent à 20 milliards de francs CFA.

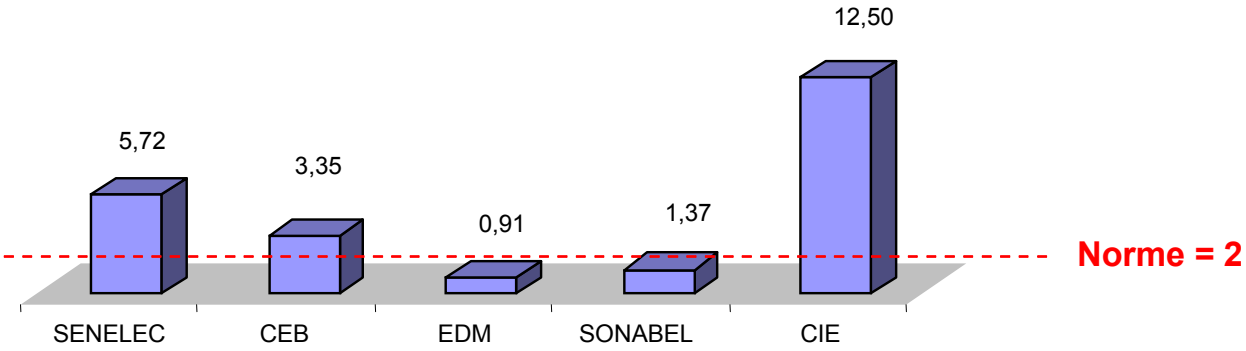
Plus que sa situation financière et le niveau de son endettement, c'est l'incertitude qui pèse sur son avenir qui inquiète ses bailleurs de fonds, avec la violation par les Etats qui l'ont créé de son statut d'acheteur unique pour les deux Etats (projet IPP directement conclu par le TOGO en dehors de la CEB et projet IPP envisagé par le Bénin sur ce même modèle).

Globalement le niveau d'endettement élevé est également très caractéristique des difficultés des opérateurs d'électricité des pays de l'UEMOA. L'opérateur malien EDM fait exception du fait de sa forte capitalisation. La dégradation de sa gestion opérationnelle liée à une part de plus en plus importante de sa production thermique non couverte par une réévaluation des tarifs risque de changer la donne, en dépit de la subvention de l'Etat évaluée à 2,5 milliards par an.

Endettées et sous capitalisées, les sociétés d'électricité nationales connaissent des situations de trésorerie des plus difficiles.

Le taux d'endettement global représente deux fois les capitaux propres dans la plupart des cas, sauf pour EDM qui dispose des fonds propres importants (127 milliards de FCFA). Ce ratio apparaît néanmoins positif dans la mesure où il correspond strictement à la norme admise (capitaux propres = 1/3 endettement global).

Graphique 28 : Ratio d'endettement (Endettement total / Capitaux propres) des opérateurs nationaux d'électricité en 2006

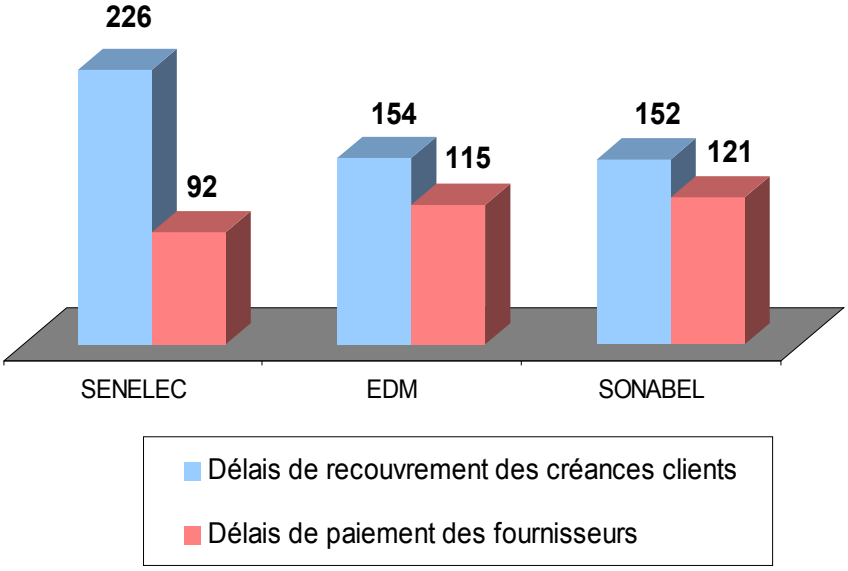


Source : Sociétés d'électricité

La situation de trésorerie de plusieurs sociétés publiques d'électricité est devenue extrêmement précaire. Les délais de recouvrement des créances sont plus longs que les délais de paiement des fournisseurs, ce qui se traduit par une trésorerie structurellement négative.

Cette situation est aggravée par le renchérissement brutal de l'approvisionnement en hydrocarbures. A 140$ le baril, les charges combustibles de certaines sociétés équivalent presque leur chiffre d'affaires. L'assèchement de la trésorerie due au gonflement de la dette fournisseurs conduit certains opérateurs à acheter leur combustible au jour le jour. Le kWh produit dans certains pays pour éviter le délestage représente 1,5 fois le prix moyen payé par le consommateur (exemple des locations de groupes Aggreko).

Graphique 29 : Délais de recouvrement des créances et des paiements fournisseurs (en jours)



Source : Sociétés d'électricité

Le développement du prépaiement apparaît comme une réponse efficace et durable au problème de trésorerie des sociétés d'électricité.

Les expériences visant à améliorer la trésorerie dont la plus prometteuse est le développement du prépaiement a certes été expérimenté dans quelques pays (Burkina Faso, Sénégal …). Il n'a cependant pas pris une part significative permettant d'inverser la tendance à la dégradation de la trésorerie des sociétés d'électricité. Il est vrai qu'il nécessite des moyens d'investissement plus conséquents : achats des compteurs à prépaiement, nécessité d'un système informatique coûteux …

Une mise au prépaiement d'un quart de leur clientèle permettrait de régler définitivement et de soulager de façon structurelle les problèmes de trésorerie des sociétés d'électricité.

Un réajustement des tarifs sera indispensable pour accompagner l'assainissement des opérateurs d'électricité et les investissements permettant d'évoluer vers un approvisionnement en électricité moins coûteux et plus durable.

En effet, alors que les coûts de production augmentent inexorablement avec la flambée des cours du pétrole, l'approvisionnement en produits pétroliers est de plus en plus difficile (au jour le jour dans certains cas) et la dette vis-à-vis des fournisseurs de combustibles gonfle. Les opérateurs se trouvent dans une situation où le délestage apparaît plus économique que de produire de l'électricité pour la vendre à perte. Ils sont même tentés de retirer certains groupes dont le prix du kWh par le client ne couvre même pas le coût variable du kWh (c'est à dire le coût du combustible et des lubrifiants pour produire 1 kWh).

A défaut d'alternative à la production thermique moins coûteuse dans le court terme, la seule voie est un réajustement des tarifs d'électricité.

Il est vrai que cette mesure apparaît très difficile du fait que, dans le contexte actuel, les Etats ont des marges de manœuvre très faibles sur cette variable « ajustement des prix », parce que d'abord les prix de l'électricité en zone UEMOA sont parmi les plus élevés au monde et parce que la situation actuelle est celle de l'explosion du prix des produits alimentaires.

Malgré tout, il ne semble pas y avoir d'autre issue que la mise en œuvre d'une politique de vérité des prix, là où la seule alternative dans la plupart des pays à l'augmentation des prix est le délestage et la condamnation dans le court terme des opérateurs d'électricité à la faillite.

Le Burkina Faso et Sénégal se sont déjà engagés dans cette politique avec des augmentations conséquentes de prix.

Au Mali, la voie choisie pour le moment est celle de la subvention qui ne permet cependant pas d'assurer la viabilité d'EDM, qui a annoncé en 2007 10 milliards de pertes et prévoit des pertes de 30 milliards en 2010. La subvention de l'Etat évaluée à 2,5 milliards ne peut, en dehors d'un réajustement des tarifs, compenser la part de plus en plus élevée d'une production d'électricité à base thermique utilisant des combustibles pétroliers.

De même l'exemple de la CEB montre une problématique similaire au Bénin et au Togo.

Exemple de la CEB (Bénin / Togo) :

Au premier semestre 2006, le prix de revient du kWh était aux alentours de 94 FCFA pour un prix de vente moyen de 88 FCFA.

Origine de l'énergie	CEB	THER	HYDR
FCFA / kWh	50	131	660
%	85%	15%	0%
Coût du kWh envoyé sur le réseau		**62**	
Pertes		19%	
Coût du kW vendu		**76**	
Distribution		3	
Gestion		15	
Coût de revient		**94**	
Prix de vente moyen		**88**	

Source rapport MSC/EC/SOGREAH

Même si une décision mettant à la charge des Etats l'approvisionnement en combustibles a été prise, cette charge devient insupportable et se traduit par des ruptures répétées de combustibles.

De façon globale, les sociétés publiques d'électricité sont handicapées par de nombreuses faiblesses nécessitant des investissements et le changement de la gouvernance par des formules de Partenariat Public Privé.

Les constats traduisent les faiblesses actuelles du système de gouvernance des sociétés d'électricité.

Les faiblesses relevées au niveau opérationnel peuvent être résumées comme suit :

Faiblesse de gestion des mouvements d'énergie et manque d'investissement pour le dispatching

- Faiblesse de l'équipement des Dispatching
- Défaut d'investissement de téléconduite des postes
- Non optimisation du placement des groupes (indisponibilité récurrente des groupes)

Faiblesse de la commercialisation

- Importantes pertes dans le processus relève - facturation - présentation
- Taux important d'impayés clients
- Obsolescence du système d'information commerciale
- Mauvaise qualité de service : service dépannage, services délivrés au niveau des agences, raccordement….

Production défaillante

- Disponibilité faible des groupes et recours en base à des moyens de production coûteux juste prévus pour la pointe
- De même, couverture des déficits de production par le recours à des moyens de productions très coûteux (location de groupes diesel…)
- Non respect quasi-systématique du planning de maintenance des groupes
- Consommation spécifique élevée des groupes et augmentation de la consommation de combustibles
- Difficultés de financement des achats de combustibles

Niveau élevé des pertes techniques

- Puissance et disponibilité insuffisante des lignes de transport
- Pertes importante liées au réseau de distribution

Importance des pertes non techniques

- Forte prévalence des fraudes (compteurs, dérivations…)
- Développement des branchements clandestins

Au plan financier, des faiblesses majeures ont été relevées :

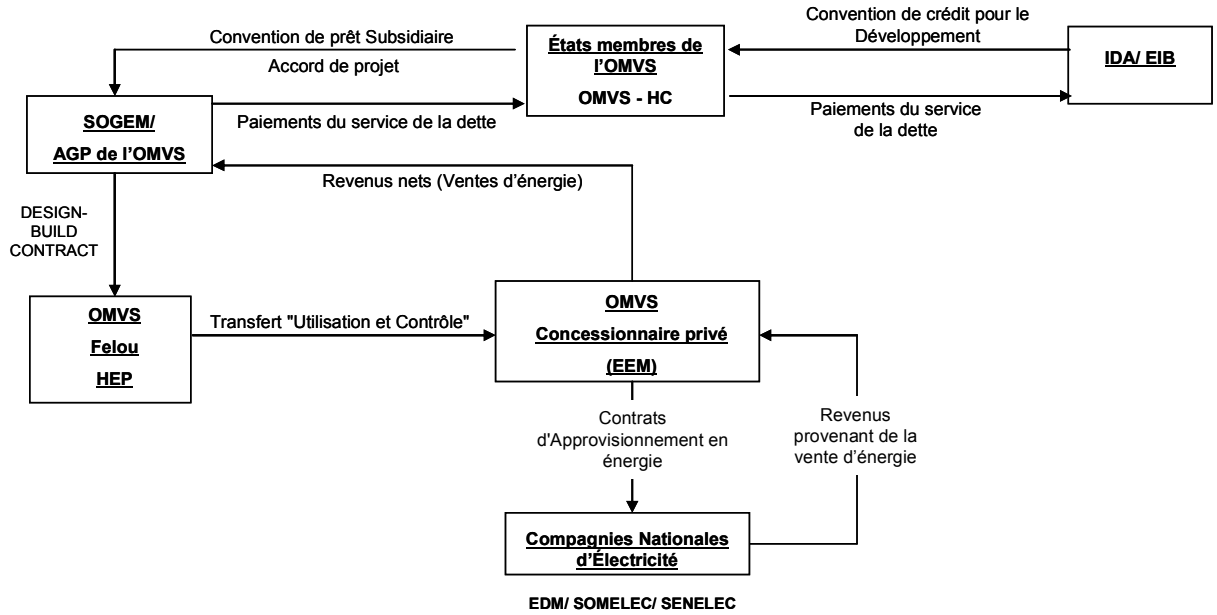
- Une rentabilité faible et une capacité d'autofinancement insuffisante ne permettant pas de faire face au service de la dette
- Une situation de sous-capitalisation des opérateurs d'électricité
- Des retards très importants dans le paiement des subventions d'exploitation obligeant les opérateurs à négocier des facilités sur les titres de paiement de l'Etat à des conditions de crédit peu favorables
- Un système de tarification et des ajustements tarifaires soumis à l'arbitrage de l'Etat ne permettant pas de couvrir les charges en forte augmentation des sociétés d'électricité, notamment les charges de combustibles
- Un système coûteux et non optimal de financement de l'approvisionnement en combustibles (importations disparates portant sur des petites quantités)
- Une dégradation de la valeur ajoutée et des pertes très importantes
- Des frais financiers qui explosent notamment en raison de l'insuffisance de fonds de roulement obligeant au recours à l'endettement court terme dans les pires conditions (taux d'intérêt élevés, mis en gage des recettes ….)
- Des difficultés de recouvrement des créances sur les administrations publiques et les collectivités locales insolvables

Au niveau des fonctions support, les faiblesses majeures relevées sont les suivantes :

- Des fonctions d'achat souvent déconnectées et peu réactives par rapport aux besoins des opérationnels (exemple des commandes pour la réalisation à date de la maintenance programmée des groupes : les services s'occupant des commandes n'ont pas souvent conscience de l'impact des jours de retard sur la disponibilité des groupes)
- La **gestion des ressources humaines** en général limitées aux fonctions administratives et comptables, peu orientées vers une politique de gestion moderne des ressources humaines (acquisition et développement des compétences)
- Le système d'avancement fortement hiérarchisé et quasi-automatique laissant peu de place à des formes de rémunération liées au mérite
- Des charges de personnel très importantes dues à des effectifs pléthoriques dépassant les normes du secteur (pléthore de personnel sur des fonctions à faible valeur ajoutée, qu'il serait préférable d'externalité - présentation de facture par exemple)
- Un déficit de personnel sur les métiers critiques comme la conduite et la maintenance des centrales, la téléconduite des postes, le dispatching, la gestion et la maintenance des réseaux, les travaux sous tension, les métiers de management et gestion commerciale, ainsi qu'un défaut de programme de formation dans ces métiers critiques

Les opérateurs d'électricités constituent un maillon critique dont la bonne santé financière conditionne la mise en œuvre des projets futurs et la pérennité de l'ensemble du système électrique de la zone UEMOA. Les problèmes financiers et opérationnels auxquels sont confrontés les opérateurs d'électricité appellent la mise en œuvre des mesures appropriées. Le mécanisme de financement d'implémentation de projet innovant promu par la Banque Mondiale dans le cadre du projet d'hydroélectricité de Félou, projet OMVS/WAPP, est une réponse pour accélérer la mise à disposition des financement dans le secteur de l'électricité.

Graphique 30 : Dispositif institutionnel dans le cadre du projet Félou financé par la Banque Mondiale et la BEI



B8. Les faiblesses institutionnelles freinent la mise en œuvre des nouveaux projets

Le tableau qui suit délivre la situation des projets impactant l'offre d'électricité des pays UEMOA portés par les pays ou des organisations régionales et répertoriés dans le cadre du WAPP. Il montre que l'essentiel des financements nécessaires à leur mise en œuvre fait l'objet de négociations pour leur financement.

La mise en œuvre de ces projets apparaît critique pour l'UEMOA car portant l'essentiel de son offre mobilisable au cours des prochaines années pour faire face de façon satisfaisante à sa demande d'électricité en forte croissance.

Il a été justement noté que la plupart des projets en Afrique ne se réalisent guère à date et connaissent en moyenne un retard d'au moins de 3 à 5 ans dans leur mise en œuvre, principalement du fait des faiblesses institutionnelles au niveau des Etats, des opérateurs d'électricité se traduisant par des objections et blocages des processus de financement.

Graphique 31: Quelques statistiques sur les projets liés au WAPP et intéressant soit directement soit indirectement la zone UEMOA

PROJETS			ETUDES		
Coût global des projets	16 843 millions US$		**Coût global des études**	31 447 milliers US$	
Financements garantis	657 millions US$	4 %	**Financements garantis**	15 102 milliers US$	48 %
Financements en cours de négociation	15 693 millions US$	93 %	**Financements en cours de négociation**	-	-
Financements à rechercher	493 millions US$	3 %	**Financements à rechercher**	16 345 milliers US$	52 %

Les retards de réalisation des projets sont le plus souvent dus à la faiblesse des capacités techniques de gestion des projets au niveau des Etats, mais également à des difficultés techniques dans la phase de réalisation du projet comme illustré dans les exemples du tableau suivant :

Projets	Retard	Raisons	Conséquences
Barrage Manantali (Mali, Sénégal, Mauritanie)	**5 ans** (prévu en 1997, mise en place en 2002)	• Négociations avec 3 Etats • Capacités techniques de gestion de projet des Etats • Courbe d'expérience gestion de projet inter-étatique	• Délestages récurrents au Sénégal • Mise en place de groupes thermiques au Mali • Recours à une production thermique coûteuse au Sénégal (dont les TAG qui sont aujourd'hui les centrales les plus coûteuses du parc de la Senelec)
Kounoune (Sénégal)	**3 ans** (prévu en 2005, mise en place en 2008)	• Divergences sur le montage et le statut juridique du projet (c'est-à-dire BOO ou BOT) • Exigence d'une garantie supplémentaire de l'Etat du Sénégal • Difficultés techniques dans l'implémentation du projet	• Exploitation en base des TAG qui produisent au dessus du prix moyen de l'électricité (109 F CFA juste pour le coût de revient du combustible, pour un prix moyen de 90 F CFA) • Charge supplémentaire par rapport aux autres groupes utilisés en base de 30 millions F CFA par jour
Projet d'interconnexion Bobo Ouaga (prolongement interconnexion avec la Côte d'Ivoire)	**3 ans** (prévu en 2006, projeté en juin 2009)	• Conditionnalités/Procédures d'approbation Banque Mondiale • Capacités techniques de gestion de projet Ministère/Sonabel	• Investissement par l'Etat dans l'urgence de 14 milliards F CFA pour acquérir une centrale thermique de 12,6 MW, ce qui n'a pas empêché des délestages journaliers

Une gouvernance améliorée des projets, crédible et efficace devient dès lors une condition sine qua non à la bonne fin de la mobilisation des financements et à la réalisation à date des projets.

L'érection pour cela d'une structure de gestion de projet » crédible et réactive, fonctionnant avec des objectifs à atteindre précis et datés, apparaît indispensable pour mener à bonne fin les études et l'ingénierie des projets, la mobilisation des financements. La réalisation des « tours de table » pour mobiliser les 15,7 milliards de $ US requis pour les projets en dépend.

La spécificité des projets d'électricité tient à leur coût élevé et à la nécessité de rassembler même dans le cas de financements par le secteur privé, des financements de type concessionnel devant prendre en charge certains types d'investissement.

Le système électrique des pays de l'UEMOA reste marqué par la prévalence de marchés nationaux d'électricité de petite talle, la faible couverture des réseaux électriques, des dispositifs institutionnels incomplets et peu harmonisés, ainsi que des insuffisances dans le mode de gouvernance du secteur de l'électricité

Le secteur de l'électricité en Afrique et en zone UEMOA présente plusieurs particularités.

➲ ***Etroitesse des marchés nationaux d'électricité et faiblesse de leur couverture réseau***

Cet état de fait relève de plusieurs causes.

D'abord, cela révèle un « tropisme » national des Etats qui ont chacun pris la relève des sociétés coloniales pour bâtir un service public de l'électricité dans les cadres étroits des Etats devenus indépendants.

Ensuite, cela montre que l'investissement public est largement insuffisant pour entretenir et étendre l'accès ; ce qui a eu pour effet de précipiter les infrastructures d'électricité dans un cycle d'obsolescence du matériel, de précarité de fonctionnement, de coût élevé et de qualité de service insuffisant pour le consommateur et enfin de mauvais résultats d'exploitation.

Enfin, la crise des Etats et l'arrivée des politiques d'ajustement structurel ont marqué la fin des monopoles publics, sans que les politiques d'ouverture au privé décidés dans l'urgence ne réussissent à améliorer leur passif de gestion en termes de réhabilitation des installations, d'amélioration de la qualité de service, de développement des infrastructures et de l'accès à l'électricité…

Aujourd'hui encore, la plupart des Etats de l'UEMOA se caractérisent par la faible maturité de leurs marchés d'électricité (faible puissance et faible couverture du réseau interconnecté, nombre élevé de centres isolés, accès réduit à l'électricité notamment en zone rurale), un nombre très limité voire un seul opérateur avec un système d'acheteur unique ne donnant aucune perspective de choix ou de mise en concurrence.

Les perspectives d'évolution vers un marché régional d'échanges d'énergie électrique, offre une perspective crédible de gestion durable du secteur de l'électricité avec la mutualisation à l'échelle régionale des ressources des pays et un accès à un marché de taille critique propre à attirer l'investissement et les partenariats public –privé.

- ***Dispositifs institutionnels peu crédibles***

Les pays dans leur quasi –totalité, ont adopté des lois d'orientation et lettres de politiques de développement, prévoyant une large place au secteur privé pour le développement des investissements et la gestion du secteur.

De même, des institutions de régulation ont été mises en place ou sont en voie de l'être. Pour autant, les investissements ne sont guère légion en zone UEMOA à l'exception notable de la Côte d'Ivoire et dans une moindre mesure du Sénégal. Les efforts de mise à niveau du dispositif institutionnel et réglementaire en faveur de l'ouverture à l'investissement privé n'ont donc pas pour l'essentiel abouti.

Ces dispositifs institutionnels sont du reste très peu harmonisés. Le modèle ivoirien allie la préservation du modèle d'intégration verticale géré en monopole concédé à un opérateur privé et une large ouverture de la production d'électricité adossé à la production de gaz également ouverte aux producteurs privés. A coté, la seconde puissance électrique de l'Union, le Sénégal, elle, s'est engagée dans un dégroupage des métiers de la chaîne opérationnelle jusqu'ici gérée en monopole (production, transport, distribution) et l'ouverture des segments de la production et de la distribution au secteur privé.

Le Bénin et le Togo ont créé en commun la Communauté Electrique du bénin (CEB) avec un statut d'acheteur unique et de pourvoyeur d'une énergie électrique (surtout importée jusqu'ici et produite en petite quantité) et des sociétés nationale s'occupant de la distribution d'électricité dans chaque pays. Aujourd'hui à la faveur de la crise énergétique, chacun des deux pays se lance dans la production d'électricité à partir du gaz nigérian disponible par le gazoduc, en contractant avec des IPP, en dehors du cadre de la CEB.

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.

Au Mali, le dispositif institutionnel prévoit toujours la « privatisation » de l'opérateur EDM, malgré l'échec de la première tentative, tout en ouvrant la production d'électricité au secteur privé.

Le Niger et la Guinée Bissau sont les deux pays à n'avoir pas encore réformé leur secteur électrique, mais ont engagé un processus de réforme institutionnelle permettant une ouverture au secteur privé.

La perspective d'un marché régional d'échanges d'énergie avec ce qu'il implique en termes d'harmonisation des législations et de règles communes, est une opportunité majeure d'accélération de la convergence des dispositifs institutionnels et réglementaires. Au-delà des règles, la réforme de la gouvernance du secteur électrique avec notamment la restructuration des sociétés d'électricité est un préalable indispensable au succès du marché régional.

- ***Insuffisances dans la gouvernance des secteurs de l'électricité***

Ces insuffisances ont été déclinées tout au long du rapport. On peut en rappeler les principales.

L'électricité est une industrie dont le produit ne se stocke pas. Il est produit et livré de façon instantanée au client. C'est donc l'une des rares industries où l'ajustement de l'offre et de la demande se fait en temps réel ce qui demande une réactivité de tous les instants.

Une industrie aussi exigeante ne saurait donc dépendre d'un mode de gouvernance avec une tutelle lourde bureaucratique, gérant souvent des préoccupations de type politique très éloignées d'une exploitation exigeante ayant beaucoup de réactivité et d'une pleine maîtrise des métiers.

Les monopoles publics n'ont presque jamais été en mesure de mobiliser et d'assurer le management des ressources humaines, financières et techniques adéquates pour assurer un service de l'électricité au niveau de qualité requis, ni d'assurer une maintenance adéquate des infrastructures de production et réseau, ni d'avoir une gestion de l'exploitation réduisant les pertes et garantissant le recouvrement de leur revenu, ni d'obtenir une tarification en adéquation avec les coûts d'exploitation.

Les Etats n'ont jamais été en mesure d'assurer les investissements de renouvellement et de modernisation des équipements, ni d'assumer une tarification permettant d'en créer les conditions par une rémunération adéquate des opérateurs publics en charge du service de l'électricité qu'ils ont sous tutelle.

La gouvernance du secteur souffre d'un réel déficit de démarche de planification stratégique, de connaissance et de maîtrise de l'environnement et d'une capacité d'anticipation et de réactivité.

La situation des deux pays disposant des secteurs électriques totalisant 75% de la puissance régionale et les plus ouverts à l'investissement du secteur privé illustre bien les situations

décrites. Peu des pays de l'UEMOA ont pu attirer des IPP (Côte d'ivoire, Sénégal) et seules celles produisant en Côte d'ivoire de l'électricité avec l'exploitation du gaz fonctionnent de façon satisfaisante.

Cas de la Côte d'Ivoire

La réussite des projets IPP en Côte d'Ivoire apparaît cependant fragile, en dépit de l'existence d'un dispositif institutionnel mis en place par les autorités ivoiriennes et dédié à la gestion adéquate du système. Les institutions issues de la réforme manquent cruellement de pouvoirs et de crédibilité pour attirer l'investissement concessionnel, s'endetter pour la réhabilitation et la modernisation des infrastructures et développer l'accès à l'électricité.

Les institutions ne sont également pas en pouvoir d'assurer une régulation indépendante et le contrôle adéquat des concessions et contrats des IPPP d'électricité et de gaz. Ils n'ont pas non plus le contrôle du système d'information leur permettant d'assurer un contrôle indépendant du système. De fait, les institutions ivoiriennes (ANARE SOPIE SOGEPE) se positionnent comme simples conseils et supports techniques du ministère assurant la tutelle du secteur de l'énergie.

Un opérateur privé Le groupe Bouygues a clairement aujourd'hui une position dominante dans le système. Il exerce un contrôle par ses sociétés sur l'ensemble de la chaîne de valeur opérationnelle allant de la production de gaz (avec sa filiale FOXTROT qui extrait le gaz aux cotés de DEVON CNR), à la production indépendante d'électricité (avec sa filiale CIPREL), sans compter la gestion de l'opérateur historique qui a le monopole du service public d'électricité en tant qu'acheteur unique, gestionnaire du transport et de la distribution d'électricité sur l'ensemble du territoire.

Il faut reconnaître cependant que cette gestion privée aura permis au système de tenir par delà la crise ivoirienne, avec des performances honorables même si une dégradation du rendement global a été notée liée principalement à l'obsolescence et au manque d'entretien adéquat du réseau, ainsi qu'au développement inquiétant du phénomène de vol d'électricité.

Cas du Sénégal

Autre exemple le Sénégal, pays ayant géré l'une des crises les plus graves du secteur électrique en zone UEMOA, qui semble être actuellement le pays à être allé le plus loin dans la réforme de son secteur électrique.

La réforme actuelle prévoit un dégroupage de la SENELEC, encore monopole public, en filiales de production, transport et distribution, avec une ouverture des filiales de la production et de distribution à la participation du secteur privé. Cette réforme est co-gérée avec le pool de bailleurs de fonds représentés principalement par la Banque Mondiale et l'Agence Française de Développement à travers un comité ad hoc qui examine de façon régulière le cadre des résultats de la réforme.

La réforme comprend la réforme de la SENELEC, opérateur historique, un plan d'investissement ambitieux, la réforme du système de tarification, un plan ambitieux d'économie d'énergie et un cadre de suivi dans le cadre du Conseil Présidentiel des Investissements (C.P.I.).

La grande faiblesse de cette réforme, même si elle a le plein soutien des bailleurs et mobilisé des investissements conséquents, est le trop grand déséquilibre du parc de production d'électricité au Sénégal en faveur d'une production thermique adossée à des combustibles coûteux d'une part et le coût de l'électricité d'autre part qui va devenir prochainement l'une des électricités les plus chères d'Afrique constituant un réel handicap pour la compétitivité de

l'économie et l'attrait à l'investissement.

L'option IPP fortement adossée à la forte inertie de l'orientation prise en faveur du thermique à base de pétrole, avec les conditionnalités qui l'accompagnent, risque de constituer un boulet voire un handicap pouvant empêcher la solvabilité du secteur et sa capacité à porter les nécessaires projets de diversification vers l'hydroélectricité et les énergies renouvelables. En effet, dans le court et le moyen terme, la forte dépendance des combustibles pétroliers dont le prix est et restera élevé ainsi que les conditionnalités des IPP, caractérisent ce handicap et font peser un risque sur la solvabilité du système.

B9. Le profil de consommation énergétique constitue un fardeau de plus en plus insupportable pour les finances publiques et hypothèque la compétitivité des économies

Nous entrons de plein pied dans une civilisation de pétrole cher et de changement climatique, laquelle nous impose de changer nos comportements, de consommer et de nous orienter vers des ressources plus durables.

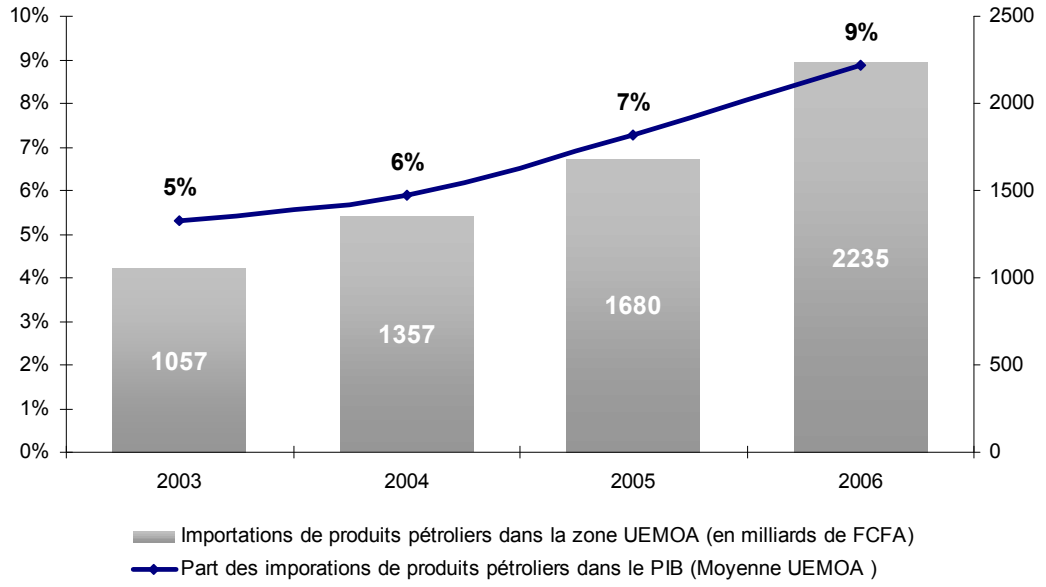
Le poids des importations de produits pétroliers dans le PIB de l'Union a plus que doublé au cours des cinq dernières années, passant de 1 057 à 2 235 milliards de FCFA entre 2003 et 2006.

Ses effets, conjugués à la forte hausse des denrées alimentaires importés, plongent les économies des pays de l'UEMOA dans une spirale inflationniste, sapent l'équilibre des finances publiques, grèvent les revenus fiscaux et douaniers des Etats avec par exemple les nombreuses exonérations tarifaires et fiscales consenties par les Etats pour amortir le choc des hausses brutales des prix et soulager les consommateurs gravement affectés dans leur pouvoir d'achat.

Une telle réalité impose la prise en charge au plan régional des politiques énergétiques.

Dans un tel contexte, notre modèle actuel de consommation énergétique constitue une hypothèque forte pour le développement durable des économies de l'UEMOA. En effet, nous cumulons avec le faible accès à l'électricité, un coût devenu prohibitif de génération de cette électricité.

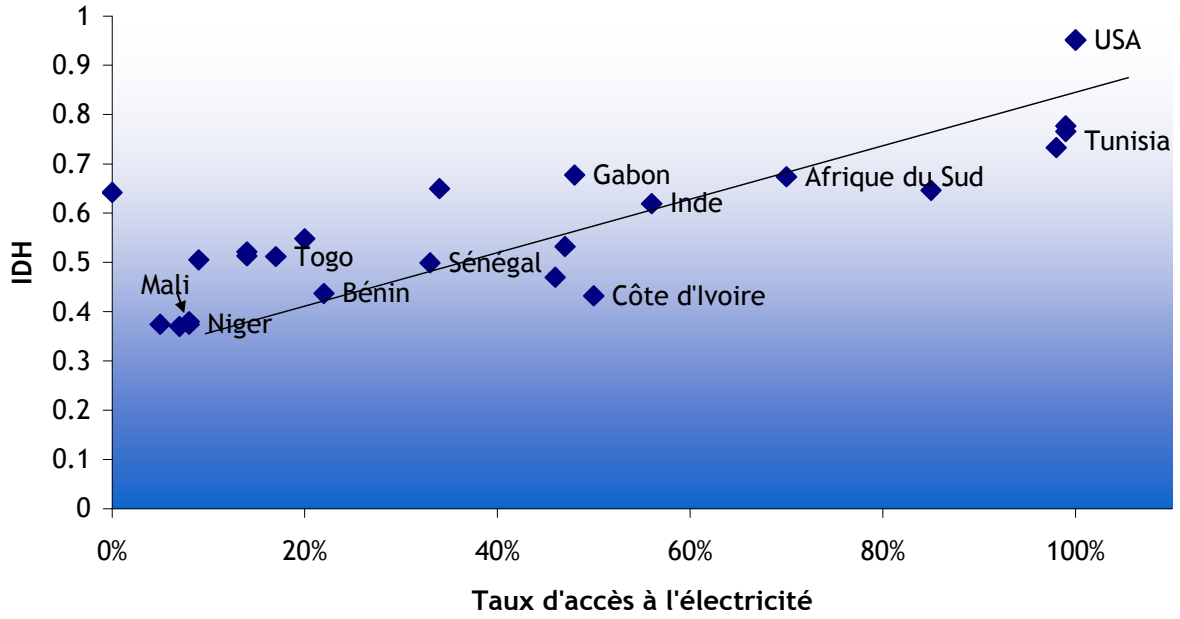
Graphique 32 : Évolution des importations de produits pétroliers de 2003 à 2006 au sein de l'UEMOA



Source : balance des paiements des pays de l'UEMOA/ Banque de France

Le graphe ci-après démontre la corrélation étroite et forte entre le niveau de vie des populations mesuré par l'IDH et le taux d'accès à l'électricité.

Graphique 33 : Corrélation IDH et taux d'accès d'électricité



Source : EIA, Energy Information Administration

Dans le secteur de l'électricité en Afrique, plusieurs niveaux de demande d'électricité ne sont pas satisfaites en raison de : l'insuffisance et la faible disponibilité de l'offre, les prix élevés et la mauvaise qualité du service.

Elles découragent l'investissement dans de nombreux secteurs tels que les industries de transformation agro-alimentaires, les industries du froid, de pêche et d'aquaculture, les industries textiles, les services (tourisme, restauration, …). Seuls les industries minières gardent leur attractivité dans un continent des plus riches en ressources minières.

Ainsi, la demande généralement répertoriée par les sociétés d'électricité est celle qui équivaut à la somme des consommations à laquelle s'ajoute le total des délestages et la somme des demandes en instance ou non encore satisfaite. On l'appelle « ***demande répertoriée*** » (en jaune sur le graphique 34).

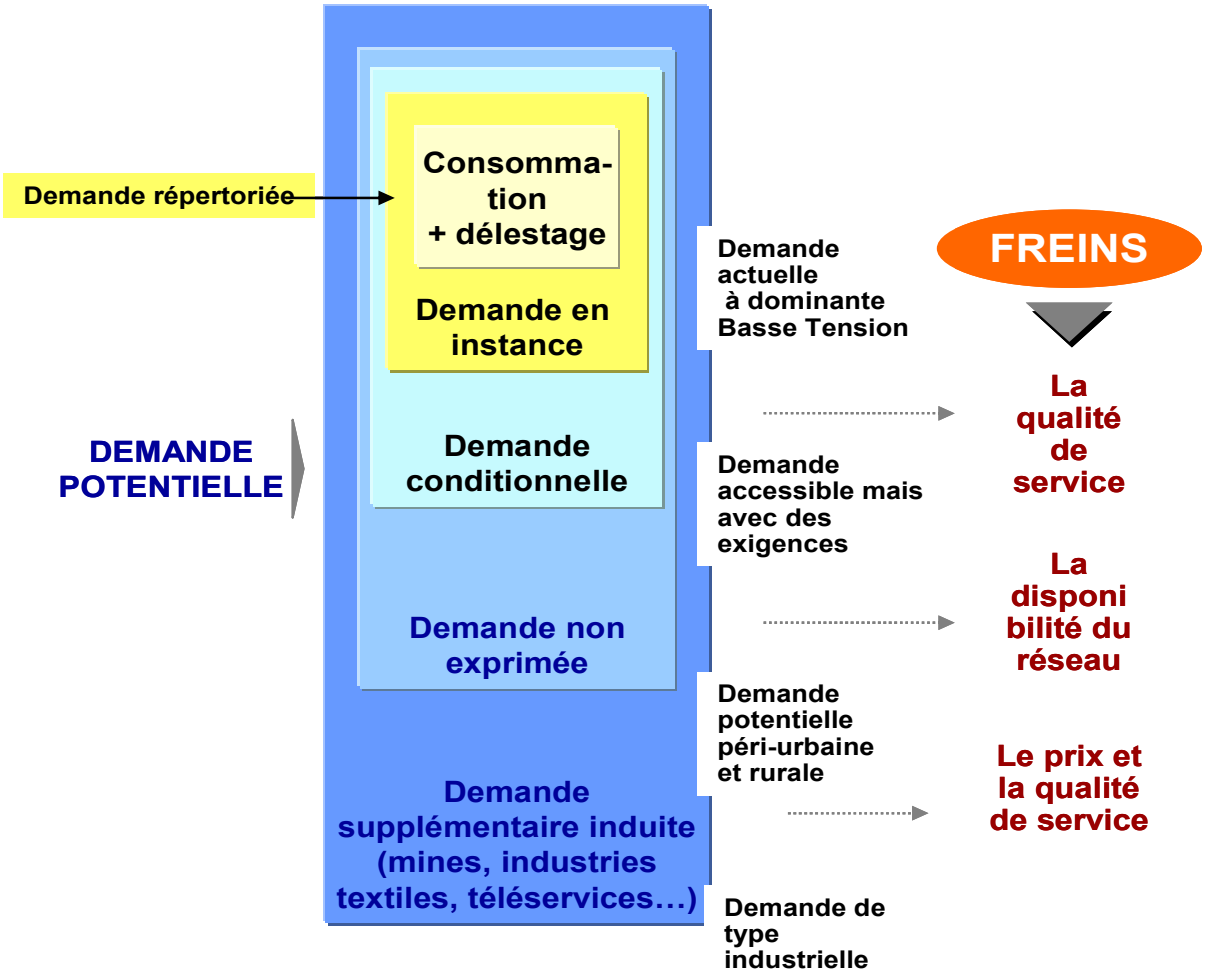
Il y'a d'autres catégories de demande conditionnelle, lesquelles ne peuvent s'exprimer que si l'offre satisfait un certain nombre de conditionnalités :

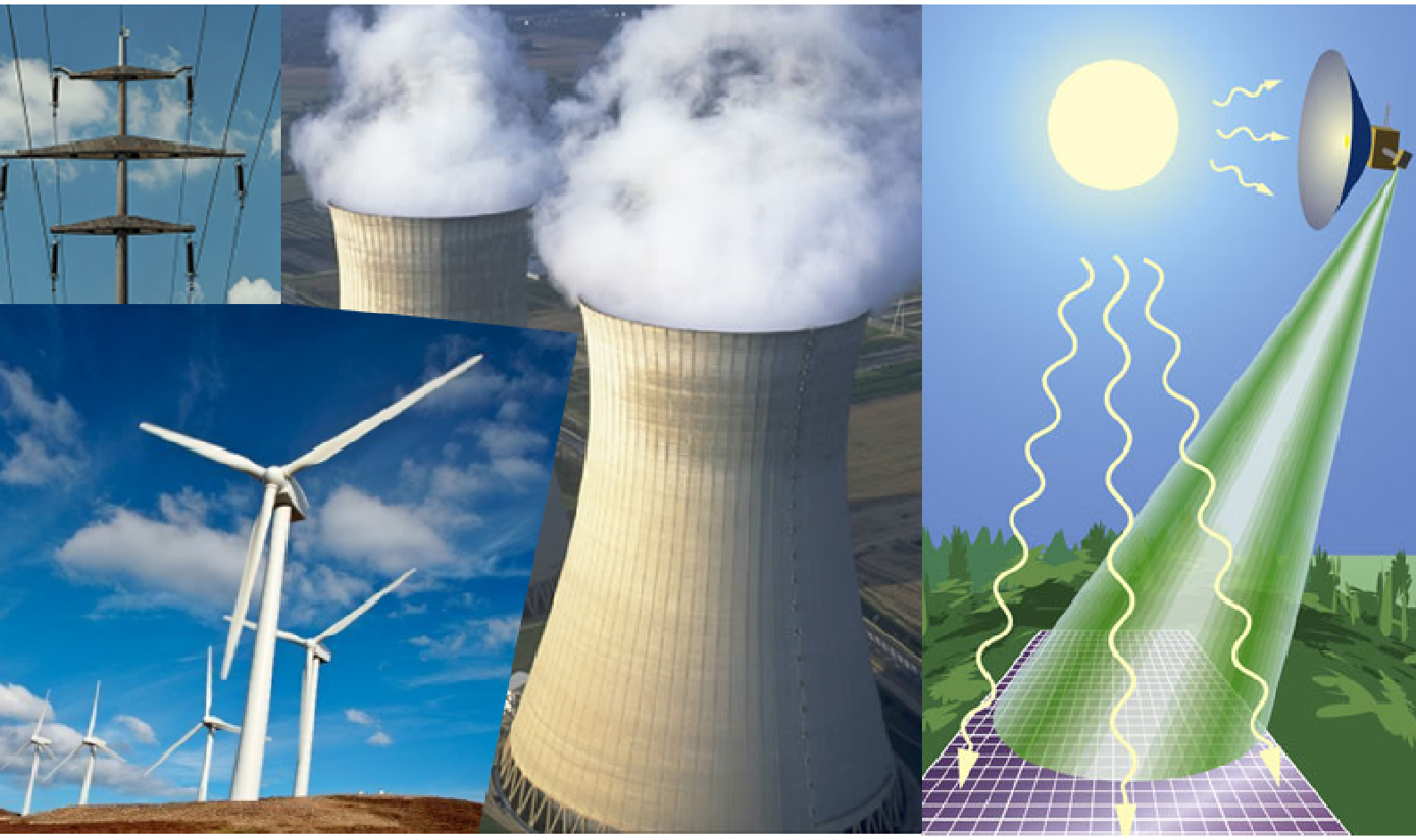
- **la demande conditionnelle** : ce sont certaines industries utilisant par exemple des appareillages très sensibles à la qualité du courant électrique. Nombre de ces industries ne peuvent venir s'installer dans les pays à la qualité de l'électricité est très variable (fréquence, chutes de tension) avec de nombreuses interruptions de service ;

- **la demande non exprimée** traduit la situation de nombreux consommateurs de quartiers périphériques qui n'ont pas accès à l'électricité du fait de la non disponibilité du réseau à proximité de leur lieu d'habitation, d'une insuffisance d'offre de raccordement ou d'un coût prohibitif du raccordement au réseau quand le réseau devient disponible. C'est en général cette demande non exprimée qui a recours à différents moyens illégaux pour accéder à l'électricité (branchements clandestins qui alimentent un trafic de vente illégale d'électricité) dans de nombreux quartiers périphériques ;

- Il y'a **enfin la demande supplémentaire induite** qui représente un niveau de demande plus exigeante et sophistiquée, qui ne viendra dans le pays que si l'offre d'électricité devient compétitive au plan du prix et respecte des critères clé de qualité de service. Ce sont les industries dont le prix payé pour leur électricité est un facteur clé de compétitivité. La garantie de la qualité et de la continuité de la fourniture sont également des exigences clé pour qu'un pays attire ce type d'investissement. Le courant électrique servi doit être de tension constante, ne connaître que des variations faibles de fréquence… Cette demande est représentée par l'investissement industriel et de service qui ne s'implante que dans les pays qui offrent une qualité de service au niveau d'exigence requis par ces investisseurs pour leur compétitivité.

Graphique 34 : Freins à la satisfaction de la demande d'énergie électrique dans l'UEMOA





PERSPECTIVES D'EVOLUTION A MOYEN/LONG TERME DE LA DEMANDE ET DE L'OFFRE D'ELECTRICITE DANS L'UEMOA

Le chapitre 2 analyse les perspectives d'évolution de la demande et de l'offre à court, moyen et long terme au sein de l'UEMOA en identifiant des solutions alternatives de développement de l'offre d'énergie électrique.

II. PERSPECTIVES D'EVOLUTION A MOYEN/LONG TERME DE LA DEMANDE ET DE L'OFFRE D'ELECTRICITE DANS L'UEMOA

L'approche méthodologique d'analyse des perspectives d'évolution du marché d'électricité dans les pays de l'UEMOA repose sur une démarche en trois étapes.

Une première étape consiste à bâtir les scénarii d'évolution de la demande représentée par la puissance de pointe (en MW) dans chaque Etat membre de l'Union, sur la base d'hypothèses de taux de croissance de la demande (faible, moyen et fort) dans les pays de l'UEMOA. Pour tenir compte de la nécessité d'aligner une offre permettant d'assurer une couverture adéquate de la demande, les hypothèses de demande ont été majorées de 25% représentant le niveau d'offre à mettre en place pour pallier aux phénomènes d'indisponibilité de groupes de production très fréquents en Afrique et en zone UEMOA du fait de l'âge avancé et de l'obsolescence desdits groupes mais aussi du fait du non respect des programmes de maintenance des unités de production. Les sociétés d'électricité dans leurs exercices de planification utilisent le critère dit N-2 ou le critère N-1, qui signifie que l'on considère le niveau de sécurité atteint, quand l'offre permet de satisfaire la demande malgré la non disponibilité du groupe de production le plus puissant du parc (critère N -1) ou des deux groupes les plus puissants (critère N–2). Prenant en compte la disparité des pratiques des différents pays, nous nous sommes accordés sur le critère médian d'une demande augmentée de 25% comme niveau de puissance à mettre en place pour assurer une sécurité suffisante de couverture de la demande tenant compte du niveau d'indisponibilité les plus élevés des parcs de production de nos pays.

La deuxième étape prend en compte l'incidence des projets d'interconnexion et de production dans les différents pays sur les perspectives d'évolution de l'offre en zone UEMOA, en termes de puissances additionnelles.

La dernière étape donne un bilan chiffré de l'offre et de la demande d'électricité et permet de déterminer le gap en termes de déficit ou d'excédent selon les périodes à court, moyen et long terme. Cette étape est importante pour déterminer les besoins à partir des écarts, faire les meilleurs choix stratégiques en termes de solutions d'offre et les traduire en projets de développement à planifier.

A. Perspectives d'évolution à moyen et long terme de la demande

Deux variables sont déterminantes dans les perspectives d'évolution à long terme de la demande d'énergie électrique. Il s'agit de la dynamique d'évolution de la clientèle et de la compétitivité de l'offre.

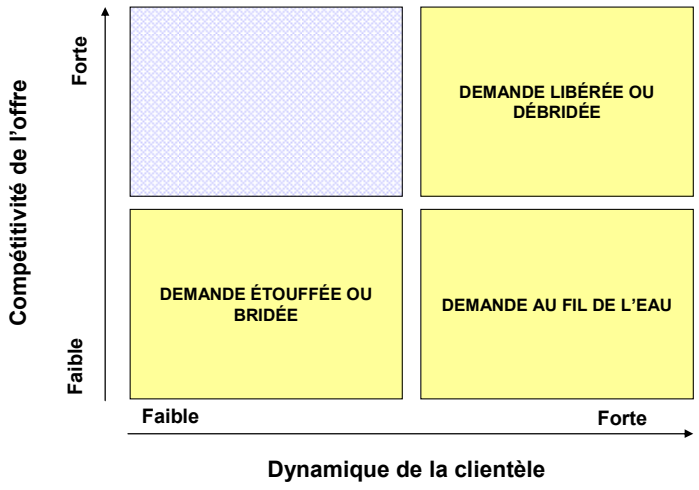
La dynamique d'évolution de la clientèle est liée à plusieurs facteurs : l'accessibilité à une offre (disponibilité du réseau, accès aux zones électrifiées), la compétitivité de l'offre (prix), sa solvabilité (disponibilité de revenus) et à la qualité de service. Selon ces cas de figure, la dynamique d'évolution peut être faible, si le nombre de clients évolue peu ou pas assez vite ainsi que les niveaux de consommation. Elle peut être forte dans le cas

d'une croissance de la clientèle stimulée par une offre accessible et compétitive et l'accès à l'électricité, facilitée par le développement des infrastructures réseau et des politiques de raccordement économiques.

La compétitivité de l'offre est caractérisée par le niveau des coûts de production d'électricité (bas ou élevés), coûts liés à la source primaire d'énergie utilisée et aux performances en production. Elle est aussi dépendante de la qualité des réseaux (infrastructures de transport et de distribution) et la qualité de leur entretien. La compétitivité de l'offre est aujourd'hui faible du fait de l'utilisation d'un parc à dominante thermique à base de pétrole. Elle peut être forte si des choix de sources primaires moins coûteuses arrivent à se mettre en œuvre (charbon ou gaz, hydroélectricité, nucléaire …).

Le croisement de ces deux variables définit trois scénarii envisageables de développement de la demande à l'horizon 2030 :

- **Scénario 1 :** « La demande étouffée ou bridée »
- **Scénario 2 :** « La demande au fil de l'eau »
- **Scénario 3 :** « La demande libérée ou débridée »



Scénario 1 : « La demande étouffée ou bridée »

Ce scénario caractérise une demande doublement handicapée par un prix élevé et un accès rendu difficile par une faible couverture du réseau et un service de mauvaise qualité.

Ce scénario associe une dynamique d'évolution faible de la clientèle et une offre d'électricité peu compétitive. Il caractérise une demande faible parce que handicapée d'abord par le prix élevé de l'électricité, mais aussi du fait des obstacles importants à l'accès au service de l'électricité même pour des segments de clientèle pouvant payer : couverture faible des réseaux de distribution, difficultés des sociétés d'électricité à honorer les demandes de raccordement, qualité de service insuffisant handicapant l'accès, surcharges de postes, niveau de tension défaillant…

Cette situation correspond à la fois à un parc de production vétuste et insuffisant, un réseau de distribution défectueux générant des pertes techniques élevées et une mauvaise qualité de service aux clients.

Ce scénario traduit bien la situation actuelle de la majorité des pays de l'UEMOA qui souffrent de délestages sévères dus à une production insuffisante, d'un réseau vétuste surchargé et mal entretenu générant des pertes élevées et de moyens faibles pour répondre aux demandes d'extension des réseaux et de raccordements des clients.

Il caractérise un cercle vicieux né des longues pauses d'investissement public et de l'absence d'investissements privés dans le secteur de l'électricité, l'obsolescence des infrastructures de production, un prix élevé de l'électricité, une mauvaise qualité de service et un accès difficile. La demande d'énergie est essentiellement de type basse tension.

Les perspectives de croissance de la demande dans ce scénario, restent modestes et conformes aux taux actuels constatés avoisinant une croissance de 7% en moyenne par an. La demande de puissance de pointe, majorée de 25% (sécurité), passe de **1 594 MW** en 2008 à **11 235 MW** en 2030, soit le quadruple de la puissance actuelle en 22 ans.

Scénario 2 : « La demande au fil de l'eau »

Ce scénario correspond à une amélioration sensible de la dynamique d'évolution de la clientèle soutenue par une offre d'électricité disponible et de meilleure qualité mais restant peu compétitive.

La demande s'ajuste à une offre mieux organisée, de meilleure qualité mais confrontée à un coût élevé, elle reste à forte dominante urbaine et de type basse tension.

Ce scénario caractérise un secteur mieux organisé et équilibré, caractérisé par une offre satisfaisante, qui s'est corrigée des aspérités des délestages réguliers pour insuffisance de production, a amélioré les performances du réseau, réduit les pertes et amélioré sa qualité de service. Les sociétés d'électricité sont en mesure de répondre aux demandes de raccordement des clients. Elles se redressent et arrivent à réduire fortement les pertes et à équilibrer leurs comptes. Elles font face à leurs engagements contractuels vis-à-vis des clients et des tiers. Les flux d'échanges s'améliorent avec le développement des interconnexions et la solvabilité des sociétés d'électricité. Les échanges se font plutôt sur la base d'accords bilatéraux d'échanges. On n'en est pas en effet encore à une mutualisation véritable des ressources à l'échelle régionale ni à un développement des échanges en énergie électrique basés sur un système électrique parfaitement interconnecté et un marché d'échanges intégré.

Le coût de l'électricité reste élevé et ne permet pas d'inverser la situation de faible compétitivité des facteurs dans le pays. Dans un tel contexte, les politiques d'électrification rurale basées sur l'extension des réseaux restent peu efficaces. L'offre arrive en effet à des coûts trop élevés ne permettant pas de rencontrer une demande suffisamment solvable en milieu rural et dans les zones périurbaines. Les seules solutions sont celles associant des solutions d'énergie renouvelables (comme par exemple un raccordement associant l'accès au réseau à un dispositif d'équipement solaire photovoltaïque permettant de disposer de réduire le coût de l'électricité pour le ménage rural.

Ce scénario est baptisé « demande au fil de l'eau » car l'offre est disponible, la qualité de service améliorée, mais le prix élevé du kWh bride la croissance de la demande. L'ajustement à une offre mieux organisée, de meilleure qualité se fait à coût élevé par une demande essentiellement de basse tension urbaine ; la demande rurale étant contrainte par un coût élevé du kWh peu accessible aux populations rurales et périurbaines pauvres. L'électricité est disponible pour ceux qui peuvent la payer.

Les perspectives de croissance de la demande sont donc moyennes d'ici 2030, avec un taux de croissance qui avoisine les 11% en moyenne globale par an sur toute la période. Dans ce scénario, il faut distinguer deux phases de croissance de la demande.

Une première phase qui va de 2008 à 2015 au cours de laquelle : la croissance de la demande reste moyenne (8,7% en moyenne par an). Cette période voit l'amélioration de la situation des sociétés d'électricité, l'amélioration de leur offre avec la réalisation des projets de la phase d'urgence.

Cela met sur orbite les autres projets nationaux et surtout les projets régionaux (OMVS) restées dans le pipeline. Leur réalisation permet à partir de 2015 de créer les conditions d'offre favorable permettant d'accélérer la demande qui atteint (11,9% en moyenne par an) du fait de la disponibilité de l'offre avec la réception des projets nouveaux et des réhabilitations de groupes et de réseaux.

La demande de puissance de pointe de l'UEMOA de **2 624 MW** en 2008 passe à **25 314 MW** en 2030 (facteur multiplicatif de 11).

Scénario 3 : « La demande libérée ou débridée »

Une offre compétitive et de qualité émerge de la mutualisation des ressources régionales et satisfait de façon compétitive la demande dans les différents pays et pour la plupart des segments de consommateurs, à travers un marché régional intégré d'échanges d'énergie électrique (EEEOA).

Ce scénario caractérise une forte dynamique d'évolution de la clientèle, adossée à une offre d'électricité véritablement compétitive.

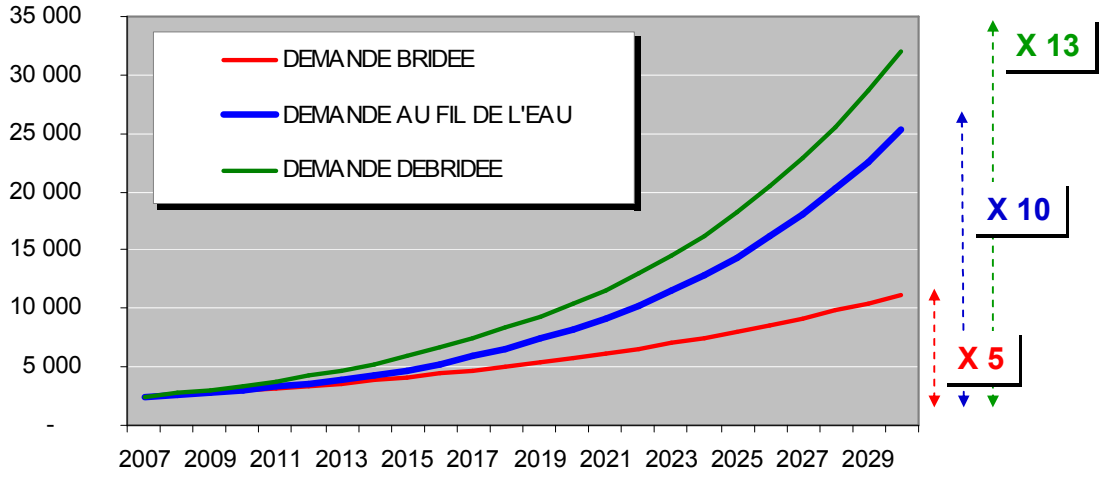
Il traduit une offre disponible à des coûts compétitifs résultant d'une mutualisation des ressources dans le cadre d'un système régional d'échanges d'électricité. Les interconnexions reliant tous les pays d'Afrique de l'Ouest sont en place. Le marché régional de l'électricité en devient attractif et attire l'investissement privé notamment dans les projets de production. Les réformes améliorent la gestion et les performances des sociétés d'électricité qui deviennent solvables et crédibles. Elles sont également engagées dans divers types partenariats publics – privés. L'accès à l'électricité se développe, améliore le cadre de vie, permet la valorisation des productions dans les zones rurales notamment et contribue à la création de revenus. L'offre d'électricité améliore la compétitivité des pays, permet d'attirer les investissements. Elle devient ainsi un levier du développement économique et social (développement des industries et de l'emploi), et accompagne notamment l'émergence de pôles de compétitivité décentralisés attirant des investisseurs et un large tissu de PME-PMI, fondant ainsi des grappes d'activité.

L'électrification rurale se développe rapidement par la dérivation des lignes d'interconnexion et la génération compétitive d'électricité sur site. La réussite des

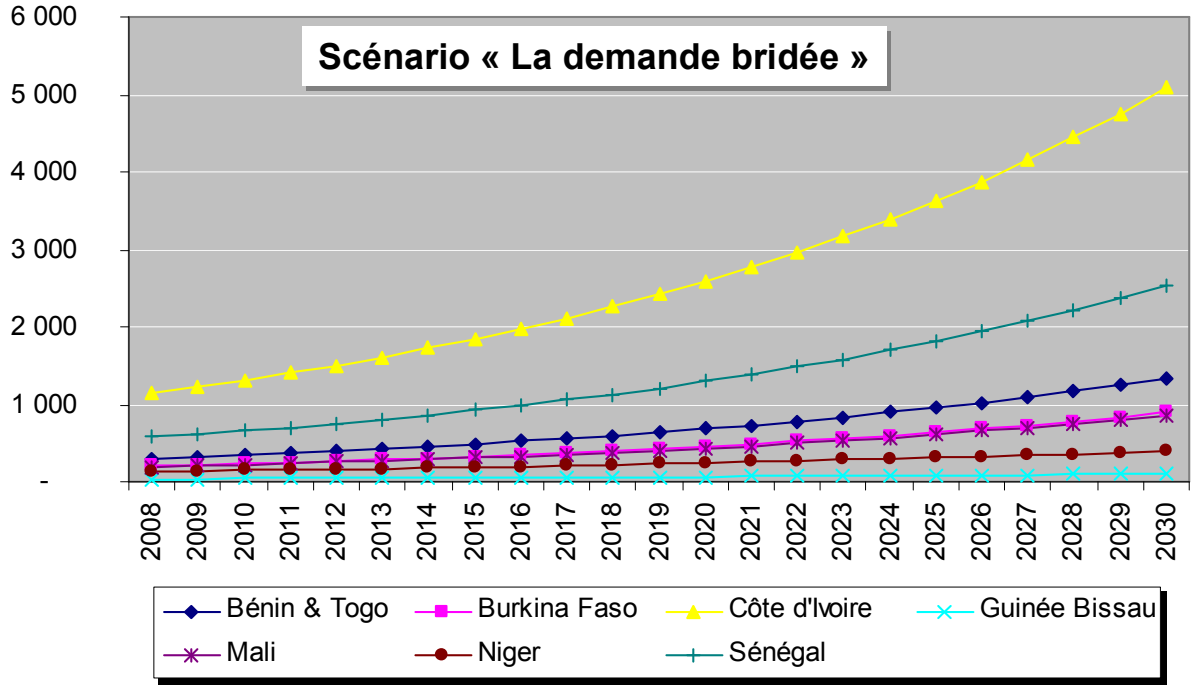
politiques de maîtrise énergétique et de développement des énergies renouvelables conduit à l'amélioration substantielle du profil énergétique de l'UEMOA.

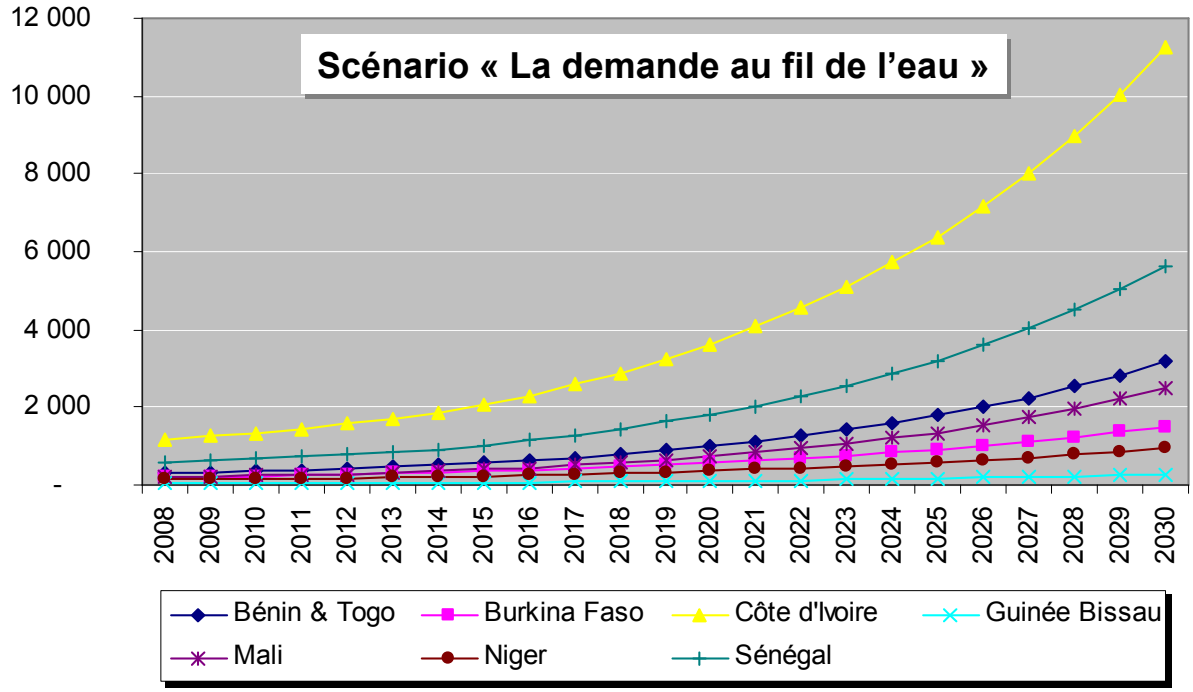
La demande est alors « libérée », « débridée ». La demande de puissance de pointe de l'UEMOA atteint un niveau record de **32 047 MW** en 2030 soit **12 fois** plus qu'en 2008 **(2 713 MW).**

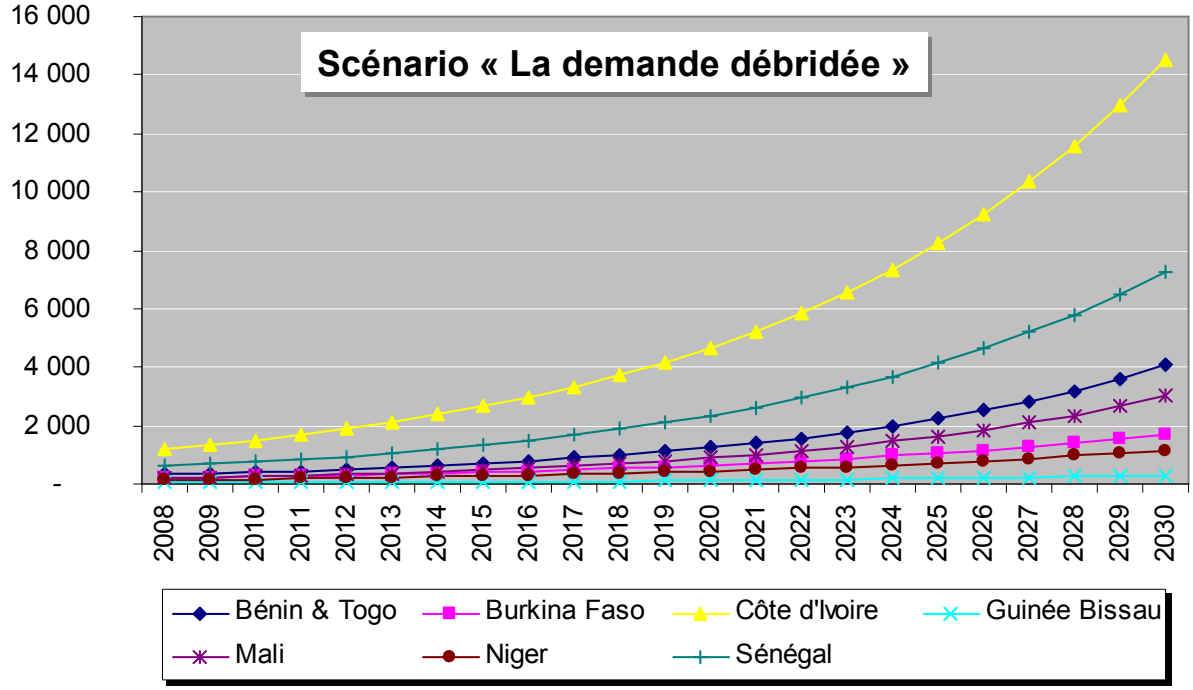
Graphique 35 : Évolution de la demande d'énergie électrique dans l'UEMOA selon les trois scénarios (en MW)



Graphique 36 : Évolutions de la demande d'énergie électrique dans l'UEMOA décomposée par pays et par scénario (en MW)




Scénario « La demande au fil de l'eau »
12 000
10 000
8 000
6 000
4 000
2 000
-
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
2021
2022
2023
2024
2025
2026
2027
2028
2029
2030
Bénin & Togo
Burkina Faso
Côte d'Ivoire
Guinée Bissau
Mali
Niger
Sénégal


Scénario « La demande débridée »
16 000
14 000
12 000
10 000
8 000
6 000
4 000
2 000
-
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
2021
2022
2023
2024
2025
2026
2027
2028
2029
2030
Bénin & Togo
Burkina Faso
Côte d'Ivoire
Guinée Bissau
Mali
Niger
Sénégal

B. Projets de développement de l'offre et adéquation offre / demande

Les Autorités des Etats membres de l'UEMOA, très préoccupées par la situation énergétique des pays, ont initié différents projets à l'échelle des pays et dans le cadre de projets régionaux, pour faire face aux déficits actuels et prévisionnels d'électricité.

L'on compte 104 projets de production prévus d'ici 2030, valorisant le potentiel en sources d'énergie primaires localisées dans la zone. Cette dynamique de projets s'inscrit dans le cadre régional du West African Power Pool (WAPP) qui fédère les projets nationaux, ceux portés par des organisations inter Etats de gestion de bassins versants de fleuve comme l'OMVS et OMVG), ceux initiés directement par le WAPP ou dans le cadre de l'élaboration de la présente stratégie de développement du secteur de l'électricité dans l'UEMOA.

De ces 104 projets, 47 sont prévus d'ici 2012, 50 entre 2013 et 2020 et 7 entre 2021 et 2030.

Le respect de l'agenda prévu pour la réalisation ces projets permet d'augmenter les capacités installées de **2 223,8 MW** dès 2012, de **3 497,13 MW** entre 2013 et 2020 et seulement **331,8 MW** entre 2021 et 2030 ; soit un total de **6 052,43 MW** d'ici 2030.

L'agenda de projets montre que ces projets initiés par les pays permettent une prise en charge effective du renforcement de l'offre d'électricité d'ici 2020 mais pas au-delà. En effet, très peu de projets sont initiés au-delà de 2020 pour prendre en charge l'offre à long terme (2020-2030).

La mise en œuvre de ces projets permet de multiplier le parc actuel par 3,3 d'ici 2030, en tenant compte du déclassement des unités de production dont la durée de vie a expiré. De 2 390 MW en 2008, la puissance installée passe à 4 340 MW en 2012, 7 744 MW en 2020 et 7 945 MW en 2030.

Graphique 37 : Répartition des projets d'électricité prévus par pays d'ici 2030

Pays	2008-2012	2013-2020	2021-2030	Total
Bénin & Togo	11	15	6	**32**
Burkina Faso	4	3		**7**
Côte d'Ivoire	5	7		**12**
Guinée Bissau	1	4		**5**
Mali	8	10	1	**19**
Niger	3	2		**5**
Sénégal	15	9		**24**
TOTAL	**47**	**50**	**7**	**104**

Si l'on met de coté les projets de petite taille à caractère local, la répartition de cette offre dans les différents pays qui la portent ou en bénéficient (projets régionaux) est en cohérence avec la taille des systèmes électriques des différents pays et leur degré d'intégration dans les projets d'interconnexion.

Graphique 38 : Offre additionnelle par période (en MW)

	2008-2012	2013-2020	2021-2030	Total
Bénin & Togo	393	511,5	126,8	**1 031**
Burkina Faso	144	300		**444**
Côte d'Ivoire	650	1 254		**1 904**
Guinée Bissau	15	37,4		**52**
Mali	270	542,97	205	**1 018**
Niger	93	325		**418**
Sénégal	659,5	526,26		**1 185**
Total UEMOA	**2 223,5**	**3 497,13**	**331,8**	**6 052,43**

NOTA BENE : La liste des projets prévus par pays se trouve en annexe.

Parallèlement au programme de développement de l'offre d'électricité par l'installation de nouvelles capacités et le renforcement du parc de production existant, le déclassement des vieux groupes thermiques frappés d'obsolescence doit être nécessairement programmé.

Cette partie du parc de production frappée de vétusté détériore les performances du système électrique (pertes élevées, consommations spécifiques et des auxiliaires élevées). Seul un peu plus du tiers du parc installé (36% pour toutes sources d'énergie confondues) a moins de 10 ans, ce qui correspond à une capacité de 767 MW. 17% du parc installé a entre 10 et 20 ans d'âge, soit 363 MW.

Près de la moitié du parc a donc plus de 20 ans d'âge avec notamment 30% du parc entre 21 et 30 ans d'âge, 12% entre 31 et 40 ans et 5% de plus de 50 ans.

Au regard de l'âge du parc de production, thermique notamment, 60 MW doivent être déclassés en 2012, 93 MW en 2020, 131 MW en 2030 et 126 MW en 2040. Ce qui correspond à un total de 410 MW à déclasser d'ici 2030, soit 19% du parc installé actuel.

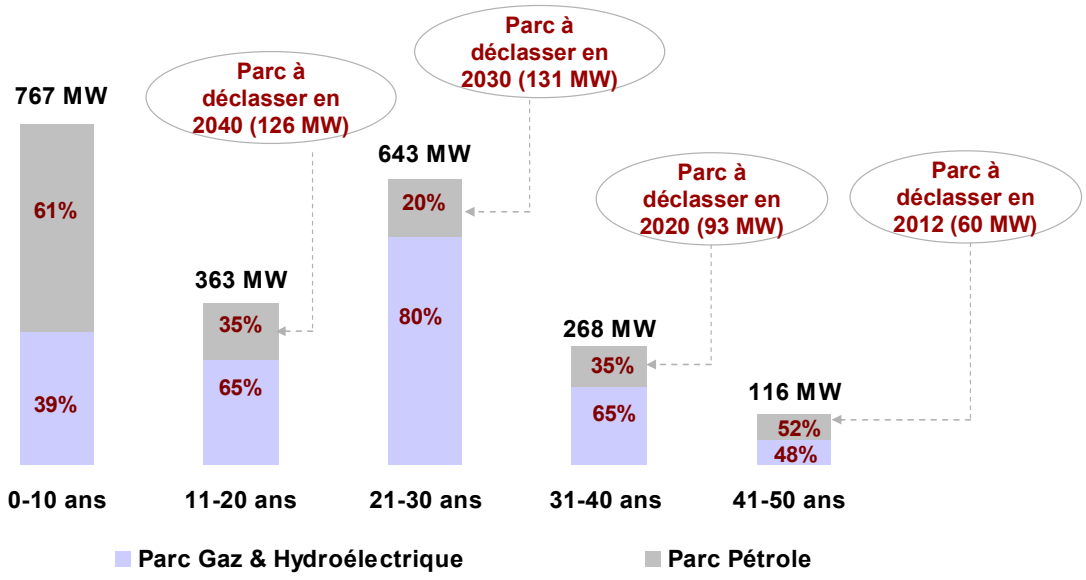
Il reste cependant que l'âge en Afrique apparaît bien trompeur, car les conditions d'exploitation des groupes en Afrique ne respectent guère les plannings de maintenance programmée. Il est légion de voir des groupes aller au-delà de la durée de vie de leurs pièces de rechange clé et fonctionner jusqu'à l'avarie grave et l'arrêt obligé.

Ces pratiques courantes réduisent la durée de vie des groupes et nombre d'entre eux sont au bout de quelques années de fonctionnement loin de leur puissance nominale affichée.

Les centrales hydroélectriques connaissent des problèmes similaires mais cependant moins aigues.

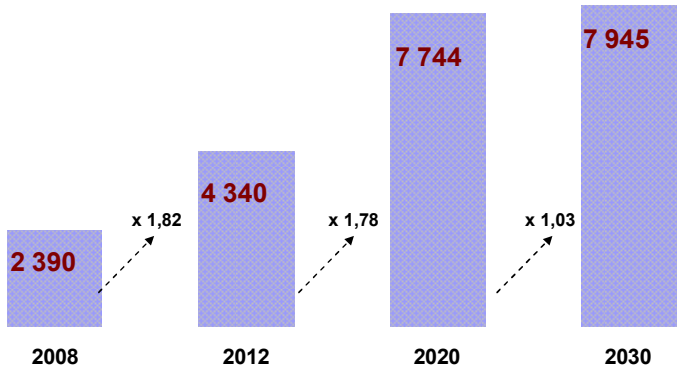
Le graphique 39 décline des objectifs à prévoir de déclassement des groupes.

Graphique 39 : Pyramide des âges du parc électrique de l'UEMOA et programme de déclassement



Leur prise en compte permet de dresser le profil suivant de l'offre.

Graphique 40 : Evolution de l'offre 2008-2030 de l'offre (*) d'électricité dans l'UEMOA (en MW)



(*) avec déclassement du parc de pétrole entre 2008-2030

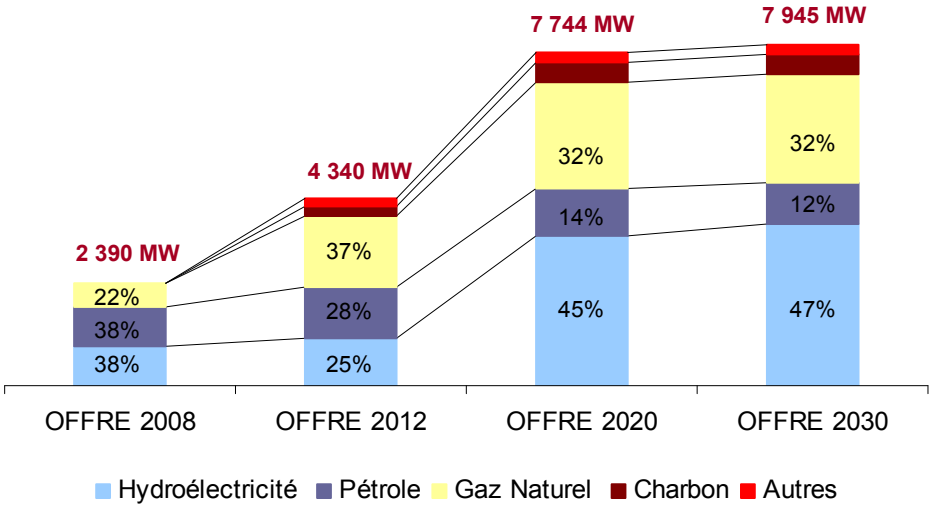
Il est très important de noter que la réalisation des projets d'augmentation de capacités de production dans l'UEMOA s'accompagnera en même temps d'une évolution du parc de production actuellement dépendant des combustibles pétroliers.

La décomposition de l'offre induite par la réalisation des projets d'ici 2020 démontre de façon éclatante cette évolution vertueuse du parc de production de l'UEMOA vers une ressource durable, l'hydroélectricité, qui représentera en 2030 près de 50% de l'énergie prévue par les pays ou à l'échelle régionale. Cette évaluation ne prend pas en compte le développement de la petite et moyenne hydroélectricité (barrages de petite taille) dont

l'encouragement permettra d'apporter des solutions locales de génération d'électricité compétitives et durables.

Le second constat est la claire substitution du parc thermique à base de produits pétroliers par des turbines à gaz et ce dès 2012. La production d'électricité partir de gaz se substituera au parc thermique pétrolier dont la stagnation puis le dépérissement commencera dès 2012. En 2030, il ne restera de ce parc thermique, que les projets de centrales thermiques récemment installées dans les pays de l'UEMOA, Sénégal, Mali, Burkina Faso notamment.

Graphique 41 : Évolution et décomposition de l'offre (*) dans l'UEMOA jusqu'en 2030 (en MW)



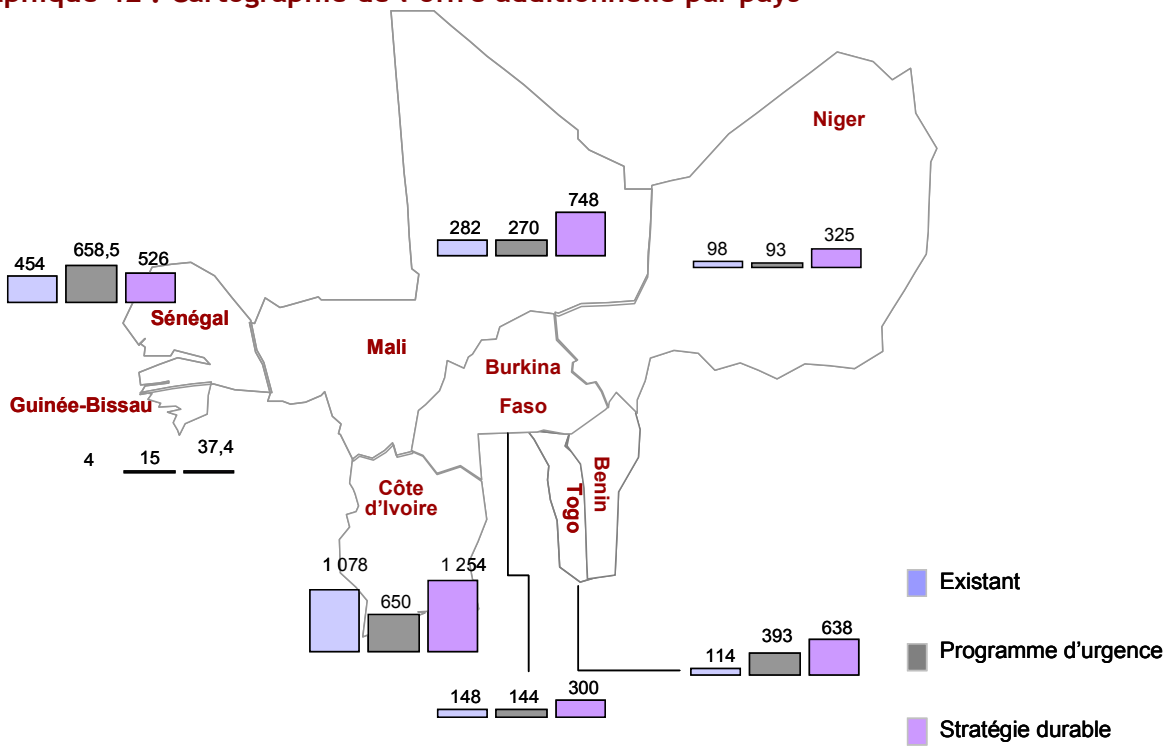
(*) avec déclassement du parc de pétrole entre 2008-2030

Le programme du WAPP, notamment le projet de mise en place d'une turbine à gaz de grande puissance +400 MW à Maria Gléta impactera positivement l'offre dans les pays UEMOA de la zone B : le Togo et le Bénin de façon immédiate, le Burkina Faso et le Niger avec l'interconnexion de la dorsale nord Nigéria – Niger – Burkina Faso – Bénin.

L'interconnexion entre Bobo Dioulasso et Sikasso qui assurera la liaison entre les zones B et A du WAPP permettra aux de la zone A d'accéder à l'énergie produite par le projet Maria Gléta, conçu comme un projet de Zone Franche Energétique et de libre-échange.

La répartition de l'offre issue de la mise en œuvre des projets sur la période d'urgence (d'ici à 2012) et sur un horizon de plus long terme (jusqu'à 2030) donne les configurations suivantes par pays :

Graphique 42 : Cartographie de l'offre additionnelle par pays



Les graphiques qui suivent donnent un aperçu clair de l'état des déficits sur trois périodes (2008-2012, 2013-2020, 2021-2030) selon les hypothèses de demande faible, moyenne et forte.

A chacune de ces périodes, l'on doit faire face de façon concrète à des besoins spécifiques :

- **La période 2008 - 2012** est dite « phase d'urgence » et correspond à une période critique dont l'objectif majeur est surtout de sortir de la crise actuelle d'insuffisance de production et de délestages récurrents ;

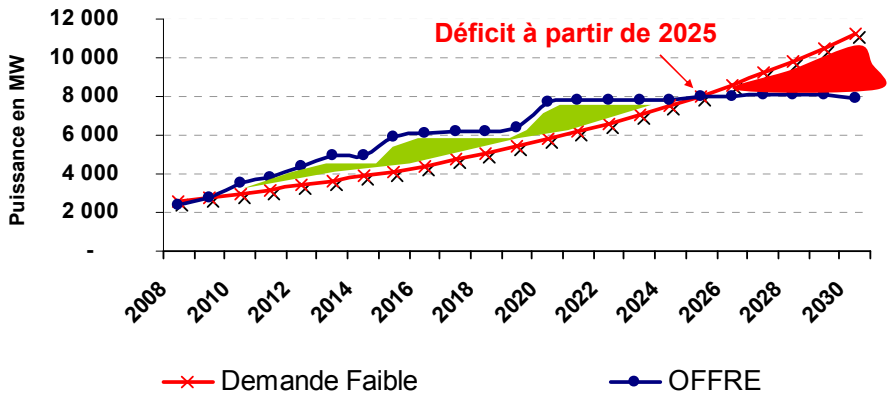
- **La période 2012 - 2020**, est celle des investissements à réaliser non seulement pour continuer à satisfaire la demande, mais pour transformer de façon décisive le système électrique régional grâce à la diversification du parc de production et au développement des projets d'interconnexion qui changeront radicalement le système électrique régional, au plan de la compétitivité grâce à des coûts plus bas, au plan de l'accès avec le développement de l'électrification rurale et peri-urbaine et des prix plus accessibles, au plan de l'organisation du secteur avec un marché régional d'échanges d'énergie électrique interconnecté , se substituant à des offres nationales chères des pays isolés entre eux avec un niveau d'échanges d' énergie faible et peu de fiabilité. Comme nous l'avons vu, le niveau de couverture de l'offre représentée par les projets répertoriés dépendra de l'intensité de la demande. Une demande forte et débridée, dopée par l'abaissement des prix et l'amélioration de l'accès et de la qualité de fourniture, ne sera couverte que jusqu'à 2015. Une demande moyenne, correspondant en gros aux prévisions de croissance des sociétés d'électricité, permettra une couverture jusqu'en 2018. Une demande atone et faible sera couverte jusqu'en 2025. Cette dernière hypothèse étant peu probable, car la demande a dans

tous les cas de figure toujours « répondue » positivement à toutes les améliorations de la disponibilité et de l'accès.

- **La phase de développement à long terme qui va au-delà de 2020**, pour laquelle peu de projets sont prévus. Cette phase n'est pas aujourd'hui prise en charge en termes d'offre et la présente démarche de planification stratégique doit mettre en place des projets de long terme pour donner des solutions durables et pérennes permettant de satisfaire la demande à cet horizon.

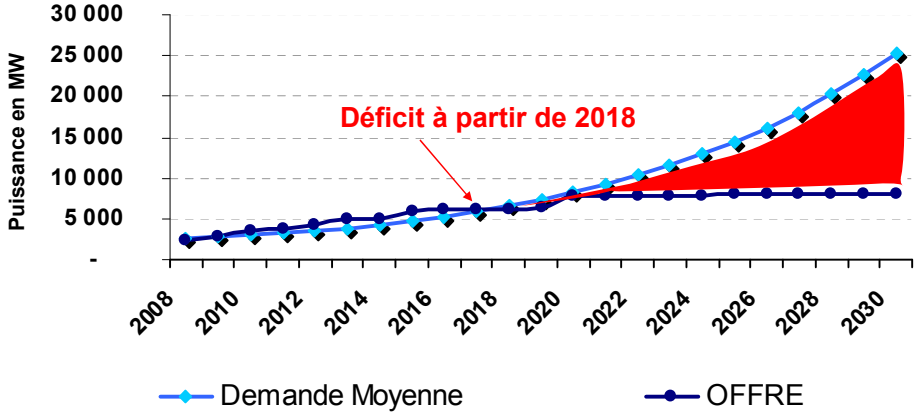
Scénario de « demande étouffée ou bridée »

L'offre représentée par la réalisation à date des projets permettrait de bien couvrir la demande et ce jusqu'en l'an **2025**. Dans ce cas la perpétuation d'une situation de crise économique, doublée de tarifs d'électricité élevés et de conditions d'accès plus difficiles à l'électricité pour les ménages, constituerait le principal frein à une expression correcte de la demande. La demande serait donc « étouffée » par des conditions d'exploitation difficiles expliquant un ajustement à un niveau élevé des prix de l'électricité qui permet aux sociétés d'électricité de retrouver une situation financière acceptable, leur permettant de satisfaire leurs engagements dans le cadre de la mise en œuvre des projets de renforcement de l'offre.



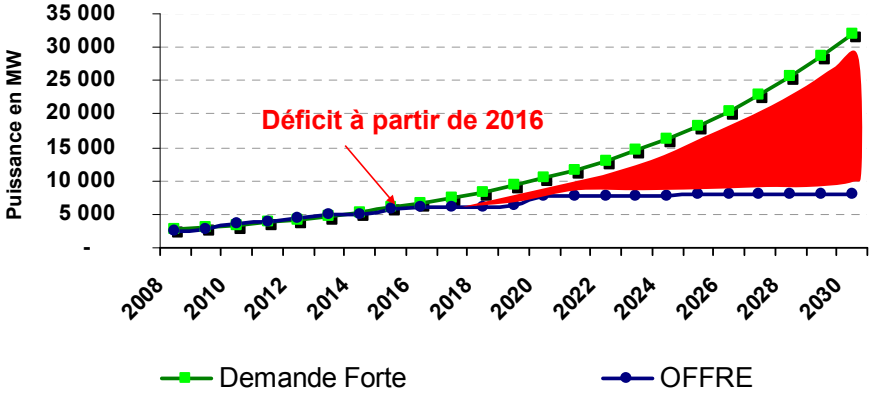
Scénario de « demande au fil de l'eau »

Les quelques 104 projets répertoriés au niveau des pays, des coalitions d'Etat et au plan régional ne suffiraient donc pas dans le cas d'une demande s'exprimant librement et sans contrainte aucune, dans des conditions favorables d'offre. L'offre n'est pas en crise et arrive à satisfaire le niveau de demande dite « au fil de l'eau » et ce au moins jusqu'en **2018**.



Scénario de « demande libérée ou débridée »

Face à cette demande forte et non contrainte, l'offre représentée par la somme des projets actuellement répertoriés dans les pays et au plan régional (organisations interétatiques et WAPP), ne permettra de couvrir la demande que jusqu'en **2016**. Au-delà, l'on retournerait à une situation de déficit même dans le cas de mise en œuvre soutenue et à date des projets.



Une analyse d'adéquation montre que l'offre prévue et répertoriée ne permet pas de satisfaire de façon adéquate la demande à court terme (2008 - 2010) mais surtout elle ne permet pas de prendre en charge la demande dans un horizon de long terme (2020 - 2030).

Dans le très court terme, des situations de déficit pourraient perdurer jusqu'en 2010 en dépit de la mise en œuvre des projets répertoriés pour la phase d'urgence. En fait, avant 2010 (2008 et 2009), peu de projets arrivent à une maturité suffisante pour renforcer effectivement l'offre et éviter le déficit. Pour ces échéances, les seules solutions accessibles pour augmenter la production d'électricité sont la réparation de groupes en panne, le recouvrement de puissances de groupes frappés d'obsolescence, la sécurisation et une plus grande fiabilisation de groupes en fonctionnement, comme les réparations des pannes d'auxiliaires.

Cela démontre que dans le court terme, l'enjeu clé est bien la réalisation à date des projets. C'est ce qui justifie la mise en place d'une structure entièrement dédiée à la gouvernance et au management des projets du programme d'urgence dans un premier temps, et à terme, à l'ensemble des initiatives de la stratégie de développement durable.

Ensuite, les évolutions comparées de l'offre et de la demande montrent que les projections d'offre permettront de couvrir la demande de 2012, quelque soit le scénario de croissance de la demande retenu. Globalement, les projets répertoriés dans le cadre du programme d'urgence permettront de combler le déficit à partir de 2010 s'ils sont réalisés à date.

Au-delà de 2012, le niveau de couverture de la demande par l'offre variera selon la vigueur de la demande :

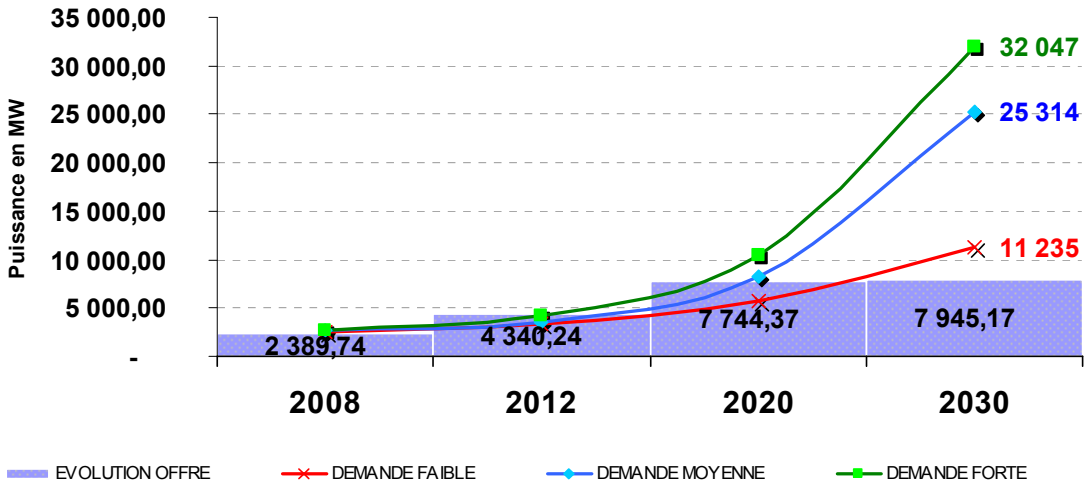
- dans le scénario de « demande libérée ou débridée » caractéristique d'un niveau élevé de la demande et d'une offre compétitive, l'offre, représentée par la somme des projets actuellement répertoriés dans les pays et au plan régional (organisations interétatiques et WAPP), ne permettra de couvrir la demande que jusqu'en 2016. Au-delà, l'on retournerait à une situation de déficit malgré la mise en œuvre des projets ;

- pour le scénario de « demande au fil de l'eau », l'échéance de rupture de la couverture de la demande par l'offre n'interviendra qu'au-delà de 2018 ;

- par contre dans le scénario d'une « demande étouffée ou bridée », une non couverture de la demande ne surviendrait qu'après 2025.

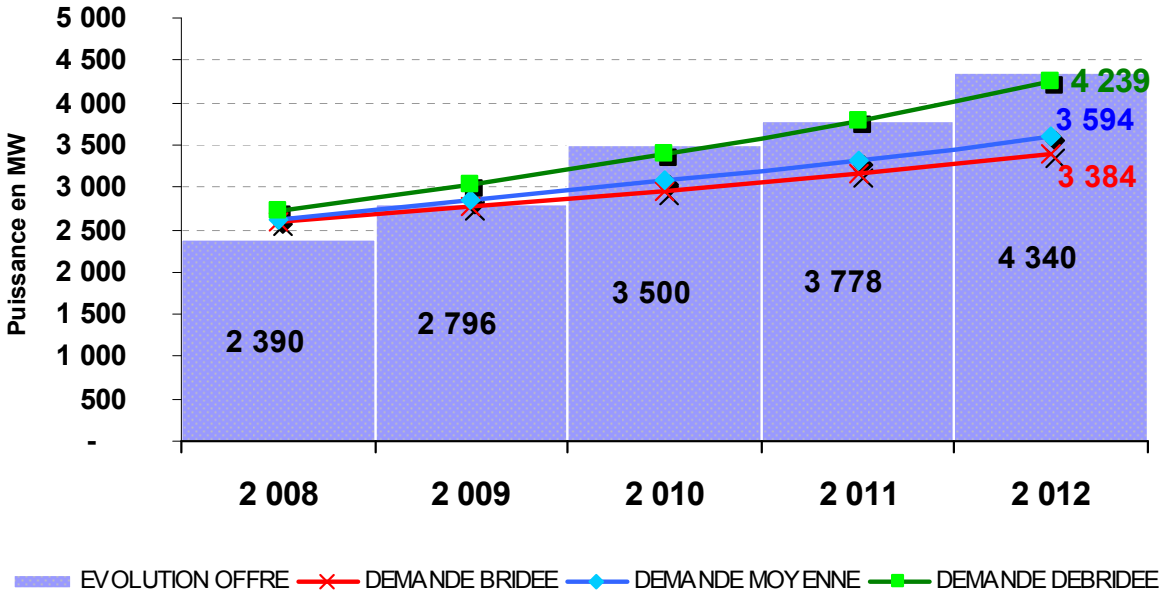
Les schémas qui suivent donnent une illustration graphique de ces analyses.

Graphique 43 : Evolution comparée 2008 - 2030 de l'offre (*) et de la demande dans l'UEMOA (en MW)



(*) avec déclassement du parc de pétrole entre 2008-2030

Graphique 44 : Evolution de l'offre (*) et de la demande dans l'UEMOA entre 2008 - 2012 (en MW)



(*) avec déclassement du parc de pétrole entre 2008-2030

Graphique 45 : Détail de l'évolution et de l'offre (*) et de la demande, et gap offre - demande (en MW)

Phase d'urgence 2008 - 2012

	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012
Demande faible	2 594	2 772	2 963	3 167	3 384
Demande moyenne	2 624	2 839	3 071	3 322	3 594
Demande forte	2 713	3 033	3 391	3 791	4 239
Évolution de l'offre	2 390	2 796	3 500	3 778	4 340
Gap offre - demande Faible	- 205	23	537	611	956
Gap offre - demande Moyenne	- 234	- 43	429	456	746
Gap offre - demande Forte	- 324	- 237	109	- 13	102

Phase d'investissements et de transformation 2012 - 2020

	2 012	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020
Demande faible	164	173	181	190	4 416	4 720	5 045	5 393	5 764
Demande moyenne	181	193	207	227	5 259	5 881	6 576	7 355	8 226
Demande forte	207	228	251	276	6 630	7 416	8 296	9 281	10 383
Évolution de l'offre	191	191	191	516	6 096	6 146	6 161	6 338	7 744
Gap offre - demande Faible	26	18	10	326	1 679	1 425	1 115	945	1 980
Gap offre - demande Moyenne	10	- 2	- 16	288	836	265	- 416	- 1 017	- 482
Gap offre - demande Forte	- 17	- 37	- 60	240	- 534	- 1 270	- 2 135	- 2 943	- 2 639

Phase de développement durable (long terme) 2020 – 2030 et au delà

	2 021	2 022	2 023	2 024	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029	2 030
Demande faible	6 162	6 587	7 041	7 526	8 046	8 601	9 195	9 830	10 509	11 235
Demande moyenne	9 201	10 293	11 515	12 884	14 416	16 132	18 053	20 205	22 615	25 314
Demande forte	11 618	13 001	14 549	16 282	18 224	20 399	22 835	25 564	28 621	32 047
Évolution de l'offre	7 826	7 826	7 826	7 841	8 046	8 046	8 075	8 075	8 075	7 945
Gap offre - demande Faible	1 665	1 240	786	314	-0	-556	- 1 120	- 1 755	- 2 434	- 3 290
Gap offre - demande Moyenne	- 1 375	- 2 467	- 3 689	- 5 043	- 6 370	- 8 086	- 9 978	- 12 130	- 14 540	- 17 369
Gap offre - demande Forte	- 3 792	- 5 174	- 6 722	- 8 442	- 10 179	- 12 353	- 14 761	- 17 490	- 20 547	- 24 102

Offre déficitaire **Offre excédentaire**

* : *l'offre sur ces graphiques représente l'offre répertoriée comprenant les 104 projets portés à l'échelle des différents pays de l'UEMOA, d'organisations interétatiques (type OMVS, OMVG, CEB), du WAPP (programme d'urgence)*

A ce stade de l'analyse, la question qui se pose est de savoir ce qui se passerait si les projets majeurs prévus ne se réalisaient pas à la date voulue, du fait d'un retard de financement.

La situation de déficit sera fortement aggravée par tout retard de réalisation des projets aux dates prévues. Un retard dans la mise en œuvre des projets fera perdurer la situation d'insuffisance de production et de délestages fréquents, face à une demande qui ne fera que s'apprécier face aux différentes perspectives d'amélioration de l'offre.

L'analyse des causes de retard de projets montre qu'elles sont multiples : il y'a les retards dans le déblocage de financements acquis (conditionnalités de réforme non remplies, retard de paiement et arriérés vis-à-vis de fournisseurs et de bailleurs de fonds, retard des institutions bailleurs de fonds à délivrer des avis de non objection….) ; il y'a de retards et défaillances techniques propres à la mise en œuvre des projets.

D'autres causes plus structurelles entrent en ligne de compte dans les retards des projets d'électricité en Afrique : la lourdeur des investissements à mobiliser, la complexité des montages financiers, la faiblesse des ressources humaines pour la gestion de projets de grande complexité, les difficultés des Etats à faire face à l'autofinancement de leur quote-part dans le financement des projets et aussi les difficultés financières, l'endettement et même l'insolvabilité des sociétés d'électricité.

Il y'a enfin les faiblesses dans la capacité de gouvernance globale des projets qui concerne l'absence d'un cadre institutionnel adapté ne permettant pas de satisfaire les sécurités juridiques requises et l'adaptation à la mise en œuvre de projets de plus en plus complexes, des faiblesses dans la capacité de planification stratégique à long terme du secteur, la capacité de gestion des conditionnalités/Procédures d'approbation des bailleurs, bref tout ce qui a trait aux capacités techniques de gestion des projets par les Etats .

Une étude a permis d'analyser la sensibilité et l'impact d'un retard d'un à deux ans sur la réalisation des projets. Elle démontre l'impact très négatif de tout retard dans la réalisation des projets. L'analyse de sensibilité a été faite en décalant les projets majeurs

d'un an ou deux, en particulier, ceux dont le financement n'est pas bouclé ou garanti à ce jour.

L'analyse démontre qu'un retard d'un an ou deux sur les projets majeurs prévus d'ici 2012 et au-delà aggraverait la situation de déficit et ce dans la quasi-totalité des pays de l'UEMOA et quel que soit le scénario de demande.

Avec une année de retard sur les projets prévus, la période actuelle de déficit se prolonge jusqu'en 2010 (scénarios de demande bridée et de demande au fil de l'eau) et même au-delà de 2012 (scénario de demande débridée).

Un retard de deux ans des projets met l'ensemble de l'UEMOA dans une situation de déficit jusqu'en 2011 (scénario de demande bridée) et au-delà (scénarios de demande au fil de l'eau et demande débridée).

Graphique 46 : Impact des retards de projets sur le gap Offre – Demande (en MW)

Au niveau UEMOA :

	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012
Demande faible	2 594	2 772	2 963	3 167	3 384
Demande moyenne	2 624	2 839	3 071	3 322	3 594
Demande forte	2 713	3 033	3 391	3 791	4 239
Évolution de l'offre	2 390	2 796	3 500	3 778	4 340
Gap offre - demande Faible	- 205	23	537	611	956
Gap offre - demande Moyenne	- 234	- 43	429	456	746
Gap offre - demande Forte	- 324	- 237	109	- 13	102

Retard d'un an

	2008	2009	2010	2011	2012
Offre additionnelle	-	-	-	230	120,0
Evolution Offre	1 078	1 078	1 078	1 308	1 428,0
Gap Offre - Demande Faible	- 70	- 150	- 236	- 98	- 76
Gap Offre - Demande Moyenne	- 80	- 173	- 273	- 151	- 148
Gap Offre - Demande Forte	- 123	- 267	- 429	- 380	- 462

Retard de deux ans

	2008	2009	2010	2011	2012
Offre additionnelle	-	-	-	-	230,0
Evolution Offre	1 078	1 078	1 078	1 078	1 308,0
Gap Offre - Demande Faible	- 70	- 150	- 236	- 328	- 196
Gap Offre - Demande Moyenne	- 80	- 173	- 273	- 381	- 268
Gap Offre - Demande Forte	- 123	- 267	- 429	- 610	- 582

Le constat est le même à l'échelle des différents pays.

Au niveau du Bénin & Togo :

	2008	2009	2010	2011	2012
Demande Faible	304	325	348	372	398
Demande Moyenne	306	333	362	393	427
Demande Forte	318	356	398	446	500
Offre additionnelle	86	96	170	40	1
Evolution Offre	200	296	466	506	507
Gap Offre - Demande Faible	- 104	- 29	118	134	109
Gap Offre - Demande Moyenne	- 107	- 37	104	113	79
Gap Offre - Demande Forte	- 118	- 60	68	60	7

Retard d'un an

	2008	2009	2010	2011	2012
Offre additionnelle	86	96	-	170	41,0
Evolution Offre	200	296	296	466	506,7
Gap Offre - Demande Faible	- 104	- 29	- 52	94	109
Gap Offre - Demande Moyenne	- 107	- 37	- 66	73	79
Gap Offre - Demande Forte	- 118	- 60	- 102	20	7

Retard de deux ans

	2008	2009	2010	2011	2012
Offre additionnelle	86	96	-	-	171,0
Evolution Offre	200	296	296	296	466,7
Gap Offre - Demande Faible	- 104	- 29	- 52	- 76	69
Gap Offre - Demande Moyenne	- 107	- 37	- 66	- 97	39
Gap Offre - Demande Forte	- 118	- 60	- 102	- 150	- 33

Les mesures ciblées au Bénin et au Togo pour atténuer la situation de déficit sont les suivantes :

- La réhabilitation des infrastructures de production de la CEB : mise en mode dual des TAG, réhabilitation du barrage de Nangbéto,
- L'appui pour accélérer la réalisation du barrage d'ADJARALA
- La réhabilitation du réseau de transport : mobilisation des 20 milliards requis pour la modernisation des installations de transport
- La modernisation du dispatching du système de comptage et du mode de tarification
- la réparation des groupes en panne de la SBEE au bénin et la CEET au Togo
- un appui pour accélérer le raccordement des deux pays au gazoduc

Au niveau du Burkina Faso :

	2008	2009	2010	2011	2012
Demande Faible	203	217	232	248	266
Demande Moyenne	205	221	239	258	278
Demande Forte	208	229	252	277	305
Offre additionnelle		100	14		30
Evolution Offre	148	248	262	262	292
Gap Offre - Demande Faible	- 55	31	30	13	26
Gap Offre - Demande Moyenne	- 57	27	23	4	13
Gap Offre - Demande Forte	- 61	18	9	- 16	- 14

Retard d'un an

	2008	2009	2010	2011	2012
Offre additionnelle	-	-	100	14	-
Evolution Offre	148	148	248	262	261,7
Gap Offre - Demande Faible	- 55	- 69	16	13	- 4
Gap Offre - Demande Moyenne	- 57	- 73	9	4	- 17
Gap Offre - Demande Forte	- 61	- 82	- 5	- 16	- 44

Retard de deux ans

	2008	2009	2010	2011	2012
Offre additionnelle	-	-	-	100	14,0
Evolution Offre	148	148	148	248	261,7
Gap Offre - Demande Faible	- 55	- 69	- 84	- 1	- 4
Gap Offre - Demande Moyenne	- 57	- 73	- 91	- 10	- 17
Gap Offre - Demande Forte	- 61	- 82	- 105	- 30	- 44

Pour le Burkina Faso, la réalisation à date de l'extension de la ligne d'interconnexion avec la Côte d'Ivoire jusqu'à la ville de Ouagadougou est indispensable pour assurer la sécurité de la fourniture, sa fiabilité, en attendant la réalisation des autres interconnexions permettant de diversifier les sources (Ghana et Nigéria via le Niger…). Le Niger devrait lui-même devenir un exportateur vers le Burkina Faso grâce à l'exploitation de son charbon.

Les seules mesures permettant de pallier des retards sur l'arrivée de l'interconnexion et la garantie des puissances contractuelles sont de disposer d'une réserve froide reposant sur l'entretien d'une puissance suffisante (groupes thermiques) pour servir de secours en cas de défaillance des interconnexions et produire l'énergie réactive nécessaire au maintien de tensions dans les lignes de transport.

Le retard de l'arrivée des interconnexions impose au Burkina Faso de renforcer sa production thermique par acquisition d'une **capacité supplémentaire de 14 MW**, laquelle permettra d'éviter les délestages en cas de retard de mise en service de l'interconnexion avec la Côte-D'ivoire. Cette acquisition renforcera la puissance de réserve de sécurité.

Au niveau de la Côte d'Ivoire :

	2008	2009	2010	2011	2012
Demande Faible	1 148	1 228	1 314	1 406	1 504
Demande Moyenne	1 158	1 251	1 351	1 459	1 576
Demande Forte	1 201	1 345	1 507	1 688	1 890
Offre additionnelle			230	120	300
Evolution Offre	1 078	1 078	1 308	1 428	1 728
Gap Offre - Demande Faible	*- 70*	*- 150*	*- 6*	*22*	*224*
Gap Offre - Demande Moyenne	*- 80*	*- 173*	*- 43*	*- 31*	*152*
Gap Offre - Demande Forte	*- 123*	*- 267*	*- 199*	*- 260*	*- 162*

Retard d'un an

	2008	2009	2010	2011	2012
Offre additionnelle	-	-	-	230	120,0
Evolution Offre	1 078	1 078	1 078	1 308	1 428,0
Gap Offre - Demande Faible	*- 70*	*- 150*	*- 236*	*- 98*	*- 76*
Gap Offre - Demande Moyenne	*- 80*	*- 173*	*- 273*	*- 151*	*- 148*
Gap Offre - Demande Forte	*- 123*	*- 267*	*- 429*	*- 380*	*- 462*

Retard de deux ans

	2008	2009	2010	2011	2012
Offre additionnelle	-	-	-	-	230,0
Evolution Offre	1 078	1 078	1 078	1 078	1 308,0
Gap Offre - Demande Faible	*- 70*	*- 150*	*- 236*	*- 328*	*- 196*
Gap Offre - Demande Moyenne	*- 80*	*- 173*	*- 273*	*- 381*	*- 268*
Gap Offre - Demande Forte	*- 123*	*- 267*	*- 429*	*- 610*	*- 582*

En Côte d'Ivoire, les acteurs ont identifié de nombreux projets d'investissement qui devraient permettre à la Côte d'Ivoire de renforcer sa capacité de production, de mettre à niveau son dispositif de transport et de mouvements d'énergie pour améliorer et fiabiliser l'offre interne, de réduire les pertes techniques dues à l'obsolescence du réseau et de gérer de façon fiable les flux d'exportation vers de nombreux pays. Ces projets ont trait :

- Au renforcement de la production avec l'implantation de nouveaux IPP devant produire de l'électricité à partir du gaz. Une production thermique additionnelle à base de gaz de 950 MW de puissance entièrement portée par des IPP est prévue dont 350 MW d'ici 2010

- Au renforcement du réseau de transport permettant de consolider et de fiabiliser les interconnexions régionales mais également le réseau ivoirien. Ces projets d'un montant de 123 Milliards sont en recherche de financement et doivent être accompagnés par le Fonds Electricité, notamment les projets clé intéressant les interconnexions vers les pays de l'UEMOA comme la ligne Laboa-Ferké qui permet de fiabiliser les interconnexions vers le Burkina Faso et le Mali et l'achèvement du poste 225/90 KV de Riviéra et la ligne Riviéra – Abobo, importantes fiabiliser le renforcement de la ligne ABOBO – Prestea au Ghana

- A la réhabilitation du réseau de distribution dont les besoins apparaissent très importants sur lesquels le fonds d'investissement privé dédié au secteur de l'électricité pourra apporter également un appui conséquent.

La Côte d'Ivoire porte également d'importants projets d'hydroélectricité de 954 MW dont le financement reste à trouver. Au regard du rôle stratégique de la Côte d'Ivoire et de son leadership dans l'approvisionnement en énergie électrique de nombreux pays d'Afrique de l'Ouest, le Fonds de Développement Electricité de l'UEMOA doit intervenir dans l'accompagnement des projets IPP en apportant des garanties et en appuyant les projets d'hydroélectricité notamment (financement ou cofinancement des études de faisabilité technique et environnementale, appui à la réalisation de tours de table de financement…).

Le fonds d'investissement privé (Fonds Infrastructures) dont la création est prévue avec l'appui du fonds de développement Electricité devrait être en première ligne pour appuyer les investissements des IPP en mettant à disposition des financements en monnaie locale.

Au niveau de la Guinée Bissau :

	2008	2009	2010	2011	2012
Demande Faible	37	39	41	43	45
Demande Moyenne	38	41	44	48	51
Demande Forte	39	42	47	51	56
Offre additionnelle			15		
Evolution Offre	4	4	19	19	19
Gap Offre - Demande Faible	- 33	- 35	- 22	- 24	- 26
Gap Offre - Demande Moyenne	- 34	- 37	- 25	- 29	- 33
Gap Offre - Demande Forte	- 35	- 39	- 28	- 33	- 38

Retard d'un an

	2008	2009	2010	2011	2012
Offre additionnelle	-	-	-	15	-
Evolution Offre	4	4	4	19	18,7
Gap Offre - Demande Faible	- 33	- 35	- 37	- 24	- 26
Gap Offre - Demande Moyenne	- 34	- 37	- 40	- 29	- 33
Gap Offre - Demande Forte	- 35	- 39	- 43	- 33	- 38

Retard de deux ans

	2008	2009	2010	2011	2012
Offre additionnelle	-	-	-	-	15,0
Evolution Offre	4	4	4	4	18,7
Gap Offre - Demande Faible	- 33	- 35	- 37	- 39	- 26
Gap Offre - Demande Moyenne	- 34	- 37	- 40	- 44	- 33
Gap Offre - Demande Forte	- 35	- 39	- 43	- 48	- 38

Concernant la Guinée Bissau, la Banque Mondiale a initié, dans le court terme, la mise en place sous le format du leasing d'un groupe de 15 MW de puissance avec une distribution vers une clientèle ciblée et la création d'un compte séquestre dans lequel sera versé le produit de la vente d'électricité. Ce compte permettra de couvrir l'approvisionnement en combustibles et lubrifiants, le paiement des loyers du leasing et les autres charges (personnel ...).

La réussite de cette formule permettrait de l'étendre dans le cadre d'un programme d'urgence de fourniture d'énergie électrique et le Fonds de Développement de Electricité de l'UEMOA pourrait alors soutenir une extension de cette formule.

Au-delà du problème de fourniture adéquate d'énergie électrique dans le court terme, la seconde problématique clé est celle de la restructuration de l'opérateur EAGB.

Au niveau du Mali :

	2008	2009	2010	2011	2012
Demande Faible	194	207	222	237	254
Demande Moyenne	199	219	241	265	291
Demande Forte	204	231	261	295	333
Offre additionnelle	27	100	80	3	60
Evolution Offre	309	409	489	492	552
Gap Offre - Demande Faible	*116*	*202*	*268*	*255*	*298*
Gap Offre - Demande Moyenne	*110*	*190*	*248*	*227*	*261*
Gap Offre - Demande Forte	*105*	*178*	*228*	*197*	*219*

Retard d'un an

	2008	2009	2010	2011	2012
Offre additionnelle	-	27	100	80	3,0
Evolution Offre	282	309	409	489	492,2
Gap Offre - Demande Faible	*89*	*102*	*188*	*252*	*238*
Gap Offre - Demande Moyenne	*83*	*90*	*168*	*224*	*201*
Gap Offre - Demande Forte	*78*	*78*	*148*	*194*	*159*

Retard de deux ans

	2008	2009	2010	2011	2012
Offre additionnelle	-	-	27	100	80,0
Evolution Offre	282	282	309	409	489,2
Gap Offre - Demande Faible	*89*	*75*	*88*	*172*	*235*
Gap Offre - Demande Moyenne	*83*	*63*	*68*	*144*	*198*
Gap Offre - Demande Forte	*78*	*51*	*48*	*114*	*156*

Seul le Mali présente un profil favorable, dans la mesure où un retard d'un an ou deux des projets majeurs ne semble pas affecter l'équilibre de l'offre et de la demande et entraîner une situation de déficit.

Cette lecture devrait cependant être nuancée car un retard sur le projet d'interconnexion avec la Côte d'Ivoire et sur le projet de barrage hydroélectrique de Félou financé par la Banque Mondiale créerait une situation risquée de l'équilibre de l'offre et de la demande dans ce pays. Il y'a également le risque que présente l'évolution du parc d'EDM vers du thermique à plus de 50%, avec une détérioration prévisible des coûts de production en raison de la cherté des combustibles pétroliers. Cela nécessite des mesures de correction tarifaire que le régulateur devrait proposer dans l'urgence.

La forte dépendance du Mali en ressources hydroélectriques nationales et régionales (Manantali, Sélingué) peut également se traduire, dans un schéma de baisse de la pluviosité et de moindre remplissage des barrages, par un disponible moindre que ne montrent pas les puissances affichées.

Au niveau du Niger :

	2008	2009	2010	2011	2012
Demande Faible	135	142	149	156	164
Demande Moyenne	138	147	158	169	181
Demande Forte	142	156	171	189	207
Offre additionnelle	40	15			38
Evolution Offre	138	153	153	153	191
Gap Offre - Demande Faible	*3*	*11*	*4*	*- 4*	*26*
Gap Offre - Demande Moyenne	*0*	*5*	*- 5*	*- 16*	*10*
Gap Offre - Demande Forte	*- 4*	*- 3*	*- 19*	*- 36*	*- 17*

Retard d'un an

	2008	2009	2010	2011	2012
Offre additionnelle	40		15		
Evolution Offre	138	138	153	153	152,8
Gap Offre - Demande Faible	*3*	*- 4*	*4*	*- 4*	*- 12*
Gap Offre - Demande Moyenne	*0*	*- 10*	*- 5*	*- 16*	*- 28*
Gap Offre - Demande Forte	*- 4*	*- 18*	*- 19*	*- 36*	*- 55*

Retard de deux ans

	2008	2009	2010	2011	2012
Offre additionnelle	40			15	
Evolution Offre	138	138	138	153	152,8
Gap Offre - Demande Faible	*3*	*- 4*	*- 11*	*- 4*	*- 12*
Gap Offre - Demande Moyenne	*0*	*- 10*	*- 20*	*- 16*	*- 28*
Gap Offre - Demande Forte	*- 4*	*- 18*	*- 34*	*- 36*	*- 55*

Pour le Niger, la situation de l'offre est déjà très précaire en raison de la défaillance de l'offre du Nigéria qui traditionnellement et ce depuis des dizaines d'années permet d'approvisionner la ville de Niamey et d'autres localités du pays.

Le gouvernement Nigérien a pris des mesures d'urgence pour renforcer sa production thermique avec la réparation de groupes en panne, l'acquisition de 8 groupes d'une puissance de 15 MW pour l'approvisionnement de grandes villes (Niamey, Maradi, Zinder, Tahoua, Agadez, Dosso) et d'un deuxième PC4 à Goudel.

Le gouvernement Nigérien a décidé d'accélérer l'exploitation du charbon de SALKADAMNA avec la mise en place d'une centrale au Charbon de 200 MW. Le choix pour la réalisation de cette centrale s'est porté sur la coopération chinoisé avec probablement la mise en place d'une centrale au charbon de seconde main.

Si la future centrale à charbon de Salkadamna se développe à travers le partenariat avec la Chine, une des pistes d'accompagnement du « programme électricité UEMOA » serait de fournir un conseil technique à la négociation des conditions de réalisation du projet avec, par exemple, la négociation avec les chinois d'un contrat d'exploitation et de maintenance garantissant une durée de fonctionnement de la centrale sur au moins une quinzaine d'année (contrat type O & M).

Le Fonds de Développement de Electricité devrait également s'investir dans la réalisation du barrage hydroélectrique de KANDADJI en appuyant le tour de table.

Le Niger disposera alors d'un parc de production propre lui permettant de devenir autosuffisant et exportateur d'énergie électrique, tout en maintenant un coût de production économique.

Le développement de l'interconnexion dite « *dorsale nord* » prévue dans le cadre du WAPP, devant renforcer la liaison Niger - Nigéria et l'étendre au Burkina Faso et au Bénin, donne l'opportunité de mutualiser avec les autres pays la valorisation des ressources du Niger pour la génération d'électricité notamment à partir du charbon. Pour cela, il peut être envisagé que les parties reliant le Niger au Burkina Faso et au Bénin voient leur réalisation accélérée avec l'appui du Fonds. Cela permettra au Niger, grâce à l'exploitation de son charbon et la mise en service du barrage hydroélectrique de KANDADJI, de devenir exportateur d'électricité vers le Burkina Faso et le Bénin, grâce à cette ligne d'interconnexion qui servira d'évacuateur de l'énergie produite vers ces pays.

Au niveau du Sénégal :

	2008	2009	2010	2011	2012
Demande Faible	575	615	658	704	753
Demande Moyenne	580	627	677	731	789
Demande Forte	602	674	755	845	947
Offre additionnelle	60	95	195	115	193,5
Evolution Offre	514	609	804	919	1 112
Gap Offre - Demande Faible	- 61	- 6	146	215	359
Gap Offre - Demande Moyenne	- 66	- 18	127	188	323
Gap Offre - Demande Forte	- 88	- 65	49	74	166

Retard d'un an

	2008	2009	2010	2011	2012
Offre additionnelle		60	95	195	115,0
Evolution Offre	454	514	609	804	918,8
Gap Offre - Demande Faible	- 121	- 101	- 49	100	165
Gap Offre - Demande Moyenne	- 126	- 113	- 68	73	130
Gap Offre - Demande Forte	- 148	- 160	- 146	- 41	- 28

Retard de deux ans

	2008	2009	2010	2011	2012
Offre additionnelle			60	95	195,0
Evolution Offre	454	454	514	609	803,8
Gap Offre - Demande Faible	- 121	- 161	- 144	- 95	50
Gap Offre - Demande Moyenne	- 126	- 173	- 163	- 122	15
Gap Offre - Demande Forte	- 148	- 220	- 241	- 236	- 143

Au Sénégal, la première problématique clé à résoudre pour le secteur de l'électricité est moins le déficit de puissance de production qu'un appui approprié au problème de l'approvisionnement devenu récurrent. L'acuité de ce problème est liée à la prédominance dans le parc de production de groupes thermiques dépendant de combustibles pétroliers (85% du parc) avec un pétrole ayant atteint 140 $ U.S. et un prix des combustibles qui a été multiplié par trois.

Le coût élevé de l'électricité produite continuera donc à subir des ajustements à la hausse et rend urgent la diversification de la production prévue notamment avec le charbon et le développement des énergies renouvelables (hydroélectricité à travers les projets régionaux de l'OMVS et l'OMVG). Cette diversification est indispensable pour éviter que l'électricité ne soit durablement un frein à la compétitivité de l'économie sénégalaise.

L'appui du programme UEMOA devrait se focaliser sur les projets de transformation des turbines à gaz de la SENELEC et de GTI pour que ces groupes puissent utiliser en exclusivité le gaz de GADIAGA dont 300.000 m^3 sont disponibles journalièrement.

Cela permettra à ces groupes d'être disponibles en production de base, de réduire ainsi le déficit de production dû au manque de combustibles et de réduire le prix de l'électricité, les groupes ciblés étant les plus chers du parc opérant dans le réseau national interconnecté du Sénégal.

Comme en Côte d'Ivoire, le Sénégal doit réaliser d'importants investissements de lignes de transport pour étendre et raccorder son réseau interconnecté aux lignes d'interconnexion de l'OMVS et de l'OMVG.

Pour éviter de tels retards si préjudiciables à la satisfaction de la demande dans les pays de l'UEMOA, un appui plus global à la gouvernance et à la gestion des projets apparaît indispensable.

La prise en charge de ces problématiques de gouvernance des projets nécessitera la mise en place d'une structure légère, sous la direction du commissariat de l'UEMOA en charge de l'énergie, structure entièrement dédiée à la mise en œuvre du programme d'énergie d'électrique de l'UEMOA.

Cette structure aura en charge la réalisation de l'agenda du programme, l'appui aux Etats pour la mise en œuvre de leurs projets, la gestion des programmes régionaux comme le Programme Régional d'Economie d'Energie (P.R.E.E.), le lancement d'études ciblées, le programme de formation et de renforcement des capacités, les actions de développement de la grappe solaire (initiation et gestion des partenariats…). En matière d'appui pour la réalisation des projets, la structure agirait notamment dans :

- l'identification de financements et l'organisation d'une table ronde de bailleurs
- la réalisation d'études de faisabilité économique, environnementales des différents projets, en particulier d'hydroélectricité, du solaire, du nucléaire …
- l'assistance à la maîtrise d'ouvrage lors de la mise en œuvre des projets
- l'appui aux programmes de réformes du secteur dans chaque pays
- l'appui à la définition et au suivi de la mise en œuvre d'un plan d'actions au niveau de chaque pays pour l'assainissement financier et la restructuration des sociétés d'électricité
- etc.

D'autres mesures apparaissent particulièrement importantes pour s'assurer d'une bonne fin dans la mise en œuvre des projets dans les délais :

- **Appuyer les sociétés d'électricité impliquées dans les projets à faire face à leurs engagements.** Il faut notamment aider à mettre en œuvre des politiques de sécurisation de leurs revenus et de redressement : appui à la réhabilitation du réseau de distribution et à la réduction des pertes commerciales, recapitalisation et assainissement financier des sociétés d'électricité, mesures d'accompagnement, appui au renforcement du prépaiement (compteurs de prépaiement à 25% de la clientèle)

- **Appui spécifique aux pays les plus atteints par le déficit** (Guinée-Bissau, Togo & Bénin, Niger), avec notamment : la réhabilitation des groupes en panne, octrois de garanties, de préfinancements pour des projets d'acquisition de puissances additionnelles, promotion de financements innovants (leasing avec exploitation sous contrat O & M …), appui à la gestion des projets et suivi de l'état de leur mise en œuvre, systèmes d'alerte au plus haut niveau sur les retards et goulots d'étranglement dans la mise en œuvre des projets

- **Appuyer les projets allant dans le sens de l'accélération de réalisation du marché régional prévu par le WAPP,** avec notamment la mobilisation pour la mise en œuvre effective des projets d'interconnexion critiques pour la zone UEMOA, l'appui à leur financement et leur réalisation, la mise en place des mécanismes du marché régional et l'adaptation effective des environnements réglementaires et institutionnels des pays au cadre régional.

En synthèse des analyses sur l'offre, la demande et les conditions de leur adéquation, des projets additionnels de renforcement et de sécurisation du programme d'urgence ont été identifiés pour juguler le déficit résiduel à court terme.

Il s'agit de :

- Transformer les TAG de la CIPREL en cycles combinés afin de tirer pleinement partie du potentiel gazier ivoirien : **+ 160 MW en 2010**

- Fiabiliser l'offre dans la zone A en substituant (ou en ajoutant) au projet WAPP de 150 MW non encore défini l'extension de 250 MW du projet charbon du Sénégal porté par un IPP : **+250 MW (1ière tranche en 2010, 2ième en 2011)**

- Exploiter le charbon minéral du Niger au profit de l'Union et Accélération des lignes d'interconnexion Niger- Burkina Faso – Bénin dans le cadre de la dorsale nord du Wapp : **+ 200 MW en 2011 à travers la mise en exploitation de la centrale à charbon du projet Salkadamna**

Ces projets apporteront au total 610 MW additionnels en 2010 et 2011. Ces projets renforceront et sécuriseront l'offre disponible en 2010.

Graphique 47 : Evolution du Gap Offre - Demande 2008 - 2012 dans l'UEMOA prenant en compte les projets supplémentaires

	2008	2009	2010	2011	2012
SCENARIO FAIBLE	*- 205*	*+23*	*+ 537*	*+ 611*	*+ 956*
SCENARIO MOYEN	*- 234*	*- 43*	*+ 429*	*+ 456*	*+ 746*
SCENARIO FORT	*- 324*	*- 237*	*+ 109*	*- 13*	*+ 102*

	2008	2009	2010	2011	2012
Projet Ciprel cycle combiné			+160 MW		
Projet Charbon Sénégal			+125 MW	+125 MW	
Projet Charbon Salkadamna				+ 200 MW	
Total			**+285 MW**	**+325 MW**	

	2008	2009	2010	2011	2012
SCENARIO FAIBLE	*- 205*	*+23*	*+ 822*	*+ 1 221*	*+ 1 566*
SCENARIO MOYEN	*- 234*	*- 43*	*+ 714*	*+ 1 066*	*+ 1 356*
SCENARIO FORT	*- 324*	*- 237*	*+ 394*	*+ 597*	*+ 712*

Offre déficitaire **Offre excédentaire**

Au delà des projets d'augmentation de l'offre, la réalisation de certains projets de renforcement du réseau dans certains pays, est critique pour la viabilité des lignes d'interconnexions.

Il s'agit notamment :

- La réalisation de la ligne 225 kV Laboa -Ferkessédougou

- Le renforcement de la ligne d'interconnexion Côte d'Ivoire - Ghana par la ligne 330 kV Riviéra – Prestea avec la création d'un nœud de 330 kV à Riviéra. Cette ligne permettra d'accroître les capacités de transit du Ghana et donc les possibilités d'augmentation des importations d'électricité en provenance de la Côte – d'Ivoire pour le Bénin et le Togo

- La ligne Ferkessédougou – Sikasso et la ligne Han - Bobo - Sikasso - Bamako qui consacrera l'interconnexion et les possibilités d'échange entre les zones A et B du WAPP

- Le dédoublement de la ligne d'évacuation de l'énergie du barrage de Manantali, ce qui permettra d'apporter plus de sécurité sur cette ligne au profit des trois pays riverains bénéficiaires mais surtout de disposer de capacités d'évacuation pour l'énergie qui sera produite dans le cadre du barrage de Félou puis de Gouina plus tard.

- La liaison de la ligne Volta – Momé Hagou – Sakété avec Maria Gleta

- La ligne d'interconnexion Salkadamna – Dosso (ou Niamey) de 330 kV prévue en 2013

- La ligne d'interconnexion Salkadamna – Tchirozérine de 330 kV prévue en 2013

Au final, la liste globale des projets liés au renforcement de l'offre de production et retenus dans le cadre du programme d'urgence de l'UEMOA est établie dans le graphique ci-après.

Graphique 48 : Liste des projets (*) d'augmentation de capacités du programme d'urgence

2008 : +213 MW	Réhabilitation groupes thermiques Akpakpa	Bénin & Togo	Pétrole	22
	Location groupes Aggreko et MRI	Bénin & Togo	Pétrole	50
	Renforcement du parc de production de CEET	Bénin & Togo	Pétrole	14
	Renforcement thermique Balingué	Mali	Pétrole	19
	Renforcement thermique Darsalam	Mali	Pétrole	8
	Renforcement ligne 132 kV Birnin Kebbin - Niamey de 40 à 80 MW	Niger	Hydroélectricité	40
	Centrale diesel de Kounoune	Sénégal	Pétrole	60
2009 : +406 MW	Centrale thermique 14 MW Ouaga (tranche 1)	Burkina Faso	Pétrole	14
	Interconnexion Bobo Dioulasso - Ouagadougou	Burkina Faso	Gaz Naturel	86
	Projet BID	Mali	Pétrole	60
	Projet SOPAM	Mali	Pétrole	40
	Renforcement centrale électrique GOUDEL	Niger	Pétrole	15
	Centrale à la biomasse	Sénégal	Biomasse	30
	Extension centrale de Boutoute	Sénégal	Pétrole	5
	Centrale diesel de Kahone	Sénégal	Pétrole	60
	Centrale TAG 2 x (4 x 10 MW)	Bénin & Togo	Gaz Naturel	64
	Réhabilitation groupes thermiques Akpakpa	Bénin & Togo	Pétrole	12
	Réhabilitation de la centrale thermique Lomé	Bénin & Togo	Pétrole	20
2010 : +989 MW	IPP thermique (2 x 50 + 50) - tranche 1	Bénin & Togo	Gaz Naturel	40
	TAG Contour Global	Bénin & Togo	Gaz naturel	100
	Projet Bioéthanol (Bagasse)	Bénin & Togo	Autres	30
	Centrale thermique 14 MW Ouaga (tranche 2)	Burkina Faso	Pétrole	14
	TAG cycle combiné (LUSHANN)	Côte d'Ivoire	Gaz Naturel	120
	+ Cycle combiné CIPREL pour exploiter au max le potentiel gazier	Côte d'Ivoire	Gaz Naturel	+ 160
	Extension CIPREL TAG Cycle simple	Côte d'Ivoire	Gaz Naturel	110
	Centrale thermique	Guinée Bissau	Pétrole	15
	Interconnexion Mali - CI (tranche 1)	Mali	Gaz Naturel	80
	Centrale charbon Sendou (tranche 1)	Sénégal	Charbon	115
	+ Proposition de 250 MW supplémentaire (tranche 2)	Sénégal	Charbon	+ 125
	Extension centrale de Tambacounda	Sénégal	Pétrole	10
	Centrale diesel de Tobène (tranche 1)	Sénégal	Pétrole	70
2011 : +403 MW	IPP thermique (2 x 50 + 50 MW - tranche 2)	Bénin & Togo	Gaz Naturel	40
	TAG cycle combiné VRIDI (EEI)	Côte d'Ivoire	Gaz Naturel	120
	SOSUMAR (Achat de surplus)	Mali	Biomasse	3
	Centrale charbon de Sendou (tranche 2)	Sénégal	Charbon	115
	+ Proposition de 250 MW supplémentaire (tranche 2)	Sénégal	Charbon	+ 125
	Réhabilitation du groupe 302 de la C3	Sénégal	Pétrole	-
	Réhabilitation auxiliaires C4 de 56 MW	Sénégal	Pétrole	-
2012 : +822,5 MW	Mini centrales hydroélectriques	Bénin & Togo	Hydroélectricité	1
	Interconnexion Bolgatanga - Ouaga	Burkina Faso	Gaz Naturel	30
	TAG cycle combiné ARD (ABATA 1)	Côte d'Ivoire	Gaz Naturel	150
	Extension AZITO TAG Cycle combiné vapeur	Côte d'Ivoire	Gaz Naturel	150
	Centrale hydroélectrique Kénié	Mali	Hydroélectricité	34
	Projet OMVS : FELOU	Mali	Hydroélectricité	26
	Réhabilitation de la centrale thermique à charbon de SONICHAR	Niger	Charbon	38
	Projet SALKADAMNA	Niger	Charbon	200
	Projet OMVG : KALETA	Sénégal	Hydroélectricité	96
	Projet OMVS : FELOU	Sénégal	Hydroélectricité	15
	Centrale de Gandon	Sénégal	Eolien	15
	Centrale de Zinguinchor	Sénégal	Solaire	7,5
	Centrale de Biocarburant	Sénégal	Autres	60

(*) Les solutions d'urgence sont encadrées en rouge

Pour résorber le déficit à moyen et long terme, une analyse fouillée des différentes alternatives de production d'énergie électrique a été faite.

Au-delà de 2020, des ressources plus durables basées sur les énergies renouvelables, aujourd'hui marginales ou inexistantes (en dehors de l'hydroélectricité du reste faiblement développée), prendront le relais des ressources fossiles.

En effet, ces technologies connaissent un développement continu à la faveur de la forte hausse des produits pétroliers et deviennent de plus en plus attractives. Le développement

des investissements sur ces énergies a un effet très appréciable sur la demande de ces matériaux d'équipement des infrastructures de production, ce qui se traduit par une augmentation de la production entraînant une baisse importante des coûts de production (effet d'échelle). Cette baisse des prix sur les équipements de production crée un cercle vertueux car elle accroît encore la demande d'équipement qui renforce l'effet d'échelle et la baisse des coûts. Ces énergies renouvelables arriveront alors à maturité parce que le coût d'investissement, qui en constituait le principal handicap, baisse fortement et la technologie devient plus mûre, plus fiable et plus compétitive connaissant alors un développement à grande échelle.

Ces analyses ont conduit aux conclusions et orientations suivantes.

- **Le développement à grande échelle du solaire, à travers deux orientations complémentaires :**

  - La mise en place d'une offre de solaire photovoltaïque et de solaire passif permettant d'améliorer fortement l'efficacité énergétique en réduisant très fortement la consommation des administrations publiques, des collectivités locales et dans plusieurs secteurs d'activité économiques (tourisme, industrie, habitat). Ce développement passe par la disponibilité d'un financement et l'appui à l'émergence de sociétés de services énergétiques.

  - Le développement du solaire thermique avec des centrales de grande capacité. Cette technologie de production d'énergie électrique s'adapte parfaitement à une production importante à évacuer grâce à un réseau électrique permettant de mutualiser cette production. Il est prévu de mettre à profit le développement de cette technologie au cours des dix prochaines années avec une baisse concomitante des coûts d'investissement. Il est notamment prévu de lancer en zone UEMOA, une phase pilote de mise en place de 2 à 5 centrales solaires thermiques de 900 MW de puissance chacune d'ici 2015.

- **Le développement de la biomasse, la petite et moyenne hydroélectricité et, dans une moindre mesure, l'éolien.**

  - En ce qui concerne la biomasse, le potentiel reste faiblement développé. Ce potentiel se situe à plusieurs niveaux : **(i) Résidus agricoles :** bagasse issue de la production sucrière, coques de café et cabosses de cacao, coques de noix de palmiste, tiges …, **(ii) Production dédiée :** tubercules comme le manioc mais en concurrence avec l'alimentation humaine, **(iii) Ressources ligneuses :** bois, **(iv) Biomasse aquatique :** typha. Sa production s'adapte surtout à une génération sur des sites peu éloignés des zones où les ressources sont disponibles.

  - La production d'électricité utilisant le biocarburant en tant que combustible restera, elle, durablement confrontée à une compétition avec le secteur des transports concernant l'utilisation à grande échelle des biocarburants ; ce qui se traduit par un risque de maintien des prix des biocarburants à un niveau élevé, notamment si le prix des produits pétroliers reste, comme prévu, élevé. Le biocarburant peut toutefois faire l'objet de projets portés par les collectivités locales, dans le cadre de génération sur site.

A terme, à l'horizon 2030, il s'agit de doter l'UEMOA d'un parc de production capable de prendre le relais du parc thermique actuel basé sur des ressources fossiles coûteuses et non pérennes. Une capacité additionnelle totale de **15 000 MW** devra être installée entre 2020 et 2030 à partir essentiellement des sources d'énergie renouvelables que sont le solaire thermique mais aussi la biomasse, la petite et moyenne hydroélectricité et dans une moindre mesure l'éolien. Ces projets majeurs permettront d'améliorer sensiblement l'offre d'ici à 2030.

- **L'introduction de l'énergie nucléaire avec la nécessité de prendre en charge dès maintenant le processus d'acquisition d'une centrale nucléaire (partenariat stratégique et technique, localisation, formation de ressources locales, sécurité, environnement …).**

Il est primordial de lancer dès à présent le plus tôt possible, par la structure dédiée à la gestion du programme, un certain nombre d'actions consistant à obtenir les autorisations nécessaires à la mise en place et à l'exploitation d'une centrale nucléaire à usage civil auprès de l'AIEA, de nouer un partenariat stratégique avec l'un des grands opérateurs mondiaux du nucléaire (AREVA, WESTINGHOUSE…), de réaliser les études nécessaires, etc.

Son développement a comme préalable la disponibilité totale d'un réseau de transport de grande puissance permettant d'évacuer l'énergie et de la partager entre plusieurs pays. De telles conditions rendent indispensables l'existence d'un marché régional d'échanges d'énergie pleinement intégré avec des règles d'ouverture et accès claires et partagées pour tous les pays et des tiers.

L'objectif en matière d'énergie nucléaire est la mise en place d'ici 2030 et si possible avant, d'une centrale nucléaire de **+1000 MW.**

Ce qui donne :

Graphique 49 : Evolution du Gap Offre - Demande d'ici 2030 dans l'UEMOA prenant en compte les projets supplémentaires

	2008	2012	2015	2020	2030
DEMANDE FAIBLE	- 205	+ 956	+ 1 737	+ 1 980	- 3 290
DEMANDE MOYENNE	- 234	+ 746	+ 1 165	- 482	- 17 369
DEMANDE FORTE	- 324	+ 102	- 59	- 2 639	- 24 102

	2012	2015	2020	2030
Projet Ciprel cycle combiné	+160 MW			
Projet Charbon Sénégal	+250 MW			
Projet Charbon Salkadamna	+200 MW			
Centrales solaires thermiques		+300 MW	+300 MW	+300 MW
Centrale nucléaire civil				+1 000 MW
Total	+ 610 MW	+ 300 MW	+ 300 MW	+ 1300 MW

	2008	2012	2015	2020	2030
DEMANDE FAIBLE	- 205	+ 1 566	+ 2 647	+ 3 190	- 780
DEMANDE MOYENNE	- 234	+ 1 356	+ 2 075	+ 728	- 14 859
DEMANDE FORTE	- 324	+ 712	+ 851	- 1 429	- 21 592

Offre déficitaire **Offre excédentaire**

Une politique volontariste d'efficacité énergétique et de maîtrise de la consommation d'énergie électrique complètera la mise en place de l'offre.

Il est en effet impératif d'accompagner les stratégies de réorientation de l'offre d'énergie électrique vers des ressources plus durables, par des politiques de maîtrise de la demande, notamment la mise en œuvre d'un programme régional d'économie d'énergie et d'efficacité énergétique.

De nombreux pays ont entrepris avec succès la mise en œuvre de plans d'économie d'énergie. Plusieurs pays, notamment ceux de l'OCDE, ont réalisé d'importantes économies d'énergie et amélioré leur efficacité énergétique. Plus près de nous, le Maroc met en œuvre un programme d'économie d'énergie avec des résultats probants (20% d'économie d'énergie).

Les pays de l'UEMOA, du fait de la prégnance de l'éclairage et des équipements électroménagers dans la « pointe journalière », devraient orienter leurs plans vers des mesures ciblées comme :

- le remplacement du parc d'ampoules à incandescence très largement utilisées pour l'éclairage par les lampes basse consommation(LBC) pour lisser les pointes journalières qui sont en grande partie une pointe d'éclairage; les lampes LBC ne consomment que 20% de l'électricité consommées par les lampes à incandescence ;

- la réalisation d'études visant à définir des plans d'économie d'énergie pour les administrations et l'éclairage public ;

- le développement de politiques d'économie d'énergie dans les entreprises, les secteurs d'activité économique et les collectivités locales (exemple : promotion de l'utilisation de l'énergie solaire dans le secteur de l'hôtellerie et du tourisme pour réduire les charges d'éclairage et de production d'eau chaude.

La mise en place de ces politiques doit être accompagnée par un appui à l'installation d'entreprises fournissant des services d'économie d'énergie et une facilité d'accès au financement des plans d'économie d'énergie, au regard de leur rentabilité et du retour d'investissement rapide.

La partie qui suit présente les analyses qui ont guidé les choix d'offre ci-devant retenus.

C. Analyse des sources alternatives ayant guidé les choix de développement de l'offre d'électricité à moyen et long terme

Quatre sources potentielles de production d'électricité ont été analysées pour combler le déficit de production dans les prochaines années :

- les énergies fossiles : pétrole, charbon, gaz naturel
- l'hydroélectricité
- les énergies renouvelables : solaire, biomasse, éolien, biocarburant
- l'énergie nucléaire

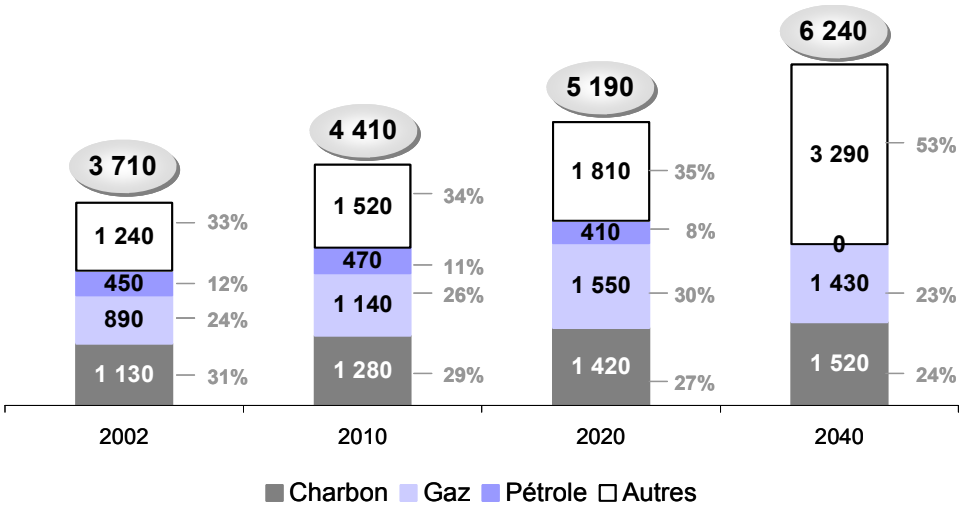
Chaque source d'énergie a été analysée à travers sa compétitivité, les tendances majeures au niveau mondial, le potentiel de l'UEMOA et sa capacité à le réaliser.

C1. Energies fossiles : pétrole, gaz, charbon

De deux tiers de la production mondiale d'électricité aujourd'hui, les énergies fossiles représenteront moins de la moitié à l'horizon 2040.

La production d'électricité à partir des centrales thermiques reste la première source d'électricité mondiale devant le nucléaire et l'hydroélectricité. Environ 67% de l'électricité est produite à partir des sources fossiles (gaz, fioul, charbon), le pétrole verra son poids dans l'électricité décliner très fortement voire même disparaître à l'horizon 2040 du fait de son coût élevé et de l'épuisement des réserves mondiales.

Graphique 50 : Évolution Evolution de l'offre d'électricité au niveau mondial par sources primaires d'énergie en 2005 (en GW)



Source: International Energy Outlook. EIA.

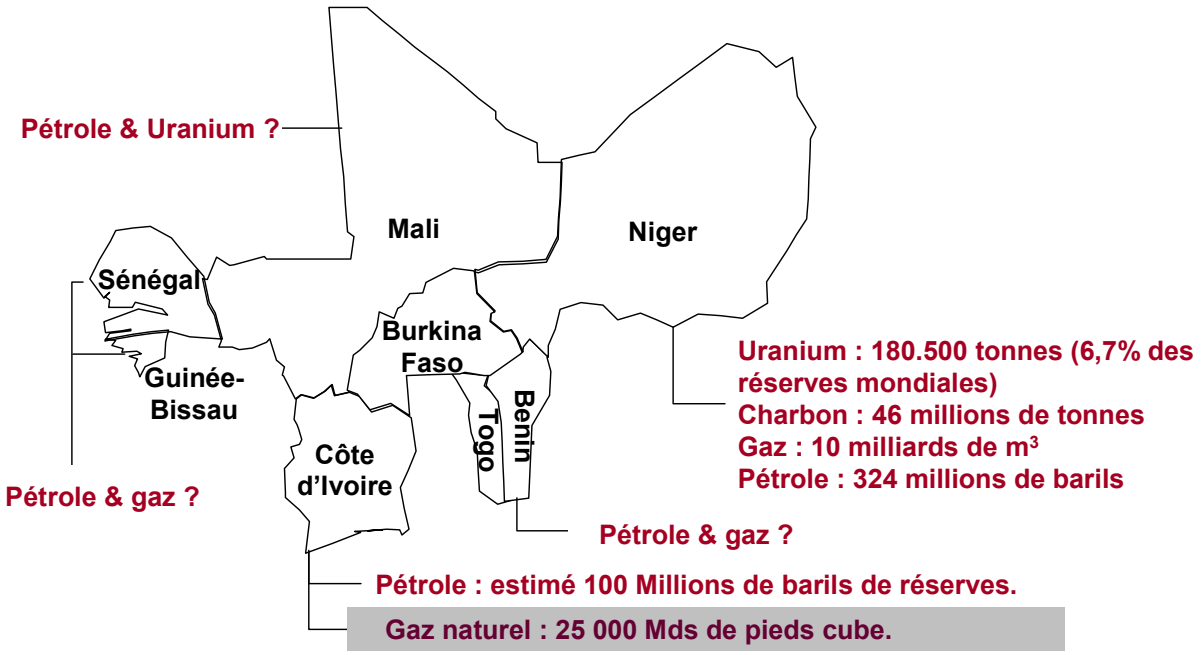
L'UEMOA, considérée jusqu'ici comme une zone pauvre en ressources primaires d'origine fossile pour la génération d'électricité, est faiblement utilisatrice de ressources fossiles locales pour la production d'électricité. Seul le gaz de la Côte d'Ivoire est exploité pour la production d'électricité. Les réserves de gaz de la Côte d'Ivoire sont estimées à 25.000 milliards de pieds cubes soit 700 Milliards de m^3, tandis qu'on estime à 100 millions de barils ses réserves de pétrole.

Cependant, un potentiel de ressources d'énergies fossiles existe dans l'UEMOA. Des possibilités de découverte de gaz, de pétrole, d'uranium existent dans d'autres pays de l'Union, en particulier au Niger (gaz, pétrole, en plus de l'Uranium), au Bénin et au Togo, au Mali, au Sénégal en Guinée Bissau.

Le Niger dispose de réserves de charbon évaluées à 46 millions de tonnes, de gaz (10 milliards de m^3) et de pétrole (324 millions de barils). Des traces de gaz et de pétrole ont été observées au Togo, Bénin, Sénégal et Guinée Bissau.

Au Sénégal par exemple, la société PETROSEN (Société des Pétroles du Sénégal) va fournir à la SENELEC 300 000 m^3 de gaz par jour, à partir des sites de Diamniado, Gadiaga et Kabor. Aussi, plusieurs actions de recherche menées dans le bassin sédimentaire sénégalais ont révélé un potentiel pétrolier. De plus, au large de la Casamance, un gisement de pétrole lourd a été identifié avec des réserves estimées à un milliard de barils, avec une poche de pétrole léger. Il ne reste qu'à lever les contraintes techniques pour son exploitation.

Graphique 51 : Cartographie des principales ressources fossiles existant dans l'UEMOA



C2. Hydroélectricité

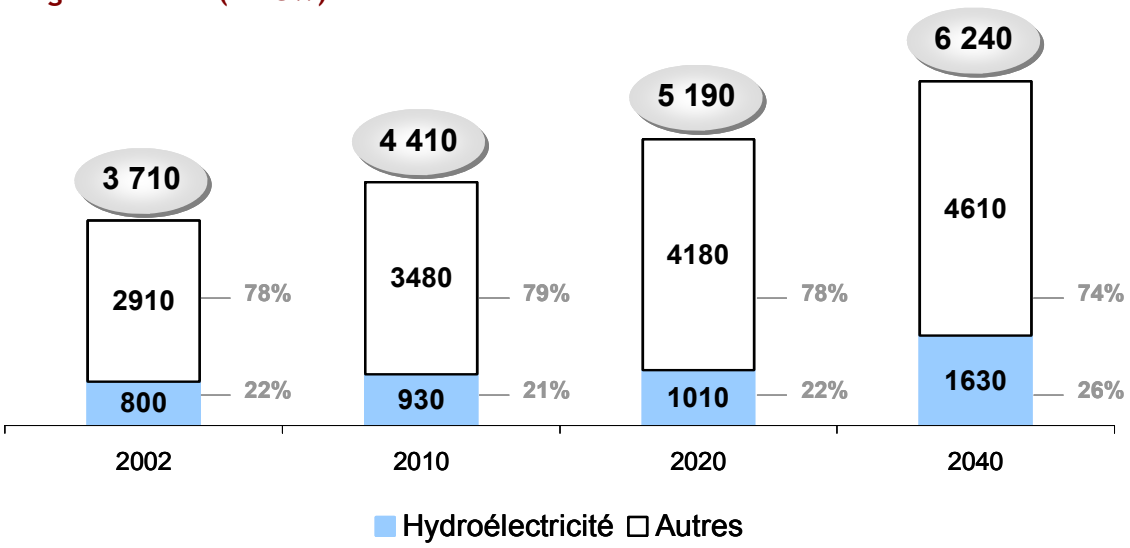
Source de plus de un cinquième (1/5) de la production d'électricité dans le monde et principale source d'énergie renouvelable, la part de l'hydroélectricité va se renforcer.

La production d'électricité à partir des centrales hydroélectrique reste la deuxième source d'électricité mondiale devant le nucléaire. Elle représente également 89% de l'électricité renouvelable au niveau mondial.

L'Amérique du nord (21,1%), l'Amérique du sud (20,8%) et l'Asie de l'Est et du Sud-est (20%), l'Europe de l'Ouest (16,1%) disposent des plus grands bassins hydroélectriques dans le mondes. Ces quatre régions représentent à elles seules 78,1% de la production hydroélectrique mondiale.

Selon les prévisions de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), la part de l'hydroélectricité va se renforcer pour s'établir à plus d'un quart de la production mondiale d'électricité à l'horizon 2040.

Graphique 52 : Evolution de l'offre d'électricité dans le monde par sources primaires d'énergie en 2005 (en GW)



Source : International Energy Outlook. EIA

Les avantages de l'hydroélectricité font de l'exploitation du potentiel régional une priorité majeure dans la mise en oeuvre de la politique énergétique.

En effet, l'énergie hydroélectrique est une source d'énergie électrique continuellement renouvelable. Elle est non polluante; aucune chaleur ni aucun gaz nocif n'est émis. L'exploitation des centrales hydroélectriques ne produit pas d'émission, aucune chaleur ni aucun gaz nocif, pouvant entraîner une pollution de l'air ou des pluies acides.

L'hydroélectricité offre plusieurs avantages par rapport aux autres sources d'énergie, notamment thermiques, notamment un haut niveau de fiabilité, des technologies éprouvées et simples, une haute efficacité, des coûts d'exploitation et de maintenance réduits et la possibilité de moduler les charges facilement. En effet, l'énergie

hydroélectrique, dont les coûts en combustible sont nuls et les coûts de fonctionnement et d'entretien sont faibles, est essentiellement à l'abri de l'inflation. La technologie de l'énergie hydroélectrique est aujourd'hui une technologie qui a fait ses preuves et qui offre un fonctionnement fiable et souple.
De plus, les centrales hydroélectriques ont une longue durée de vie. Bon nombre d'entre elles sont en activité depuis plus d'un demi-siècle et fonctionnent toujours efficacement.

Un avantage particulièrement important est l'aspect « régulation des eaux pour le développement agricole ». Les barrages hydroélectriques permettent également des aménagements hydro agricoles permettent une maîtrise de l'eau, essentielle à l'intensification de la production agricole. Ainsi, l'hydroélectricité est une réponse à des besoins majeurs : la production d'électricité et la production agricole qui sont les deux préoccupations majeures aujourd'hui et dans l'avenir.

Ces avantages l'emportent largement sur des inconvénients qu'il convient de prévenir, dans le cadre des études de faisabilité environnementales, et de maîtriser. Il y'a souvent des pertes de terres du fait de l'inondation de zones habitées et/ou exploitées imposant le déplacement des populations. Les zones inondées sont sujettes au développement de vecteurs comme les moustiques ou d'autres parasites, avec le développement à l'état endémique de maladies comme le paludisme, la bilharziose, l'onchocercose (cécité des rivières).

Le cadre régional inter Etatique est particulièrement indiqué pour la définition d'une gestion des projets de barrages, dans le cadre notamment de gestion commune des bassins versants de fleuves intéressant plusieurs pays et permettant d'éviter les conflits, sources de retards importants dans la mise en oeuvre de ces barrages.

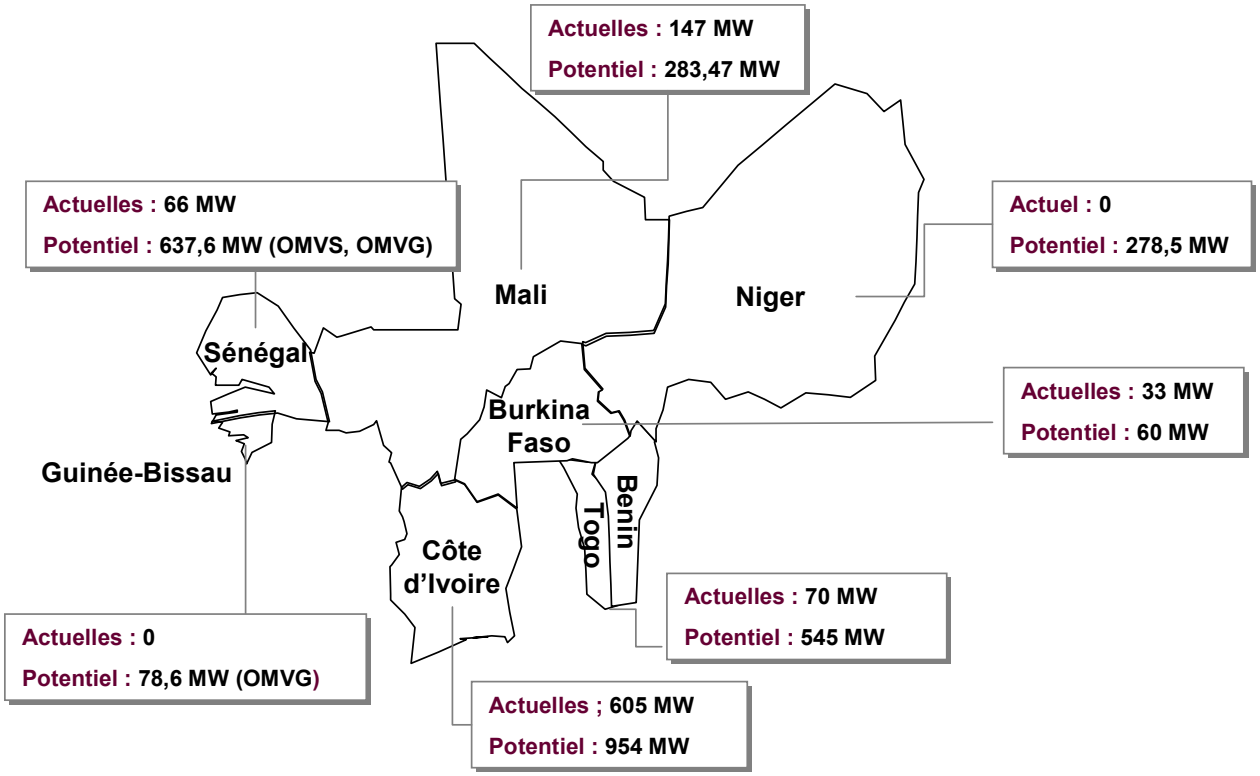
L'UEMOA possède un important potentiel hydroélectrique, dont seul un quart est aujourd'hui exploité.

La carte hydrographique de l'UEMOA montre que la zone dispose d'un potentiel relativement important de sites susceptibles d'accueillir l'aménagement d'une centrale hydroélectrique de grande ou de petite capacité. Le potentiel hydroélectrique prouvé est de 2 837 MW.

Aujourd'hui, seulement 921 MW de puissance sont exploités, dont 65% en Côte d'Ivoire. Ce qui fait de l'hydroélectricité la source majeure de production et une alternative crédible pour de développement de l'offre d'électricité dans l'UEMOA.

Il existe aussi à l'échelle des différents pays de l'UEMOA un potentiel de développement de la petite et de la moyenne hydroélectricité. Les collectivités locales, les centres urbains isolés, devraient pouvoir tirer pleinement parti de la valorisation de cette ressource à l'instar d'autres pays tels que le Maroc.

Graphique 53 : Carte des ressources d'hydroélectricité existantes en zone UEMOA (en GW)



Source : Opérateurs nationaux, administrations nationales

C3. Energies renouvelables : solaire, biomasse, éolien, biocarburant

Ressources contribuant encore marginalement à la production d'électricité, les énergies renouvelables vont prendre une part de plus en plus importante dans la production mondiale d'électricité.

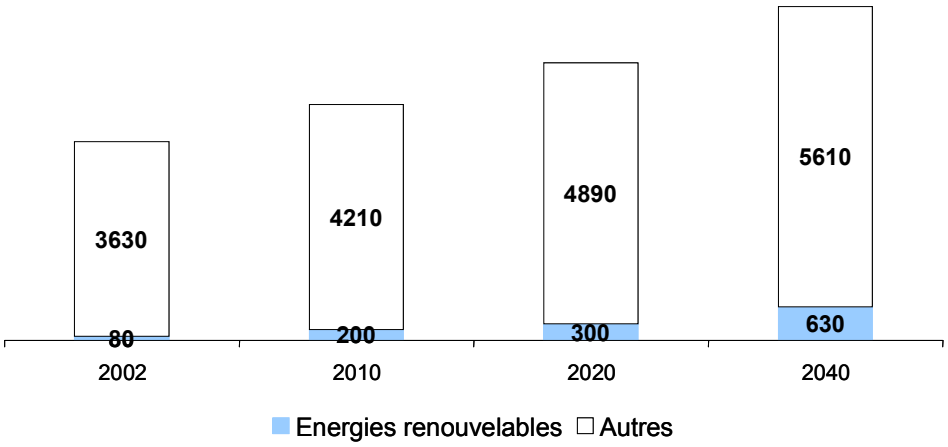
La production d'électricité à partir des énergies renouvelables, hormis l'hydroélectricité, est aujourd'hui marginale. Mais l'option d'utilisation de ces énergies dites propres dans la production d'électricité est à un tournant, avec la flambée des cours des énergies fossiles comme le pétrole et, dans une moindre mesure, le gaz ou le charbon.

Le changement climatique et la nécessité, devenue aujourd'hui indispensable, de diminution des rejets dans l'atmosphère de gaz à effet de serre sont la deuxième donnée.

De plus, des mutations technologiques importantes permettent d'améliorer l'efficacité des technologies propres. L'utilisation à grande échelle et mieux maîtrisée de ces technologies se traduit par l'industrialisation de la production des matériaux, entraînant une baisse du coût des investissements jusqu'alors très coûteux. Cette baisse du coût des matériaux,

donc des investissements, sur les énergies renouvelables va se traduire par leur « démocratisation » soit une augmentation à grande échelle des investissements et une maturité accélérée des industries d'énergies renouvelables.

Graphique 54 : Evolution de l'offre d'électricité dans le monde par sources primaires d'énergie en 2005 (en GW)

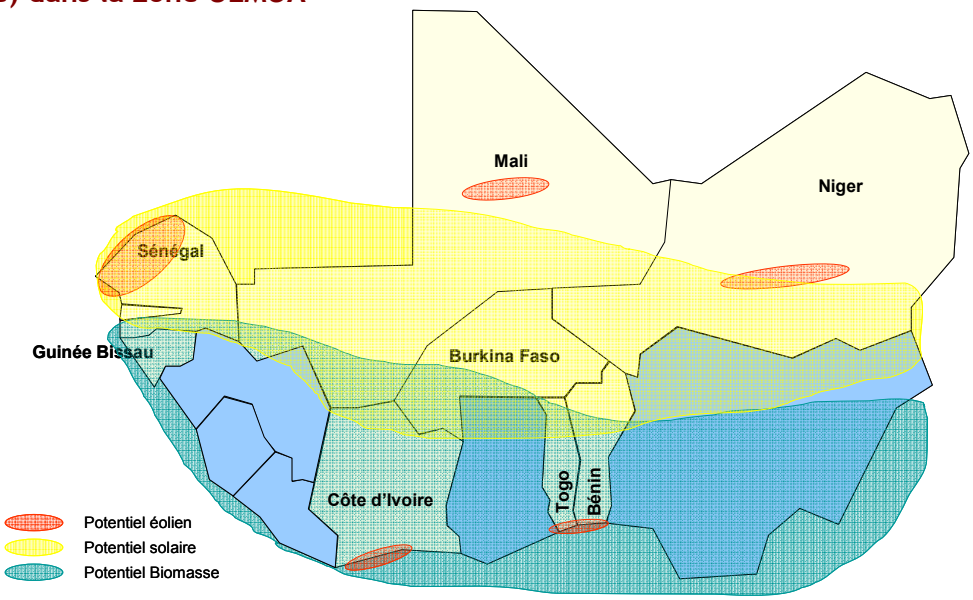


Source : International Energy Outlook. EIA

Mis à part l'hydroélectricité, les énergies renouvelables (solaire, éolien, biomasse, biocarburants) devraient représenter 10% de la production d'électricité en 2040.

Le potentiel de la zone UEMOA concernant les énergies renouvelables apparaît important et assez diversifié. Il concerne principalement le solaire, la biomasse (y compris les biocarburants) et l'éolien.

Graphique 55 : Cartographie du potentiel en énergies renouvelables (solaire, éolien, biomasse) dans la zone UEMOA



Solaire

Le soleil est une source naturelle inépuisable et disponible. L'ensoleillement en zone UEMOA est très important. Il est de plus de 3000 heures en moyenne/an dans les pays de l'UEMOA les plus proches du désert du SAHARA (Sénégal, Mali, Burkina Faso, Niger). Le nord des pays plus méridionaux (Côte d'Ivoire, Bénin et Togo) est également très ensoleillé. Les pays de l'UEMOA, en particulier, ont un ensoleillement des plus réguliers et des plus intenses au monde.

La production d'électricité à partir du solaire reste encore insignifiante au niveau mondial. Cette source d'énergie est essentiellement développée dans trois régions du monde : Europe avec 40,1% du solaire mondial, Asie de l'Est et du Sud-est (34,6%) et l'Amérique du Nord (19,6%). En 2006, Elle ne représentait que 0,2% de la production d'électricité renouvelable totale

Au plan de la technologie, le solaire évolue dans deux directions avec des technologies différentes qui sont entrés en concurrence et se stimulent.

Il y'a la technologie dite photovoltaïque qui utilise les propriétés de semi-conducteurs du silicium pour transformer le rayonnement solaire en courant électrique. Cette technologie solaire s'adapte à des systèmes localisés et va jouer un très grand rôle dans l'évolution de l'habitat, notamment à travers des bâtiments neutres ou « positifs » au plan énergétique c'est-à-dire capables de s'auto suffire, voire même de produire une énergie excédentaire.

L'énergie solaire photovoltaïque a enregistré d'énormes progrès dans son développement technologique et ses applications. Elle va connaître des évolutions avec la mise au point de membranes plus performantes.

Le solaire photovoltaïque va donc se développer à grande échelle mais comme source d'énergie locale. Elle va transformer la conception des bâtiments et jouer un rôle clé dans le développement de l'efficacité énergétique des bâtiments des systèmes d'éclairage public dans les pays. L'énergie solaire photovoltaïque sera un instrument clé de la réduction des gaz à effet de serre dans les bâtiments.

A coté de l'énergie solaire photovoltaïque, il y'a l'énergie solaire dite passive utilisée notamment pour le chauffage de l'eau. Les chauffe-eau solaires devraient se généraliser et réduire substantiellement l'utilisation d'autres combustibles (gaz, électricité) pour la production d'eau chaude dans les bâtiments et les petites industries.

D'autres utilisations du solaire présentent un intérêt majeur notamment dans la mise en œuvre de politiques efficaces de lutte contre la désertification. Il s'agit de production et l'utilisation à grande échelle de cuiseurs dits solaires permettant à des milliers de ménages ruraux de réduire très fortement leur consommation de bois - énergie notamment pour la cuisson des repas.

Le cuiseur solaire est une alternative d'acquisition peu coûteuse pouvant être utilisé pendant toute journée d'ensoleillement à l'exception de la nuit.

Les obstacles au développement du solaire photovoltaïque sont :

- L'absence d'offre : les matériaux sont tous importés et il n'y a pas d'industries de production de matériaux sur place (plaques…) ;

- La faiblesse du tissu d'entreprises de services disposant du savoir-faire et capables d'accompagner les entreprises, les collectivités et les administrations dans la mise en œuvre de projets d'efficacité énergétique ;

- L'inexistence d'un dispositif de financement adapté pour accompagner par le crédit la mise en œuvre de tels projets.

Le coût d'acquisition d'un kit photovoltaïque pour l'éclairage coûterait en moyenne 800.000 Francs, ce qui serait hors de portée de la plupart des ménages. Ainsi, malgré un retour sur investissement rapide, le marché reste assez atone et très peu diversifié en termes de produits proposés.

Le tissu d'entreprises est faible et ne dispose pas toujours des compétences adéquates pour instruire des projets sophistiqués de maîtrise énergétique.

La démarche d'appui pour l'UEMOA doit aller vers trois directions :

- la mise en place d'une facilité de financement servant de levier au système financier pour délivrer des crédits permettant de développer les projets d'efficacité énergétique de toutes tailles dans tous les secteurs ;

- le lancement d'un dispositif de formation notamment avec la relance du Centre Régional d'Energie Solaire (C.R.E.S.) en actualisant ses objectifs et ses orientations pour en faire un véritable vecteur de promotion d'une grappe d'activités professionnelles, soubassement d'une offre autochtone d'énergie solaire en zone UEMOA. La relance d'un dispositif régional de formation et d'apprentissage doit se réaliser avec un ciblage pertinent de partenariats internationaux à nouer avec des pays dont le savoir-faire est reconnu en matière d'énergie solaire (Allemagne, Espagne, Etats –Unis, Chine…)

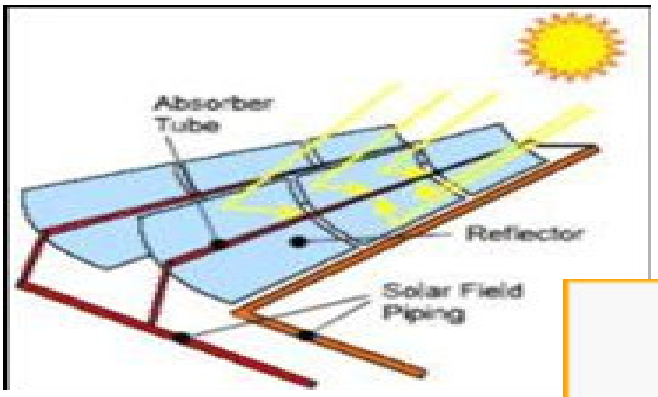
- l'encouragement de l'installation d'industries produisant sur place des matériaux allant de la fabrication de lampes basse tension, à la production de plaques solaires photovoltaïques voire de miroirs paraboliques en passant par les cuiseurs solaires pour réduire fortement l'utilisation du bois de chauffe pour la cuisine dans les zones rurales et périurbaines.

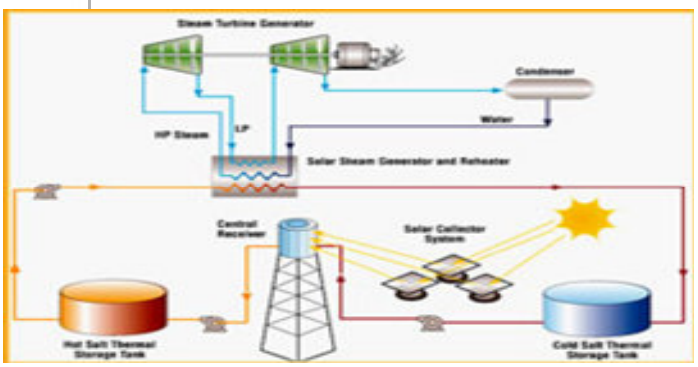
Une deuxième technologie et nouvelle source majeure pour la production d'électricité est le Solaire thermique. Né aux Etats –Unis, il connaît un développement dans tous les continents richement ensoleillées ou dans les pays disposant d'un environnement désertique.

Il constitue l'ossature du projet Energie de l'Union pour la Méditerranée (U.P.M.) qui prévoit l'utilisation des zones fortement ventées (façade atlantique Marocaine pour la production d'énergie éolienne) et du désert du Sahara, pour la production d'électricité par la technologie du *solaire thermique* réexportée vers l'Europe par un système de transport à courant continu de haute tension (5GV).

La technologie de « *solaire thermique* » utilise le rayonnement solaire pour produire de la vapeur d'eau vive, laquelle permet de produire de l'électricité en entraînant un couple turbine et alternateur classique.

Une utilisation en forte croissance qui arrive à maturité est le *Concentrating Solar Power* (CSP) : concentration de rayonnements lumineux captés par des miroirs sur un tube (intensité X 70) permettant de chauffer une huile minérale à température élevée, laquelle produit de la vapeur dans des chaudières, laquelle vapeur produit de l'électricité comme une centrale vapeur classique, avec la possibilité de stocker la chaleur dans des citernes de sel fondu permettant de produire la nuit la vapeur nécessaire à la production d'électricité.





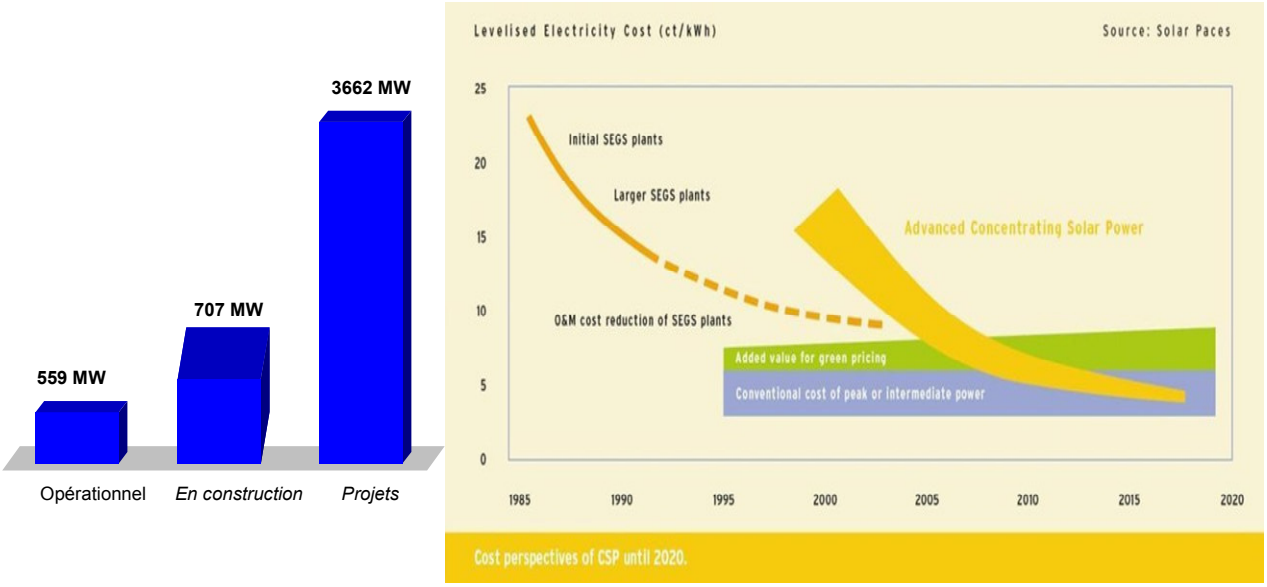
Cette technologie devrait continuer à entraîner des améliorations et des innovations technologiques, ainsi qu'une production de plus en plus massive de ses composants. Ainsi, le solaire thermique constitue une industrie d'avenir. La mutation et l'expansion actuelles que traduisent le nombre de projets et l'augmentation continue des puissances des centrales installées montrent que cette technologie est au début d'une phase de croissance exponentielle. Les centrales solaires thermiques mises en place dans des environnements de type désertique gagnent de plus en plus en puissance et en taille, ce qui a pour effet de réduire le coût du KWh produit.

Des projections optimistes mais crédibles prévoient un coût du kWh solaire, à partir de 2015, au même niveau que les sources traditionnelles (30 et 35 F CFA le kWh). Il s'y ajoute un gain sur le marché du CO^2 lié au caractère propre de cette énergie.

De même, le graphe ci-dessous, élaboré par nos soins et répertoriant les projets de solaire thermique dans le monde, montre une forte augmentation des projets et une élévation forte des puissances installées par projet. Alors que les premières expériences de solaire thermique tournaient autour de 50 MW notamment en Espagne, la plus grande centrale de solaire thermique installée à ce jour, dans le désert du Texas à *Moyawe aux Etats Unis* (350 MW) vient d'être dépassée par une centrale solaire thermique installée en Israël dans le désert de *Neguev* et qui atteint 550 MW.

En fait, le niveau de maîtrise atteint sur cette technologie permet de réaliser des centrales de très grande taille dès que les conditions d'ensoleillement et de disponibilité de larges espaces pour l'implantation des miroirs solaires en quantité, sont réunies. La seule limite semble être la qualité de l'ensoleillement et l'espace disponible (absence de compétition sur les terres qui en élève le prix).

Graphique 56 : Dynamique d'évolution du solaire dans la production d'électricité : capacités de centrales existantes, en construction ou en projets dans le monde et évolution des coûts



Au niveau du solaire, les pays de l'UEMOA disposent tous d'un potentiel solaire quasi-inépuisable, entièrement inexploité.

Le niveau d'ensoleillement très élevé et intense : plus de 3000 heures par an avec un productible de 5,8 kWh par m² en zone sahélienne. L'UEMOA dispose de larges étendues de surfaces vierges de toutes activités et disponibles (savane et désert). A titre d'exemple, il faut 1 200 ha pour une centrale solaire thermique de 900 MW.

Les coûts de production du kWh dans l'UEMOA peuvent varier de 144 Francs CFA pour une petite centrale avec un ensoleillement faible à 30 F CFA pour de grandes centrales de plus de 1000 MW de puissance.

Les avantages tirés de son exploitation dans l'UEMOA sont notamment la non émission de CO2. Les pays de l'UEMOA qui ont une façade maritime (Bénin, Togo, Côte d'Ivoire, Guinée Bissau, Sénégal) offrent également la possibilité de co-génération avec la chaleur résiduelle pour produire de l'eau par dessalement de l'eau de mer (côte atlantique) très favorable à ce processus.

A l'heure actuelle, le potentiel d'électricité à partir du solaire est encore très peu valorisé. Les principales réalisations concernent quelques petits projets surtout photovoltaïques de très faible capacité. La technologie de transformation de l'énergie solaire en énergie électrique est en constant progrès ; les pays de l'espace UEMOA

gagneraient à aller au-delà des projets et à prendre des mesures hardies pour la promotion des énergies renouvelables.

Il faut cependant noter quelques inconvénients du solaire thermique. Le facteur de charge reste modeste et dépend de la période d'ensoleillement. Il n'est également pas possible de produire de l'électricité par le solaire la nuit et la période d'exploitation (c'est-à-dire période d'ensoleillement exploitable) reste limitée souvent entre 8 à 10 heures au maximum.

Par contre, le solaire présente des avantages nombreux. Il est à son pic de production au moment le plus chaud de la journée quand justement les consommations d'électricité sont les plus importantes.

La production de thermique solaire apparaît donc totalement complémentaire avec la production hydroélectrique. Ainsi, en cas de non consommation de toute la production solaire durant la journée, l'excédent d'électricité solaire peut être utilisée pour faire du pompage-turbinage hydroélectrique et être restituée pendant la soirée par la production hydroélectrique. Cette flexibilité entre le solaire thermique et la production hydroélectrique est un avantage qui permet d'atténuer les phénomènes de baisse du productible hydro-électrique aux périodes les plus sèches pendant lesquelles le niveau de resserve des lacs est au plus bas. C'est à cette période d'ailleurs que la production de solaire thermique est la plus forte et peut donc servir à stocker une partie de l'énergie solaire produite par pompage-turbinage en vue d'une consommation dans la soirée.

Il existe également une possibilité de produire de l'électricité en stockant de la chaleur solaire sous forme de sel fondu. Le sel fondu est utilisé le soir pour produire de la vapeur d'eau et de l'électricité par l'entraînement de la turbine et de l'alternateur (cycle vapeur classique).

Biomasse

Les ressources en biomasse sont très importantes et diversifiées dans l'espace UEMOA avec un avantage net pour les pays les plus arrosés.

La biomasse est une source importante de production d'électricité, dans la mesure où elle représente en 2006 la deuxième source d'électricité d'origine renouvelable derrière l'hydroélectricité soit 1,1% de la production d'électricité mondiale et 5,7% de la production d'électricité de nature renouvelable.

L'électricité produite à partir de la biomasse est majoritairement issue de la combustion de la biomasse solide (70,5%) et dans une moindre mesure de la combustion de déchets municipaux (14,5%) et du biogaz (13,2%). La part de la biomasse liquide reste encore secondaire (1,8%).

L'Europe de l'Ouest est depuis 2005 la première région productrice d'électricité à partir de la biomasse (40% de la production mondiale d'électricité) devant l'Amérique du nord (33,8%), notamment grâce à la cogénération biomasse dans les pays tels que l'Allemagne et l'Espagne. L'Asie de l'Est et du Sud-Est (10,1%) est la troisième région productrice d'électricité à partir de la biomasse devant l'Amérique du Sud.

Deux technologies existent dans la production d'électricité à partir de la biomasse : (1) Séchage des résidus de production et utilisation comme combustible pour une production

d'électricité thermique (exemple de la bagasse de canne à sucre, coques de café ou de noix de palmiste…) et (2) Technique de gazéification par la technique de Pyrolyse. Le gaz est produit par un procédé de combustion incomplète et est utilisé comme combustible pour produire de l'électricité.

Les coûts de production à partir de la biomasse varient de 60 à 81 Francs CFA le kWh. En cas d'utilisation du bois, la valorisation du bois est une ressource supplémentaire (charbon de bois).
Le recours à la biomasse connaîtra une importance croissante à l'horizon 2040, à l'instar des autres sources d'énergies propres.

Le potentiel biomasse de l'espace UEMOA reste faiblement exploité dans la production d'électricité. Ce potentiel se situe à trois niveaux :

- Résidus agricoles : bagasse issue de la production sucrière, coques de café et cabosses de cacao, coques de noix de palmiste, tiges …
- Production dédiée : tubercules comme le manioc mais en concurrence avec l'alimentation humaine
- Ressources ligneuses : bois

La forme d'utilisation la plus répandue est celle de l'utilisation du bois pour la cuisine notamment (bois de feu, charbon de bois).

Les avantages qu'offre la biomasse dans la production d'électricité pour l'UEMOA sont notamment la possibilité de produire de l'électricité en valorisant des sous-produits et déchets agricoles, ainsi que la possibilité de produire de l'électricité avec du bois en ayant comme sous produit du charbon à commercialiser (technologie de pyrolyse).

Des technologies s'adaptant plutôt à la génération sur site et à des petites ou moyennes puissances car dépendant de l'état de la biomasse, une exploitation du bois préjudiciable à l'environnement et une compétition sur les terres arables constituent les inconvénients majeurs de cette activité.

Cette initiative pourra s'appuyer sur des programmes déjà existants. Notamment le Programme Régional Biomasse Energie (PRBE), né d'un partenariat entre l'UEMOA et le Royaume des Pays Bas, initié en tenant compte des acquis et expérience de projets et programmes développés dans le sous secteur des énergies issues de la biomasse.

Toutefois, Le coût assez élevé du kWh produit (+ de 50 F CFA) en fait une source de second choix pour l'offre à mettre sur le réseau mais correspond bien à la génération sur site pour une distribution localisée.

Eolien

Au niveau de l'énergie éolienne, le potentiel de l'UEMOA est assez incertain du fait de l'absence d'études et de mesures précises permettant de déterminer les zones les plus ventées et constamment.

L'énergie éolienne est la troisième source de production d'électricité renouvelable. Elle représente 3,5% de l'électricité renouvelable produite au niveau mondial.

À la différence des deux premières filières des énergies renouvelables (hydroélectricité et biomasse), la croissance de la production d'électricité à partir des éoliennes est beaucoup plus dynamique. En effet, entre 1996 et 2006, l'électricité issue des éoliennes a enregistrée une croissance de 28,7% par an en moyenne contre une croissance de 6,5% par an pour l'électricité issue de la biomasse et 2% pour l'hydroélectricité.

La puissance installée dans le monde est passée de 6 115 MW en 1996 à 72 628 MW en 2006. En l'espace de 11 ans, le productible éolien a été multiplié par 12,5.

Ce type de production se situe principalement en Europe de l'Ouest avec 68% de la production éolienne et en Amérique du nord (16,6%). Elle est également présente en Asie avec une part (7,6% en Asie du Sud et 4,7% en Asie de l'Est et du Sud Est). Jusque là, l'installation des éoliennes est plus ponctuelle dans les autres régions du monde.

Dans l'espace UEMOA, le potentiel éolien existe mais reste assez mal connu en l'absence d'études permettant d'identifier les vents dominants ainsi que leur force et leur régularité. On a identifié un potentiel sur la façade atlantique (nord du Sénégal) avec des vents assez constants qui se situent entre 5,5 à 7 mètres par seconde. Un potentiel existerait sur d'autres zones côtières et continentales (Cotonou, Lomé) mais reste mal connu.

D'une manière générale, la production d'électricité éolienne dans la zone UEMOA est handicapée par le facteur de charge assez faible de l'éolien qui se situe entre 20 et 24%. Par ailleurs, son caractère peu prévisible, la difficulté de gérer l'évacuation d'une production déjà peu probable et fluctuante avec le transport d'énergie nécessitant une planification rigoureuse des puissances, font de cette option une alternative moins intéressante que le solaire, l'hydroélectricité ou le thermique.

Principales conclusions sur les énergies renouvelables dans l'UEMOA

Au rayon des énergies renouvelables, en dehors de l'hydroélectricité jusqu'ici sous-exploitée et que l'UEMOA a décidé de « booster », le solaire thermique s'impose à moyen terme comme la réelle alternative aux moyens traditionnels de production. Les évolutions technologiques, les perspectives de maturité rapide de cette industrie et de baisse des coûts de production du kWh, les potentialités de la zone UEMOA font du solaire thermique une alternative crédible de production électrique de base par rapport aux groupes thermiques classiques utilisant combustibles pétroliers, charbon ou gaz.

Le SOLAIRE est une industrie diversifiée permettant en outre la mise en œuvre des politiques d'économie d'énergie notamment :

- Le solaire photovoltaïque permettant de produire de l'électricité sur site : baisse de la consommation d'électricité domestique et d'éclairage public ;
- Le chauffe-eau solaire pour l'eau chaude ;
- Le cuiseur solaire qui est une excellente alternative au bois pour la cuisson des aliments, notamment le jour.

L'énergie éolienne a un potentiel faible et localisé sur un seul pays, le Sénégal (puissance et constance du vent). Son incertitude et la faiblesse de son facteur de charge le réduit à une production localisée.

Les ressources en biomasse sont importantes mais l'utilisation de cette ressource pour la production d'électricité s'adapte plutôt à une génération sur site localisée sur les lieux d'abondance de cette biomasse, pour éviter les surcoûts importants liés à son ramassage.

C4. Energie nucléaire

Le nucléaire s'annonce comme l'une des grandes sources de production mondiale d'électricité du 21ième siècle.

La production d'électricité à partir des centrales nucléaires représente la troisième source d'électricité mondiale après les énergies fossiles et l'hydroélectricité. En 2006, la production mondiale d'électricité d'origine nucléaire était assurée par 442 réacteurs nucléaires répartis dans 31 pays pour une puissance exploitée totale de 370 GW.

La production d'électricité à partir des centrales nucléaires nécessite un haut niveau de technologie et un financement initial important. Elle est donc à ce jour essentiellement développée dans les pays industrialisés. A l'heure actuelle, les plus gros producteurs d'électricité nucléaire sont les Etats-Unis (780 TWh), la France (431 TWh), le Japon (281 TWh), l'Allemagne (154 TWh), la Corée du sud (139 TWh) et la Russie (137 TWh). Certains pays envisagement même d'étendre leur production d'énergie nucléaire (France, Angleterre, Afrique du Sud, Maroc, Egypte, Iran, Turquie, …).

Le recours à cette source d'énergie enregistre un développement dans des pays émergents comme la Chine, l'Afrique du Sud qui ont des besoins importants et croissants en énergie du fait d'un boom industriel important et/ou d'une économie « énergétivore ».

L'énergie nucléaire peut être considérée comme une énergie propre dans la mesure où elle est très peu productrice ou pas productrice de gaz à effet de serre. Elle offre la possibilité de disposer d'une production d'électricité de très grande capacité, avec un rendement exceptionnel de son combustible (facteur de chargé élevé de 95%).

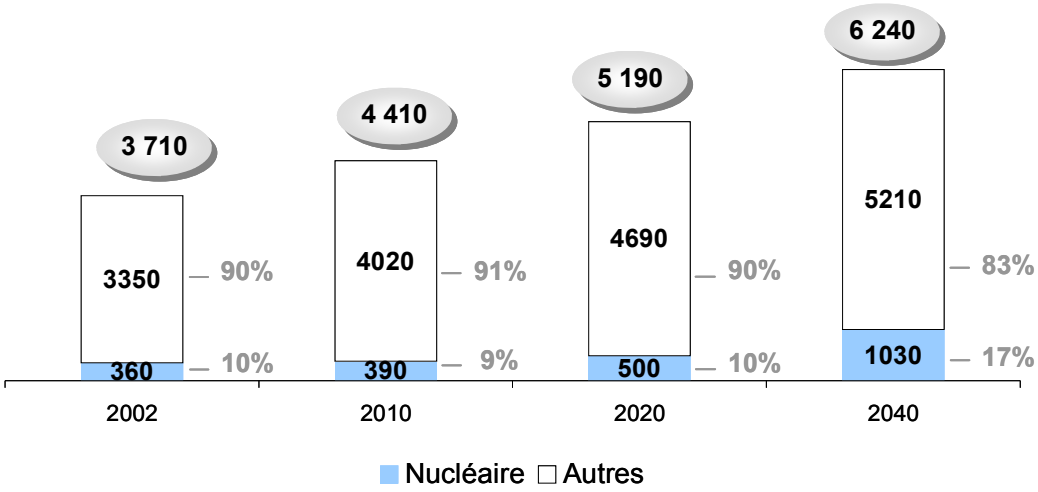
En outre, la compétitivité du nucléaire est renforcée par la stabilité de ses coûts de production. Les coûts de production varient entre 30 et 45 €/MWh (2005-2015) et se situeront entre 40 et 50 €/MWh (2020 -2040). A l'inverse du gaz et du pétrole, les coûts de production de l'énergie nucléaire sont très peu sensibles aux hausses du prix de la matière première : le prix d'achat de l'uranium brut ne représente que 10% du prix de revient de l'électricité produite.

La production d'énergie nucléaire présente cependant beaucoup de risques qu'il faut nécessairement maîtriser et contrôler, notamment le risque de dissémination de radioactivité, ce qui rend obligatoire l'adoption et l'application d'une politique de sécurité à toute épreuve. Le second inconvénient majeur, notamment pour les pays de l'UEMOA, est celui du défaut d'autonomie lié à la nécessité de nouer un partenariat avec l'un des grands opérateurs de l'industrie nucléaire civile (AREVA, WESTINGHOUSE).

L'énergie nucléaire apparaît donc comme la source d'énergie électrique la plus compétitive au monde : une centrale moyenne de 1000 MW peut produire jusqu'à 8000 GWh d'électricité par an. Selon l'EIA, d'ici 30 ans, le nucléaire représentera près d'un

cinquième de la production mondiale. Les réserves mondiales exploitables garantissent 85 années d'exploitation.

Graphique 57 : Evolution de l'offre d'électricité dans le monde par sources primaires d'énergie en 2005 (en MW)

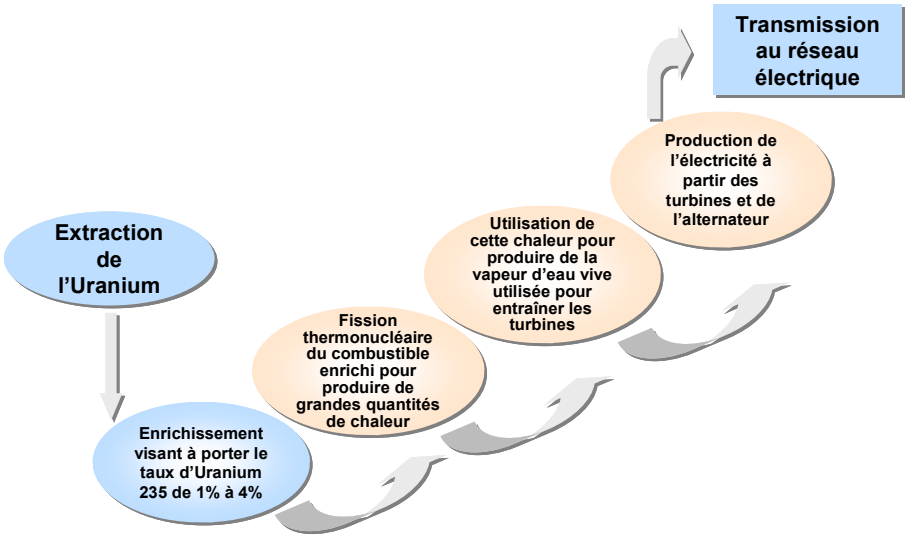


Source : International Energy Outlook. EIA

Avec 1/15 des réserves mondiales d'uranium (3ième réserve mondiale), l'UEMOA dispose des ressources nécessaires pour alimenter une centrale nucléaire et développer l'énergie nucléaire.

En effet, l'UEMOA possède un important potentiel dans le nucléaire car elle occupe la 3ième position au plan des réserves mondiales d'uranium, notamment au Niger (225 459 tonnes). Il existe également un potentiel de découverte dans le désert saharien (Mali, Niger). Ce potentiel important ne pourra être exploitée que si l'UEMOA se montre capable de maîtriser les risques.

Seule la première étape de transformation (l'enrichissement de l'uranium) est aujourd'hui réalisée au Niger.



De par sa capacité de production, largement au-dessus des besoins d'un seul pays de l'Afrique de l'Ouest, excepté le Nigéria, la mise en place d'une centrale nucléaire doit être obligatoirement s'inscrire dans un cadre régional afin de mutualiser les coûts et les investissements de départ. La réalisation des projets d'interconnexion prévus dans le cadre du WAPP peut aussi contribuer à l'éclosion d'un tel projet.

Pour toutes ces considérations (signature de la convention sur le nucléaire civil, prise en compte de la sécurité, partenariat à nouer avec un grand opérateur mondial, interconnexion régionale, réhabilitation des réseaux de transport et distribution …), l'horizon 2030 semble être la plus plausible pour un tel ouvrage.

D. Scénario optimal de développement de l'offre d'électricité à l'horizon 2030

Pour arbitrer les choix à long terme, toutes les sources d'énergie envisageables dans l'UEMOA ont été évaluées sur quatre périodes: 2007, 2012, 2020 et 2030. Chaque source primaire d'énergie : pétrole, gaz, charbon, hydroélectricité, solaire, biomasse, éolien et nucléaire, a été analysée et son positionnement le plus optimal pour la zone UEMOA a été déterminé sur la base de critères d'atouts et de critères d'attraits.

Quatre critères d'atouts ont été retenus :

- **Le niveau de production mobilisable :** mesure l'accessibilité à la ressource, la facilité de mobilisation de la ressource primaire en zone UEMOA (exploration, collecte, acheminement …)
- **La compétitivité des coûts :** renvoie au niveau de coût de génération de l'électricité avec cette ressource primaire, les coûts d'investissements, les facteurs de charge
- **La faisabilité :** concerne la disponibilité de ressources humaines formées et maîtrisant la technologie, la maîtrise de la mise en place et d'exploitation des groupes de production, la facilité ou les difficultés à gérer la maintenance
- **L'impact socio-économique** : mesure la capacité à générer de nouveaux emplois, des revenus pour le pays et l'effet d'entraînement en matière de création de richesses surtout en zones rurales.

Parallèlement, trois critères d'attraits ont été qualifiés pour l'évaluation des sources d'énergie :

- **Le potentiel :** tient compte de l'existant et des réserves
- **L'état de maîtrise de la technologie :** renvoie à la disponibilité et l'accessibilité de la technologie et, ce, à un coût compétitif
- **La durabilité de la ressource :** mesure le caractère permanent de la ressource

Positionnement optimal pour le pétrole

C'est le combustible le plus répandu en zone UEMOA, pour la production d'électricité. Avec 1158 MW, le parc de production thermique utilisant des combustibles pétroliers représente 2/3 du parc existant dans la zone UEMOA. Au plan mondial, c'est l'inverse que l'on constate car le parc thermique à base de pétrole ne représente aujourd'hui que 6% de la production d'électricité dans le monde et devrait disparaître à l'horizon 2030.

Il reste que le parc réellement exploitable ne représente que 861,6 MW du fait de défauts de maintenance, du vieillissement accéléré et de l'indisponibilité aléatoire forte de certains groupes. De plus, les groupes thermiques en fonctionnement ont le plus souvent des consommations spécifiques de combustibles de 10 à 15 % plus élevées que la norme, ce qui entraîne des surcoûts de production énormes dans un contexte de pétrole cher.

Les combustibles pétroliers ont vu leurs prix multiplié par trois. Ils constituent le premier poste de coûts au plan opérationnel et sont responsables d'une augmentation très forte

des coûts de production que les Etats rechignent à traduire au niveau des prix. A 140 $ le baril de pétrole, l'avenir du thermique à base de combustible pétrolier est compromis.

Ainsi cette production déclinera en commençant par les composantes du parc les plus vieilles. Le dépérissement du parc dépendra cependant des investissements nouveaux et de la rapidité de diversification vers des sources plus économes et plus durables. En 2012, le parc à base de combustibles pétroliers restera important mais sera inférieur au parc thermique à base de gaz (Côte d'Ivoire) et de charbon (Sénégal). En 2020, le parc thermique à base de combustibles pétroliers sera constitué des dernières centrales mises en service notamment au Sénégal sous IPP : Kounoune Power (87 MW), Kahone (60 MW) et Tobène (140MW), au Mali (projet BID) ou au Burkina Faso. En 2030, le pétrole ne représentera qu'une production résiduelle, plus d'appoint que de base

La zone UEMOA apparaît particulièrement exposée du fait de sa faible production pétrolière et gazière et de sa dépendance forte dans son approvisionnement en produits pétroliers vis-à-vis de l'extérieur.

Pour apporter une solution durable à une crise énergétique qui va en s'aggravant, un certain nombre de problématiques clé doivent être pris en charge dans le cadre d'une politique énergétique régionale.

Il s'agit notamment de :

- Développer un pôle logistique régional d'approvisionnement en produits pétroliers avec une option régionale de choix et de développement de ports de transbordement de grande capacité pour diminuer les coûts logistiques et bénéficier d'économies d'échelle, en assurant une sécurité grâce à l'érection d'une grande capacité de stockage;

- Faire le choix ou non d'une stratégie industrielle misant sur le développement d'une industrie de raffinage disposant de la taille critique et de technologies récentes (1 ou 2 unités suffiraient probablement) pour créer de la valeur ajoutée locale et sécuriser l'approvisionnement du marché régional en produits blancs et sous-produits ;

- Revisiter la fiscalité au plan régional sur les produits pétroliers dans un contexte de forte flambée des prix et définir une fiscalité préservant les recettes des Etats sans aggraver le coût des produits pétroliers ;

- Etudier les conditions à mettre en œuvre pour une harmonisation des législations nationales débouchant sur une politique régionale attractive de prospection du bassin sédimentaire pour les pays côtiers, du sahel et du Sahara pour les pays de l'Hinterland ;

- Développer les alternatives à la consommation de produits pétroliers et des produits forestiers ligneux comme :
    - Une meilleure utilisation des ressources ligneuses (bois) par la production d'électricité et de charbon grâce à des procédés de gazéification ou de techniques de cuisson des aliments plus économes en consommation de bois …

- l'utilisation du pétrole lampant en milieu rural par des initiative telles que l'initiative « Eclairer l'Afrique » initiée par des grandes institutions comme la Banque Mondiale
- l'énergie solaire comme alternative au bois également, principale source d'énergie pour la consommation en milieu rural, pour l'utilisation de cuiseurs solaires par exemple, en lieu et place du gaz butane devenu un substitut coûteux au bois de chauffe.

Positionnement optimal pour le gaz

La ressource gaz est à court et à moyen terme le principal facteur de substitution au pétrole et ce dès les prochaines années. Avec une puissance additionnelle de 1 882 MW, le parc thermique à base de gaz va être renforcé grâce aux ressources de la Côte d'ivoire (+950 MW) et des projets d'exploitation du gazoduc (+ 932 MW).

Le parc thermique à base de gaz sera donc l'instrument de diversification du parc et ce dès 2012, mais aura un développement moins important par la suite, avec une capacité additionnelle d'ici 2009 de seulement 150 MW (64 MW + 86 MW, Bénin et Togo).

Le gaz sera donc une ressource majeure et disponible localement grâce aux ressources de la Côte d'Ivoire et du Nigeria via le Projet Gazoduc d'Afrique de l'Ouest. Il sera l'une des deux principales sources de diversification permettant de sortir de la domination du parc à base de combustibles pétroliers, tout en permettant de baisser le prix du kWh.

Le gaz, avec l'hydroélectricité, permet une première rupture face à un situation si caractéristique de la zone UEMOA à savoir une production coûteuse à base de produits pétroliers, des prix élevés et une dégradation importante de la situation des opérateurs publics.

L'interconnexion de la zone UEMOA qui sera effective dans la période 2009 – 2012 permettra une couverture suffisante de la zone UEMOA pour permettre de substituer cette production coûteuse par les échanges s'étendant désormais des pays UEMOA de la zone A (Côte d'Ivoire, Togo, Bénin, Burkina Faso) avec les pays de la zone B du WAPP (Mali, Sénégal).

A l'horizon 2030, le gaz restera une source importante mais avec une incertitude sur la disponibilité des ressources notamment en Côte d'Ivoire mais aussi l'absence de visibilité sur la ressource gaz du Nigeria. Il y'aura également à cette échéance, une forte incertitude sur le prix. En effet, la hausse du prix du pétrole favorisera une substitution importante de la production thermique par le charbon et le gaz dont la demande augmentera fortement et se traduira par un prix élevé.

Positionnement optimal pour le charbon

Le Niger dispose de gisements de charbon exploitable pour la production d'électricité avec une centrale d'une puissance de 200 MW. Ce charbon a un pouvoir calorique de 5 586 kcal / kg et sa teneur en souffre avoisine les 1%.

Le choix du charbon a été également fait par le Sénégal au regard de l'intérêt de ce combustible pour la diversification de son parc thermique à base dominante de produits pétroliers et en l'absence de sources primaires d'énergie pour la production électrique.

A défaut de découvertes plus importantes, le charbon sera une source de diversification additionnelle par rapport au gaz et à l'hydroélectricité.

Une proposition retenue par l'étude pour sécuriser le plan d'urgence de l'UEMOA et de la CEDEAO est de porter le projet charbon prochainement mis en œuvre au Sénégal par l'IPP adjudicataire (le consortium dirigé par le suédois NYCOMB Cynergétics), de 250 MW à 500 MW au Sénégal. Les 250 MW supplémentaires permettrait de renforcer le parc avec du thermique « économique » et « challengerait » le projet de génération d'une puissance de 150 MW prévu en zone B du WAPP.

Le charbon restera une source de recours possible durant toute la période 2010 – 2020 du fait de l'existence au Niger de réserves importantes et de son coût plus abordable que les combustibles pétroliers et gaz. La génération d'électricité à partir du charbon pourrait même se développer avec l'aboutissement de l'interconnexion ferroviaire qui rendrait disponible le charbon du Niger pour les autres pays.

Positionnement optimal pour l'hydroélectricité

Le paradoxe de l'hydroélectricité en zone UEMOA est aujourd'hui la faiblesse du parc en exploitation et l'existence d'un potentiel appréciable au niveau de certains pays : Côte d'Ivoire (954 MW), Bénin (457 MW), Niger (278,5 MW) et dans les bassins versants dont l'exploitation mutuelle implique des pays de l'UEMOA (Sénégal, Mali et Guinée Bissau notamment). Il s'agit des programmes OMVS et OMVG dont l'apport pour les pays de l'UEMOA est respectivement de 475 MW et 472 MW.

L'hydroélectricité est l'option majeure de la stratégie de résorption durable du déficit avec l'augmentation très importante du parc hydroélectrique prévue sur la période 2012 – 2020. Représentant à peine 21,1 % en 2012, le parc hydroélectrique atteindra 46,6% du parc de production d'électricité à l'horizon 2020, compte non tenu du développement de nouvelles sources d'énergie renouvelables.

L'hydro-électricité constituera la première ressource en base de production d'électricité et permettra dans le même temps une plus grande maîtrise de la ressource en eau pour en accompagner le développement de l'agriculture irriguée à grande échelle.

Principale ressource en 2020, il restera en 2030 et au-delà l'une des principales sources de production d'électricité avec d'autres sources comme le solaire thermique et l'énergie nucléaire.

La période 2020 – 2030 devrait voir le développement d'une hydroélectricité petite et moyenne portée par les localités, les collectivités locales, qui permettra de disposer à la fois d'électricité et de zones aménagées à vocation agricole.

La part de l'hydroélectricité en zone UEMOA devrait largement dépasser la moitié de la production d'électricité.

L'hydroélectricité tout en assurant une rupture avec l'existant pour une production plus compétitive d'électricité est une source durable, inscrivant la zone UEMOA dans le cercle des nations productrices d'énergie à faible émission de CO^2.

Positionnement optimal pour le solaire

Le solaire est aujourd'hui une énergie renouvelable encore peu présente dans l'espace UEMOA. Les quelques réalisations concernent quelques petits projets surtout photovoltaïques de très faible capacité.

La mise au point de la technologie du solaire thermique (Concentrating Solar Power) qui concentre la chaleur du rayonnement solaire pour produire de la vapeur et de l'électricité par cycle turbine vapeur et alternateur, technologie en pleine phase de croissance avec l'adoption de la technologie et de nombreux projets, va connaître dans les prochaines années une industrialisation de la production de ces équipements avec un abaissement des coûts et une plus grande fiabilité de la technologie.

La taille des centrales devient de plus en plus grande d'autant plus que le coût du kWh baisse de façon très importante avec la taille des centrales solaires thermiques. La seule limite est le degré d'ensoleillement et la disponibilité de larges surfaces permettant l'installation à grande échelle de panneaux solaires (miroirs paraboliques). La technique de stockage de la chaleur dans des cuves de sel fondu permet de produire de l'électricité la nuit avec une autonomie de 7,5 heures hors ensoleillement.

La zone UEMOA notamment au niveau des Etats sahéliens a un avantage compétitif indiscutable pour la production d'électricité par cette technologie. Elle dispose d'un ensoleillement parmi les plus élevés au monde, dispose dans sa partie nord sahélienne et désertique de larges étendues de terres inutilisées.

La stratégie à mettre en oeuvre est de positionner le solaire thermique dans les quinze à vingt prochaines années comme une composante de base de la production d'électricité dans l'espace UEMOA. Ce processus passera par une phase pilote à initier entre 2012 et 2015 profitant de l'arrivée à maturité de cette technologie avec de nombreux projets de grande taille qui seront opérationnels.

En 2020, la zone UEMOA devrait compter quelques centrales solaires de grande capacité (de 500 à 900 MW).

En 2030, le solaire thermique sera l'une des trois composantes de base de approvisionnement en énergie électrique avec des perspectives de croissance encore du fait de la maturité apportant fiabilité de la technologie et économie à grande échelle.

La complémentarité avec l'hydroélectricité, sa flexibilité et son adaptation au fonctionnement d'un réseau interconnecté régional font du solaire thermique une solution de choix pour participer au marché régional d'échanges d'énergie électrique comme ressource de base durable et compétitive.

Le solaire sera une source principale de résorption du gap de production d'énergie électrique et de remplacement du parc trop coûteux de production thermique à base de pétrole. Il jouera un rôle complémentaire à l'hydroélectricité avec les possibilités de pompage – turbinage permettant de stocker une partie de la puissance électrique

disponible aux périodes de basse consommation, pour la restituer à travers le réseau aux heures de forte demande.

Positionnement optimal pour la biomasse

La génération d'énergie électrique à partir de la biomasse est aujourd'hui presque inexistante au sein de l'UEMOA au regard du potentiel en biomasse. Paradoxalement, le bilan énergétique des pays de l'Union est dominé par la biomasse qui représente à elle seule plus de 80% de la consommation d'énergie primaire.

Le bois (bois de feu, charbon de bois), les déchets organiques, les résidus agricoles ou agroindustriels notamment issus de certaines plantes telles que la canne à sucre, le sorgho doux, le typha, la jacinthe d'eau, constituent l'essentiel de la biomasse disponible dans l'espace UEMOA. Le bois est de très loin la première source d'énergie dans la sous région. Il faut y ajouter le potentiel en biocarburant que représente le pourghère.

Le potentiel de génération d'électricité à partir de la biomasse offre une capacité de 8000 MW selon un bureau d'études allemand spécialisé dans l'électrification à partir de la biomasse (ILTIS).

La biomasse constitue aujourd'hui un enjeu majeur et une alternative crédible dès 2012 dans un contexte sous régional essentiellement rural et pauvre, marqué par des coûts des produits pétroliers et de l'électricité très élevés pour une activité économique peu dynamique.

En 2001, l'UEMOA s'est dotée d'une Politique Energétique Commune (PEC) avec les objectifs suivants :

- garantir la sécurité des approvisionnements énergétiques de l'Union ;
- mettre en valeur et assurer la gestion optimale des ressources énergétiques de l'Union en systématisant l'interconnexion des réseaux électriques ;
- promouvoir les énergies renouvelables ;
- promouvoir l'efficacité énergétique ;
- développer et améliorer l'accès des populations rurales de l'Union aux services énergétiques ;
- contribuer à la préservation de l'environnement.

Le Programme Régional Biomasse Energie (PRBE) est la manifestation concrète d'un des axes majeurs de la PEC qui est la gestion durable de la biomasse énergie.

Quelques projets nationaux, appuyés par le PRBE, sont en train de voir le jour. Au Burkina Faso par exemple, trois projets sont en cours dont un projet de pilote de production d'éthanol et d'électricité à partir du sorgho en BOT.

Ce type de projet est particulièrement adapté dans la génération d'électricité sur site impliquant les populations rurales : paysans, collectivités locales, selon de procédés modernes de pyrolyse ou gazéification.

A la faveur de plusieurs projets novateurs, et grâce notamment l'appui du PRBE, à partir de 2012, la biomasse sera un levier important de développement de l'électrification rurale et améliorera sensiblement les conditions de vie des populations : revenus liés à la commercialisation des déchets agricoles, exploitations de terres pour approvisionner les centrales biomasse, autoproduction, …

Il existe des initiatives dans les différents pays souvent portées par des investissements privés d'ailleurs. On peut citer dans les projets de production électrique par la biomasse, les projets de production d'électricité par utilisation de la Bagasse dans le cadre d'un projets sucrier au Togo (en cours d'implémentation), le projet Biomasse de Ross-Béthio dans le Nord du Sénégal qui prévoit l'exploitation du Typha plante arbuste poussant à foison en bordure de fleuve, un projet Biomasse au Bénin, des investissements et projets de production de bioéthanol au Burkina Faso et au Sénégal (avec la Compagnie Sucrière Sénégalaise), des projets avec le soutien du privé de plantations à grande échelle de Jatropha au Sénégal, au Mali et au Burkina Faso.

Positionnement optimal pour le nucléaire

L'énergie nucléaire est la source d'énergie la plus compétitive du fait de sa forte densité énergétique. En effet, une centrale moyenne de 1000 MW produit 8 000 GWh d'électricité par an avec un taux de disponibilité de plus de 90 %.

L'énergie nucléaire nécessite un investissement onéreux. En effet une centrale solaire de 1000 MW coûte 1,5 milliards en € soit 1 milliard de Francs CFA par MW d'investissement.
Une centrale nucléaire est donc caractérisée par une intensité capitalistique élevée. Le coût du combustible n'intervient qu'à hauteur de 10% du coût de revient du kWh qui se situe autour de 26 Francs CFA et qui, en cas d'amortissement de la centrale, revient à 6,5 Francs CFA le kWh.

Les coûts sont surtout représentés par la sécurité et le coût du stockage et du traitement des déchets radioactifs, par ailleurs incorporés dans le coût du kWh, ce qui n'est pas le cas des centrales thermiques classiques qui ne paient pas pour le moment pour les émissions de $C0^2$ et autres particules.

Un projet nucléaire en zone UEMOA suppose un certain nombre de préalables indispensables :

- De par sa capacité de production, son énergie ne peut être consommée par aucun pays d'Afrique de l'Ouest seul sauf le Nigeria.
- Cela signifie qu'une centrale nucléaire doit être obligatoirement mutualisée
- Seule la mise en oeuvre des projets d'interconnexion prévus dans le cadre du WAPP créera les conditions pour mutualiser l'énergie d'une centrale nucléaire en la répartissant sur l'ensemble des pays de l'Afrique de l'Ouest grâce au réseau interconnecté
- Une centrale nucléaire suppose également un partenariat stratégique avec une grande entreprise du nucléaire (AREVA, WESTINGHOUSE…)

Au regard de ces considérations, il est prévu que la solution du nucléaire intervienne à l'horizon de 2030, permettant au marché d'Échanges d'Énergie Électrique en Afrique de l'Ouest (EEEOA) d'être une réalité. En réalité, les délais dépendront d'abord :

- De la clarté, de la volonté et de la rapidité du choix politique de s'y engager par les autorités de l'Union ;

- De la prise en charge effective et diligente des procédures, partenariats à établir et de leur suivi, voire notamment la faisabilité de la mise en place d'un réacteur expérimental, à l'exemple du Maroc

La gestion d'un tel dossier renvoie à la nécessité pour l'UEMOA de disposer, au niveau de la Commission de l'UEMOA en charge de l'énergie, d'une structure de gestion du programme électricité de l'UEMOA, laquelle structure pourrait prendre en charge la gestion et le suivi du « projet nucléaire UEMOA ».

En résumé, le tableau synthétique des résultats de la matrice « Attraits « / « Atouts » délivre un tableau très contrasté avec :

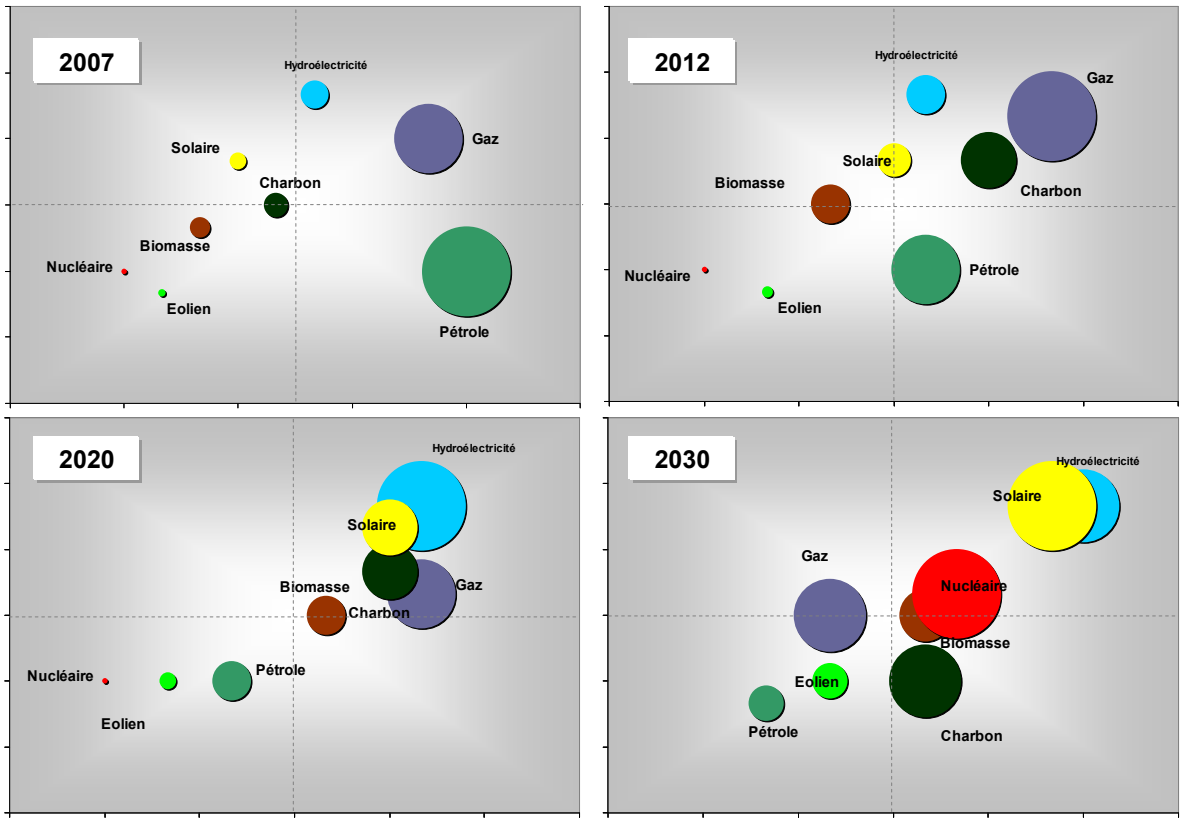
- **En 2007** un paysage électrique dominé par un parc thermique à dominante de produits pétroliers, une production hydroélectrique faible et le développement notamment en Côte d'Ivoire d'une production thermique à base de gaz la positionnant comme principal exportateur régional.

- **En 2012,** la perpétuation de la domination de la production thermique mais avec la régression du parc de production utilisant les combustibles pétroliers au profit du gaz (en plein développement) notamment en Côte d'Ivoire et à partir du gazoduc d'Afrique de l'Ouest et enfin l'essor du charbon.

- **En 2020,** l'hydroélectricité aura pris sa vraie place avec la moitié du parc de production et à coté d'un parc thermique basé principalement sur le gaz et le charbon et l'émergence des énergies renouvelables (solaire biomasse…)

- **En 2030**, les ressources durables domineront le parc électrique de l'UEMOA avec l'hydroélectricité, dont les capacités de développement seront pleinement valorisées, le solaire thermique, la biomasse, l'éolien et une nouveauté : la mise en place d'une centrale nucléaire se substituant au parc thermique gazier en perte de vitesse.

Graphique 58 : Scénario optimal de développement du secteur de l'électricité à l'horizon 2030



Nota bene : La taille des bulles est proportionnelle à la part de la source dans le parc électrique de l'UEMOA.

LEVIERS DE DEVELOPPEMENT DU SECTEUR ET SCENARII ENVISAGEABLES A L'HORIZON 202 ET 2030

Ce chapitre 3 expose les leviers de développement du secteur en présentant les scénarii envisageables à l'horizon 2020 & 2030. Ce chapitre s'inspire des réformes menées et réussies dans d'autres pays pour mettre en lumière les leviers de politique indispensable pour sortir les systèmes nationaux électriques de l'UEMOA de la crise dans laquelle ils se trouvent aujourd'hui.

III. AUTRES LEVIERS STRATEGIQUES DE DEVELOPPEMENT DU SECTEUR ET SCENARII ENVISAGEABLES A L'HORIZON 2020 ET 2030

A. Leviers de développement du secteur de l'électricité

L'analyse de l'expérience d'autres pays et des contraintes spécifiques de l'UEMOA met en lumière quatre domaines où les politiques mises en œuvre conditionnent l'avenir du secteur de l'électricité.

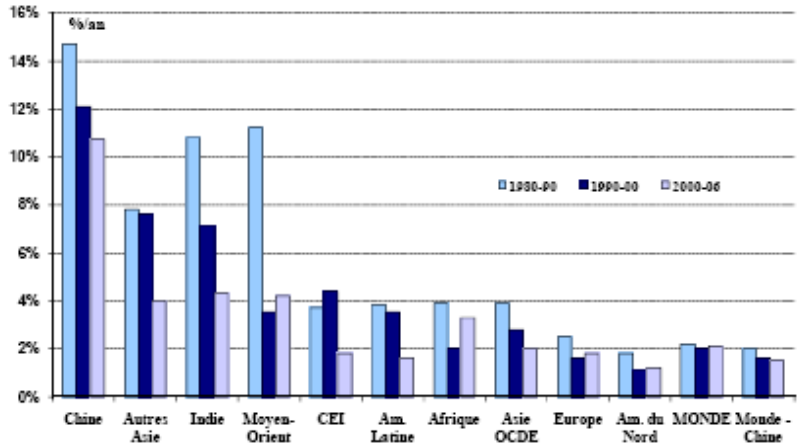
Les politiques à mettre en œuvre, leviers fondamentaux pour un développement durable du secteur de l'électricité dans la zone UEMOA s'articulent autour des quatre domaines suivants :

- la maîtrise de la consommation d'électricité et l'amélioration de l'efficacité énergétique
- un environnement des affaires favorable aux investissements privés et aux partenariats public - privé
- la coopération régionale
- une stratégie globale et volontariste pour le développement des filières à haut potentiel

A1. La maîtrise de la demande et les économies d'énergie

Dans les pays émergents et ceux en développement, le secteur résidentiel (éclairage, robotique, électroménager, constructions …) est la principale source de réduction de l'intensité énergétique. Aussi dans le cadre de l'économie d'énergie, des aides dans ce cadre sont très souvent consenties par de nombreux pays à l'image des pays asiatiques, du Moyen Orient, d'Europe et un peu d'Afrique.

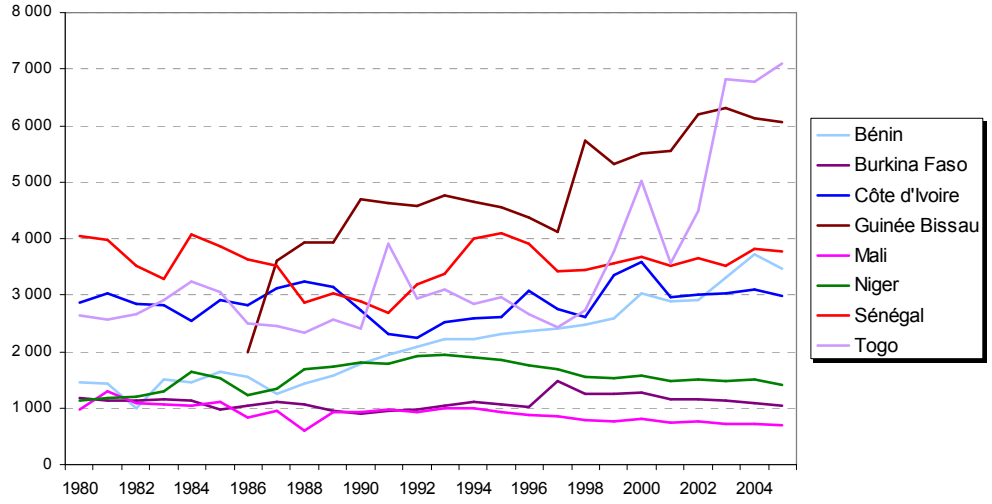
Graphique 59 : les aides consenties en faveur des économies d'énergie



Source: ENERDATA

Cependant, les Etats membres de l'UEMOA n'ont pas su mener des politiques incitatives et durables à ce niveau et ont déployé peu de politiques significatives en la matière. De fait, l'intensité énergétique augmente d'années en années.

Graphique 60 : Intensité énergétique (Btu par USD 2000)



Source: EIA, 2005

La maîtrise de la demande représente le seul véritable levier pour réduire le déficit électrique dans l'UEMOA d'ici 2010 vu l'expérience du Maroc, de la France et d'autres pays industrialisés qui ont pu économiser environ de 20% de leur consommation énergétique.

Dans l'UEMOA, un objectif d'économie de 10% permettrait de résorber le déficit à partir de 2009.

Graphique 61 : Rapport Déficit/Demande par scénario de demande

	2008	2009	2010	2011	2012
DEMANDE FAIBLE	8%				
DEMANDE MOYENNE	9%	2%			
DEMANDE FORTE	12%	8%		0,3%	

Toutes les mesures liées à des économies d'énergie sont un moyen rapide et efficace de répondre au défi de la demande, au regard de gains possibles dans la chaîne de valeur du secteur de l'électricité: production, transport, distribution, consommation. L'objectif est d'agir sur la demande et de s'inscrire de façon plus durable dans des politiques d'**efficacité énergétique** dans nos pays.

Deux types de mesures ont été retenus pour l'amélioration de l'efficacité énergétique. Il s'agit des mesures d'économie d'énergie et des mesures de maîtrise de la consommation énergétique.

Pour améliorer l'efficacité énergétique des pays de l'Union, deux axes majeurs sont proposés :

- **Des mesures d'économie d'énergie** visant à optimiser la consommation d'énergie des ménages et à dégager des solutions pour l'éclairage public.

- **Des mesures de maîtrise de la consommation d'énergie** visant à rendre plus efficiente la consommation énergétique.

Ces politiques sont tirées des enseignements issus des meilleures pratiques de maîtrise de la demande. Elles doivent être initiées par et au profit **des Etats & Collectivités locales**, les **opérateurs d'électricité** et les **consommateurs finaux** (ménages et entreprises).

A l'instar de pays phares dans la mise en œuvre de politiques d'économie d'énergie et d'efficacité énergétique, l'UEMOA cible des objectifs ambitieux : un économie 20% de la consommation énergétique grâce à un Programme Régional d'Economie d'Energie, dont une première phase à court terme (2009) vise à réduire de 10% la puissance de pointe.

Pour l'UEMOA, l'objectif principal est d'arriver à lisser et à brider la demande d'énergie électrique à long terme et de réduire ou de casser la pointe d'éclairage dans le court terme.

Concernant les mesures d'économie d'énergie

Les **Etats et Collectivités locales** devront initier une campagne d'information et un programme d'éducation, de communication et mettre en place une fiscalité attrayante sur les appareils basse consommation et les matériaux d'installation pour bâtiment (éclairage, isolation…). En outre pour l'éclairage public, ils auront à lancer l'utilisation des LBC, des kits solaires et promouvoir une plus large utilisation des ampoules basse consommation en établissant un partenariat avec des privés pour leur production au plan régional. Les Etats devront également favoriser une fiscalité discriminatoire en faveur des appareils basse consommation et des matériaux pour bâtiment (éclairage, eau chaude, …).

Les **opérateurs d'électricité** doivent élaborer et mettre en œuvre un plan de productivité et réhabiliter le réseau de transport et de distribution. Mais ils auront surtout à élaborer et appliquer le plan de déclassement des centrales dont le niveau de consommation spécifique est élevé. De plus il est impératif qu'ils respectent les plannings de maintenance des centrales et autres sites de production, transport et distribution d'électricité.

Il est nécessaire d'organiser une campagne de sensibilisation sur l'économie d'énergie pour inciter les **consommateurs** à effacer certains appareils à la pointe et d'initier des mesures incitatives sur l'utilisation de LBC (lampes basse consommation). Les LBC peuvent se mettre en place rapidement en partenariat avec des constructeurs (fabrication dans la région) et avec un financement partiel par les Fonds Carbone ainsi qu'une suspension temporaire des taxes. Il est tout aussi indispensable d'encourager et/ou de promouvoir des **ESCO** (sociétés de service énergétique) en mettant à leur disposition des lignes de crédit.

Les ESCO jouent un rôle complémentaire. Elles fournissent des services intégrés à leurs clients, exécutent des projets d'économie d'énergie, fournissent des garanties de performances et d'économie d'énergie et sont payées selon leur efficacité pour réduire les consommations. Au préalable, ces sociétés de services énergétiques doivent faire un audit

pour cibler les actions d'amélioration. Elles peuvent faire toutes ses activités seules ou bien en sous-traiter une partie.
Il faudra également procéder à des audits énergétiques dans l'industrie et les entreprises de service.

Concernant les mesures de maîtrise de la consommation d'énergie

Les **Etats et Collectivités locales** devront concevoir et mettre en place un plan de diversification des sources d'approvisionnement et sources d'énergie primaires et faire un audit énergétique dans l'industrie et les entreprises de services.

Taxer plus les importations d'appareillages usagés fortement consommatrices d'énergie et polluantes s'avère nécessaire dans la maîtrise de la consommation d'énergie, de même que le fait de faire appliquer de nouvelles normes de construction qui tiennent compte des mesures d'économie d'énergie.

Les **opérateurs d'électricité** se doivent de moderniser les sites de production et d'initier des projets de diversification des sources primaires de production d'électricité. Ils peuvent à ce propos utiliser les énergies renouvelables dans l'éclairage public (choix du solaire par exemple).

Les **consommateurs** pour leur part doivent adopter dans des projets privés et d'habitat des matériaux et appareils économes ayant un rapide retour sur investissement.

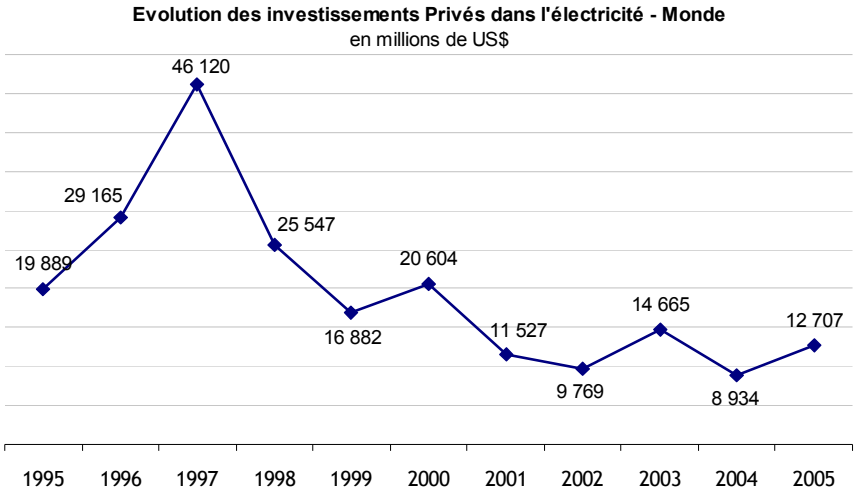
Le marché du carbone apparaît comme une opportunité pour les pays africains dans le financement des projets de génération d'énergie propre : hydroélectricité, énergies renouvelables …

A2. Un environnement des affaires favorable aux investissements

Chaque année, 10 à 20 milliards de dollars d'investissements privés sont injectés dans le secteur de l'électricité dans le monde (graphique 66).

Un classement satisfaisant des pays dans l'indice de perception de la corruption de Transparency International constitue également un facteur d'attrait pour l'investissement privé. Et enfin, il faudrait une mise en place d'un processus d'appel d'offres très compétitif pour le choix des investisseurs et des distributeurs d'électricité.

Graphique 62 : Investissements privés dans le secteur de l'électricité dans le monde



Le climat des affaires de l'UEMOA souffre aujourd'hui de nombreux maux principalement liés à la faiblesse de l'investissement privé, à la raréfaction des ressources publiques et aux difficultés à remplir les conditionnalités pour recevoir des financements concessionnels de plus en plus conditionnés.

Ces maux se traduisent par la rareté des fonds dédiés au financement de projets, la non existence des lois et règlements requis pour attirer les investisseurs et aussi par une plus grande dépendance vis-à-vis des donateurs.

D'autres facteurs contribuent à détériorer l'environnement des affaires dans l'UEMOA. Il s'agit notamment d'un accès limité du privé aux métiers de service public, de faibles capacités organisationnelles et financières des gouvernements dans la mise en œuvre et le suivi des projets, des retards administratifs et une absence de coordination dans les services publics et de la faible capacité de négociation du secteur public dans le cadre des contrats avec les fournisseurs intervenant dans le secteur de l'électricité.

Pour attirer les investissements privés, les États doivent mettre en place des mesures incitatives d'ordre institutionnel, économique et juridique.

Conditions d'ordre institutionnel

Pour attirer les investisseurs privés dans le secteur de l'électricité, il faut une efficacité administrative qui implique l'approbation et la mise à disposition par les Etats des licences d'exploitation. Il faut également disposer d'institutions disposant d'une réelle indépendance vis-à-vis des pouvoirs publics et appliquant à tous les acteurs des règles claires et transparentes de façon rigoureuse.

Ces institutions qui sont les garants de la sécurité des investissements pour être crédibles doivent s'affranchir de la tutelle des Etats et ne se référer qu'aux règles de droit et à l'application de la législation communiquée de façon transparente. L'équidistance des

institutions vis à vis de toutes les parties (y compris vis-à-vis de l'Etat) reste pour les investisseurs privés la meilleure sécurité et la meilleure incitation pour l'investissement.

L'examen des dispositifs institutionnels mis en place pour attirer l'investissement et les partenariats public-privé dans le secteur de l'électricité montre le chemin important qui reste à parcourir.

La question clé n'est pas tant la mise en place de dispositifs institutionnels et réglementaires, que la volonté politique de donner à ceux-ci tous les pouvoirs et le positionnement pouvant les rendre crédibles auprès des investisseurs privés.

Ainsi, en ce qui concerne le secteur de l'électricité, l'amélioration de l'environnement recherchée à travers l'émergence d'un marché régional d'échanges d'énergie électrique créera les conditions de taille de marché propres à attirer l'investissement privé notamment dans la production. Il reste que pour le marché régional soit une réalité, il est indispensable que les lois et incitations à l'investissement soient harmonisées, que les institutions de régulation aient des prérogatives et des règles de fonctionnement harmonisées, que leurs décisions soient crédibles même face aux Etats. La possibilité de saisine d'institutions régionales comme la cour régionale de justice pour y porter des litiges et l'assurance de bénéficier d'examens au fonds indépendants et crédibles de ces litiges, et que les Etats acceptent les décisions des instances communautaires serait un véritable signal de crédibilité des institutions pour le secteur privé.

- **Conditions d'ordre économique**

L'existence d'une cote de crédit attrayante pour les investisseurs étrangers et la mise en place d'un dispositif favorable à l'emprunt domestique sont les premiers critères d'ordre économique à remplir pour rendre les pays attractifs devant les investisseurs privés. Il faudrait que ces conditions s'accompagnent de garanties de paiement contractées par les Etats et/ou les organes multilatéraux.

La mise en place d'un dispositif d'appui au plan financier (possibilités importantes et intéressantes d'emprunt en monnaie locale, octrois de garanties…) sont un avantage très important.

L'érection d'un fonds dédié au « programme Electricité UEMOA » devrait jouer ce rôle , en donnant un signal fort d'engagement aux différents bailleurs de fonds, en faveur de l'investissement et du développement de partenariats public privé pour le secteur électrique.

- **Les autres mesures incitatives**

Une mesure incitative clé à mettre en œuvre est l'assainissement des opérateurs nationaux d'électricité qui ont un statut de société publique et qui sont impliqués à des degrés divers dans des réformes dans sept des huit pays de l'UEMOA.

La viabilité des opérateurs d'électricité est le chaînon manquant qui conditionne la réussite des politiques de réforme et d'ouverture à l'investissement privé.

Cet assainissement concerne le traitement de l'endettement des opérateurs, la sécurisation de leurs revenus à travers l'amélioration des processus de recouvrement, la réduction des pertes et la lutte contre la fraude. Elle touche aussi à l'amélioration des situations de trésorerie avec notamment le lancement et/ou l'élargissement prépaiement des factures. Il est généralement estimé que le passage du quart de la clientèle des sociétés d'électricité au prépaiement permet de régler de façon structurelle leurs problèmes de trésorerie.

Il y'a aussi un appui requis pour certaines sociétés en matière d'approvisionnement en combustibles. Il est cependant important que tout appui dans ce sens puisse être garanti par une couverture correcte des charges de combustibles par la pratique d'une tarification de l'électricité adéquate. En effet, dans certains pays, la non répercussion des hausses du prix des combustibles au niveau des tarifs plonge les sociétés d'électricité dans des situations financières précaires, avec des pertes importantes. Un appui dans de telles conditions mettrait en péril l'ensemble du programme.

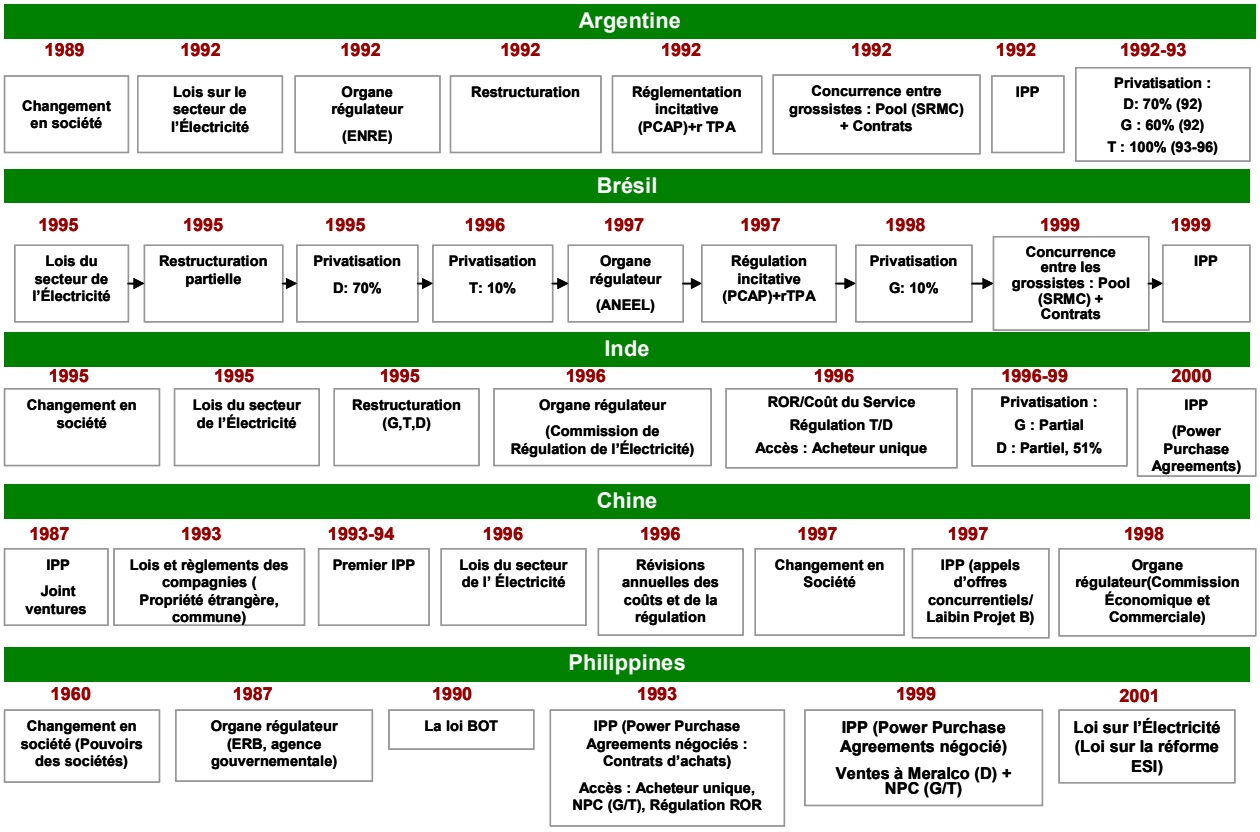
L'adoption du système d'acheteur unique, qui se trouve être le plus souvent l'opérateur national d'électricité, impose une bonne marche de l'opérateur pour que le système soit solvable et puisse fonctionner au bénéfice de tous les acteurs. La défaillance des opérateurs dans le respect de leurs contrats d'achat unique constitue un des obstacles majeurs à la réussite de l'ouverture de la production au secteur privé.

Au-delà de la situation des opérateurs, il y'a comme dans tous les pays et dans les secteurs économiques, une compétition ouverte pour attirer les investissements. Une partie des incitations est constitué par le fait d'offrir le meilleur cadre réglementaire permettant de sécuriser les investissements, de donner des avantages fiscaux et de garantir le rapatriement libre des bénéfices. Il y'a également la législation sur le travail et les données générales sur l'environnement du pays (stabilité de la monnaie, inflation, coût et qualité de vie, liberté de circulation des biens et des personnes …).

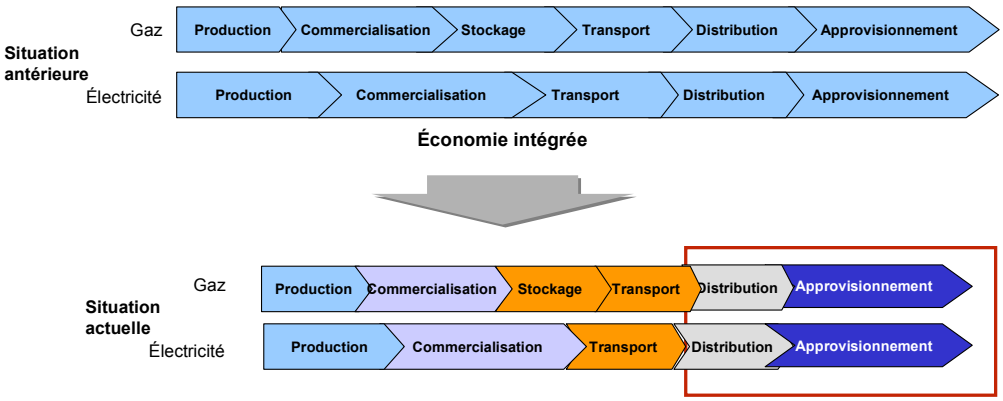
Dans le secteur de l'électricité en zone UEMOA, ce qui sera déterminant pour attirer l'investissement sera la qualité de l'environnement symbolisé par un espace économique régional disposant de règles harmonisées, la solvabilité des partenaires (les sociétés d'électricité notamment), une régulation indépendante et crédible supervisée par une instance régionale de régulation disposant d'un pouvoir de recours et un système juridique régional compétent pour servir de recours.

Pour tirer les leçons des expériences des autres pays, une analyse des évolutions institutionnelles qui ont été initiées dans les pays qui ont attiré le plus d'investissements privés dans le secteur de l'électricité dans le monde a été faite. Cette analyse montre que les pays qui attirent le plus l'investissement privé ont profondément réformé leur secteur de l'électricité.

Graphique 63 : Changements institutionnels dans le secteur de l'électricité de pays dans le monde



La nécessité de mettre en place des structures de marché compétitives favorise aujourd'hui le dégroupage de la chaîne de valeur de l'électricité. Il est visé à travers cette mesure d'introduire une concurrence entre les acteurs des différents métiers de la chaîne de valeur opérationnelle (production, distribution). Le transport est en général mis hors compétition. Dans le schéma le plus courant, il reste dans le giron public et on garantit aux différents compétiteurs un accès égal et non discriminant. Les opérateurs payent un droit de passage pour livrer leur production à leurs clients.



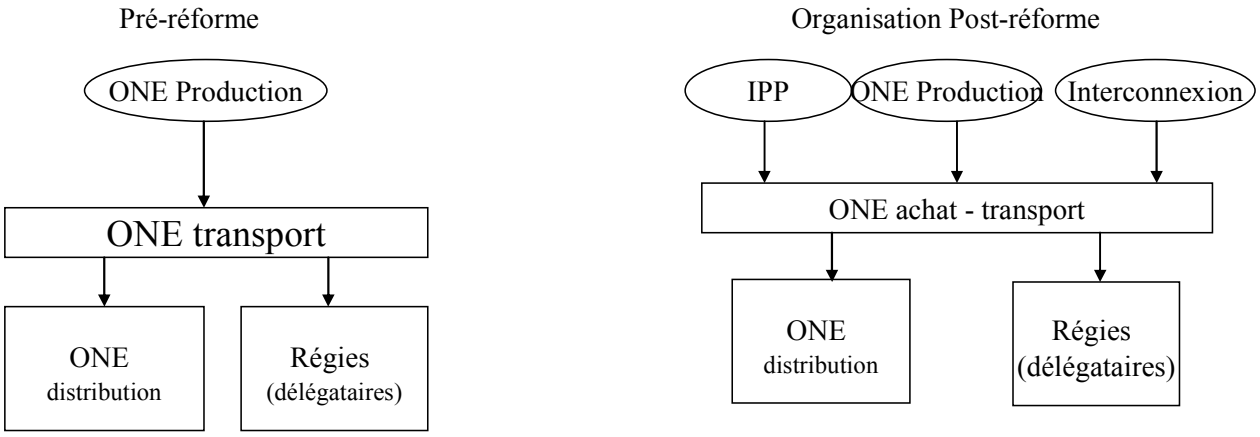
Au Maroc par exemple, il y existe un programme pour la promotion de la sécurité de l'approvisionnement. L'Etat et les opérateurs d'électricité se sont attelés à diversifier les formes d'énergies utilisées (énergie renouvelable, combustibles fossiles, autres ressources).

Ils ont aussi œuvré pour la diversification des origines d'importation et un « dosage » entre importations de pétrole brut et compléments de produits raffinés.

L'Office National d'Electricité (ONE) inclut dans sa stratégie le recours à la production privée. Une proposition de modification de sa loi de création a été introduite pour permettre de faire appel au secteur privé dans la production d'énergie électrique d'une puissance supérieure à 10 MW. Le monopole de production est ainsi rompu et le principe d'acheteur unique instauré.

En 1994, la pression financière a été importante pour réaliser les investissements de production nécessaires à une augmentation de la demande en croissance annuelle moyenne de 7%.

Graphique 64 : Evolution du schéma institutionnel au Maroc



A3. La coopération régionale

La petite taille des systèmes électriques nationaux de l'UEMOA étant un des obstacles majeurs à l'investissement notamment privé, l'émergence d'un marché régional d'échanges d'énergie électrique devient un enjeu clé de développement du secteur électrique dans l'espace UEMOA.

Le troisième axe de la stratégie vise à accélérer l'émergence d'un marché régional d'échanges d'énergie électrique de l'Afrique de l'Ouest, en ligne avec les objectifs du WAPP (EEEOA).

Face à la faible taille des systèmes électriques nationaux, le renforcement de la coopération régionale et la mutualisation des ressources s'avèrent indispensables pour attirer plus d'investissement privé dans le secteur de l'électricité de l'UEMOA.

Dans la configuration des Etats de l'UEMOA, seul un marché régional de l'électricité permet de :

- garantir et d'améliorer la qualité de service à travers la mutualisation des ressources et le développement des échanges rendu possible grâce aux interconnexions offrant aux pays plusieurs solutions d'approvisionnement;

- améliorer les conditions de sécurité de l'approvisionnement ;

- disposer d'une fourniture d'électricité plus compétitive et de meilleurs coûts ;

- optimiser l'exploitation des ressources primaires pour la génération d'électricité à l'échelle régionale et y attirer des investisseurs privés grâce à la dimension de marché régional.

Pour cela, l'environnement institutionnel et réglementaire du secteur doit être amélioré avec :

- La mise en place de conditions d'un marché d'échanges d'énergie attractif pour l'investissement privé, à travers la mutualisation des marchés de petite taille dans le cadre du WAPP

- L'harmonisation des cadres institutionnels et réglementaires du secteur électrique des pays de l'UEMOA et la mise en place d'un cadre régional propice au développement des partenariats publics-privés

- L'encouragement et la promotion de partenariats publics – privés permettant de mobiliser à la fois des financements privés et concessionnels

- La mise en œuvre de réformes institutionnelles garantissant une amélioration de la gouvernance des sociétés d'électricité et de la performance du secteur

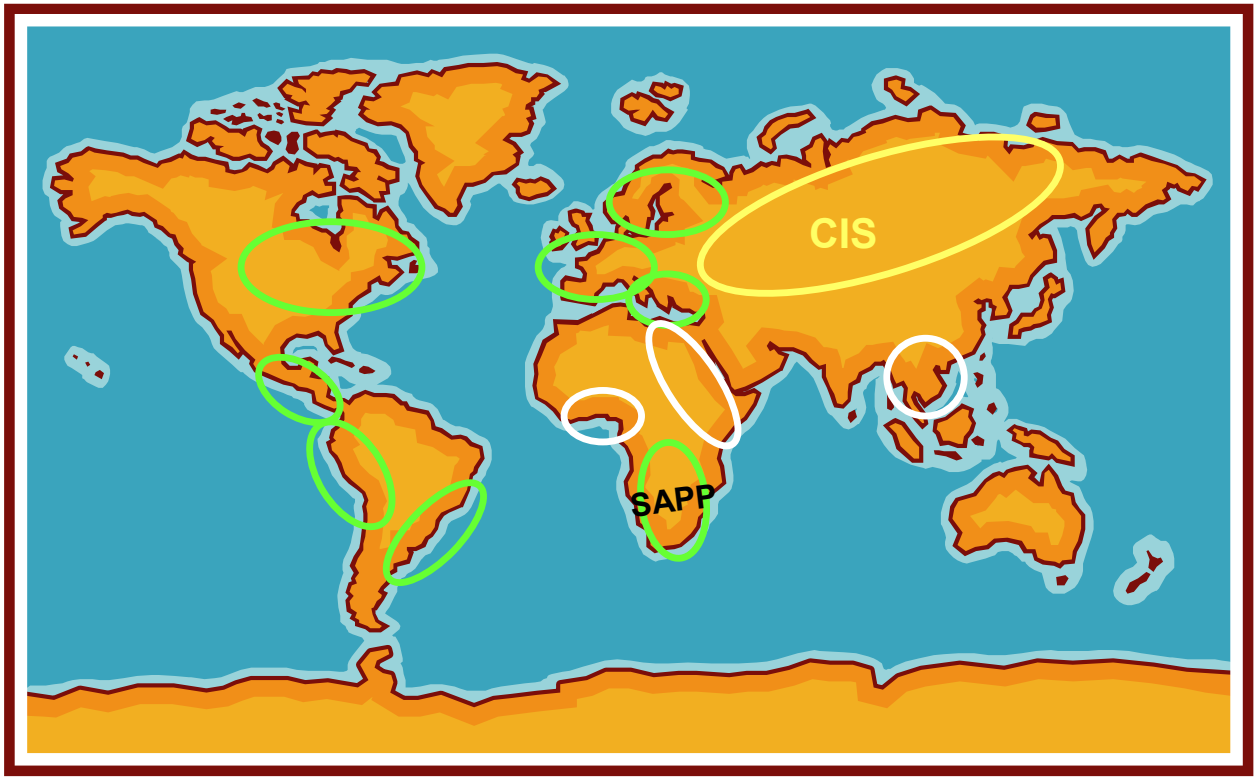
- La restructuration des sociétés d'électricité et le dégroupage des métiers de la chaîne de valeur opérationnelle du système électrique (production – transport – distribution) et le développement de l'accès aux tiers.

- L'émergence de structures de régulation du secteur indépendantes et disposant d'une autorité suffisante en matière d'arbitrage et de gestion des litiges et conflits, ainsi qu'une coordination renforcée entre les structures nationales de régulation et l'autorité de régulation régionale du WAPP avec une claire définition des rôles et responsabilités de chaque structure.

Le renforcement des dynamiques de coopération régionale permet d'optimiser l'utilisation des ressources primaires pour la génération d'électricité. Cette dynamique régionale facilite la multiplication des projets à caractère régional, accélère l'unification du marché régional et l'accès des réseaux aux tiers.

La crise énergétique internationale a vu se développer les marchés régionaux mutualisant les ressources, libéralisant les échanges entre pays à travers l'émergence des interconnexions électriques, la mise en place de systèmes d'échanges d'énergie électrique avec des règles communes de régulation des échanges par le biais d'un régulateur et d'un gestionnaire technique des échanges.

Graphique 65 : Les différents marchés régionaux d'électricité dans le monde



Trois grandes étapes doivent être franchies pour concrétiser la coopération régionale.

- **Etape 1 : Coordination commerciale d'un pays à l'autre (exemple de l'UCTE)**

Entamer un processus d'intégration suppose de passer par l'étape de commerce bilatéral (appels d'offres lancés au plan national et international) mais aussi un passage d'une exigence de licence d'Import/Export vers un commerce libre.

Le système le plus couramment pratiqué en Afrique est de commencer par un système d'échanges convenu, puis de plus en plus formalisé et contractualisé.

Les nombreux flux d'échanges que l'on constate en Afrique et dans la zone UEMOA en sont encore au stade d'échanges peu formalisés. Par exemple, les exportations entre la Côte d'Ivoire et le Bénin-Togo via le Ghana, ne sont assorties d'aucun engagement contractuel sur les quantités. Les engagements portant sur d'autres flux d'exportation ne sont pas respectés et ce sans aucun préjudice pour celui qui ne respecte pas ses engagements. C'est le cas récent du Nigéria qui a très fortement réduit ses exportations d'électricité vers le Niger, le Bénin et le Togo. C'est le cas du Ghana qui a réduit ses livraisons, en garantissant cependant un minimum. Par contre, la Côte d'Ivoire respecte ses flux

d'exportation vers le Burkina Faso mais celles-ci portent sur des quantités modestes, en attendant l'extension de l'interconnexion vers Ouagadougou.

Dans un contexte de pénurie d'offre et de forte dépendance de certains pays (Bénin, Togo, Niger) vis-à-vis des exportations du Nigéria, de la Côte d'Ivoire et du Ghana, les flux se régulent en fonction de la disponibilité et sans contrainte aucune pour l'exportateur. Les exportations se réalisent dans une insécurité quasi-totale aujourd'hui préjudiciable aux pays importateurs qui n'ont d'autre recours en cas de défaillance de la fourniture quel le délestage. La plupart des pays ne dispose pas aujourd'hui d'une réserve froide de sécurité, laquelle est du reste coûteuse à entretenir.

L'on est donc pour le moment très loin d'une gestion des flux d'exportation sur la base de flux sûrs dans un cadre contractuel définissant les rôles et responsabilités de chacun, les contrôles et moyens de recours.

Il faudrait s'orienter vers la mise en place d'un management concerté ainsi que d'une subvention du transit. Enfin, il faudra en cas d'urgence apporter une certaine assistance et mettre en place un système de règlement des écarts.

- **Etape 2 : Marché régional (exemple de Nordel-CA)**

Il s'agit de se transformer en une structure de marché régional proactive c'est-à-dire un marché régional unique découlant des marchés nationaux harmonisés où coexistent des marchés régionaux et nationaux.

Arriver à ce stade revient à mettre en place des mécanismes de gestion commune, des frais d'accès uniformisés ainsi que des lois acceptées par tous.

Enfin un tel marché aura l'avantage d'être un marché organisé où peuvent se négocier des contrats financiers.

- **Etape 3 : Marché Unifié**

Un marché régional unique suppose une libre circulation des différents acteurs de tous les pays de la zone.

L'expérience du West Africain Power Pool (WAPP) vise à partir de la mise en place d'un cadre de coopération des pays d'Afrique de l'Ouest pour bâtir un système régional d'échanges d'énergie électrique moderne et régulé.

Le WAPP se veut une entité indépendante avec un cadre institutionnel, juridique et réglementaire adéquat. Il vise à se donner des règles communes et une crédibilité pour faire du marché régional un marché de taille critique et de règles communes permettant d'attirer les investisseurs privés dans la région. Il dispose d'une structure d'organisation spécifique et une infrastructure juridique formée d'un comité de coordination en charge d'exécuter sa mission jusqu'à l'institutionnalisation.

Le WAPP a pour objectif de réaliser des interconnexions régionales par une politique intégrée d'intégration de l'offre et de développement des échanges d'énergie électrique.

Elle vise en phase ultime d'établir un marché régional d'électricité ouvert et concurrentiel dans l'espace CEDEAO.

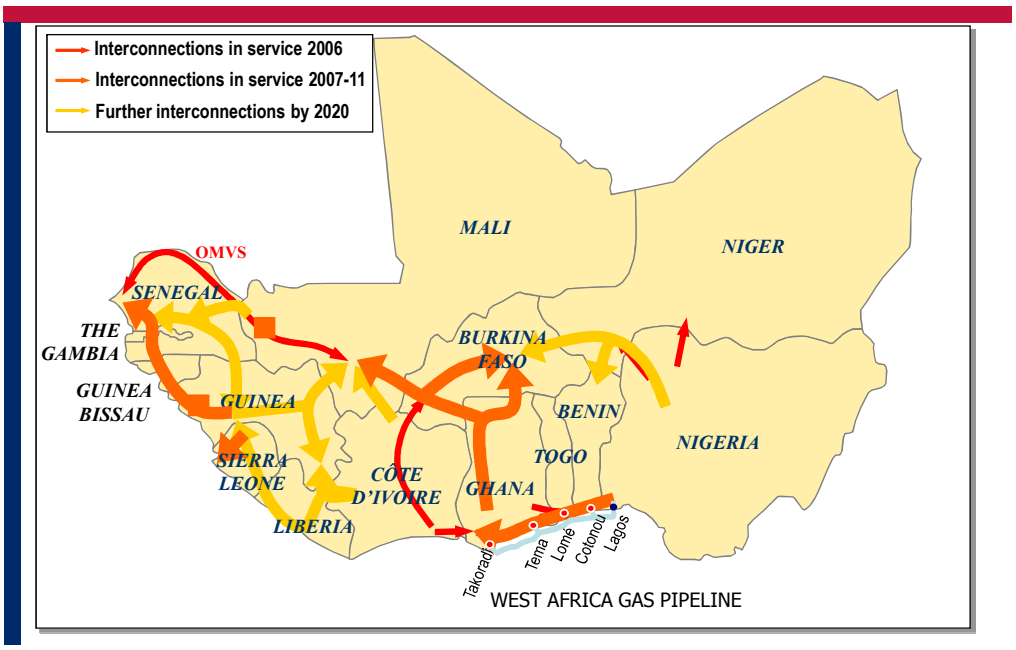
En effet un développement intégré des capacités de production permet de réaliser des économies d'échelle aussi bien au niveau des dépenses d'investissement que de celles liées à l'exploitation et la maintenance des ouvrages de Production-Transport. Ceci se traduit par une baisse des coûts d'approvisionnement en électricité des Etats Membres.

A cet effet, la CEDEAO a élaboré un Schéma Directeur de Production et de Transport d'énergie qui révise celui adopté en 1999. La mise en œuvre de ce schéma devrait augmenter significativement les échanges d'électricité à long terme comme le montre le tableau ci-dessus.

Interconnexion	2007	2011	2015
Nigeria au Bénin & Togo	106	115	360
Ghana au Bénin & Togo	120	120	0
Bénin & Togo au Ghana	0	0	164
Côte d'Ivoire au Ghana	196	0	62
Ghana à la Côte d'Ivoire	0	140	64
Côte d'Ivoire au Burkina Faso	44	61	82
Côte d'Ivoire au Mali	0	80	80
Mali au Sénégal	66	85	111
Guinée au Sénégal/Gambie/Guinée-Bissau	0	112	158

Le schéma suivant illustre les principales lignes d'interconnexion prévues.

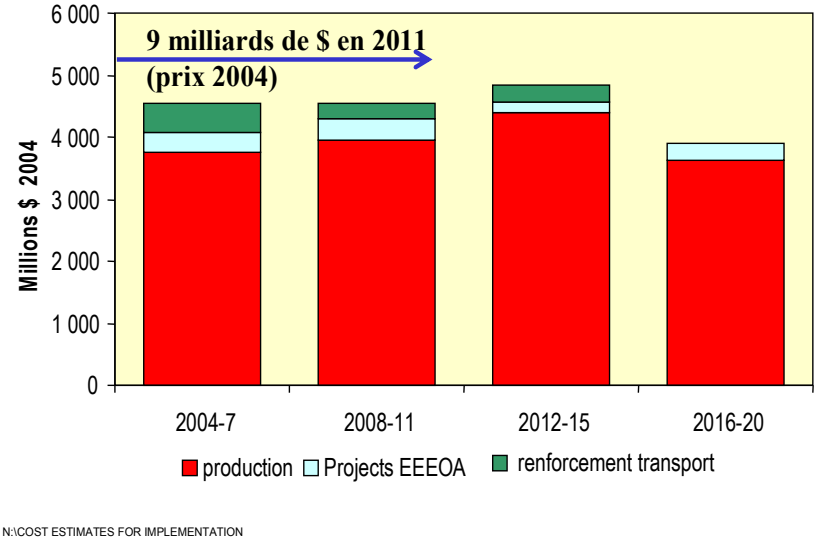
Schéma Directeur Révisé de la CEDEAO –Stratégie de Mise en oeuvre (Source WAPP)



Le Schéma Directeur comprend 16 projets de transport prioritaires sur la période 2004-2020 nécessitant 1,269 milliard de $ US d'investissement (estimation 2004).

La mise en œuvre de tous les projets (Production, Transport & ouvrages annexes) requiert la mobilisation de 58 millions $ EU en moyenne par an.

Le schéma ci-dessous illustre la décomposition des investissements qui sont consacrés essentiellement à la Production.



Depuis 2006, la CEDEAO a mise en place une institution spécialisée qui dispose d'un Secrétariat Exécutif autonome basé à Cotonou. Ce Secrétariat est en charge du développement des infrastructures et du marché régional sous l'autorité des sociétés d'électricité membres. Elle a aussi crée en 2008 une Autorité de Régulation Régionale du secteur Electrique de la CEDEAO (ARREC) qui sera chargé de la régulation des échanges d'électricité effectués dans le cadre du marché régional.

A4. Une stratégie globale et volontariste pour le développement des filières à haut potentiel

Au-delà de la production électricité de grande capacité (solaire thermique), le solaire est appelé à joue un rôle central dans les politiques de maîtrise des consommations et d'efficacité énergétique.

Cela passera par la mise en œuvre d'une stratégie globale et cohérente permettant l'émergence d'une grappe intégrée avec des activités de soutien et la mise en place d'une infrastructure de base adaptée comme les centres de formation et pôles d'excellence, une réglementation incitative.

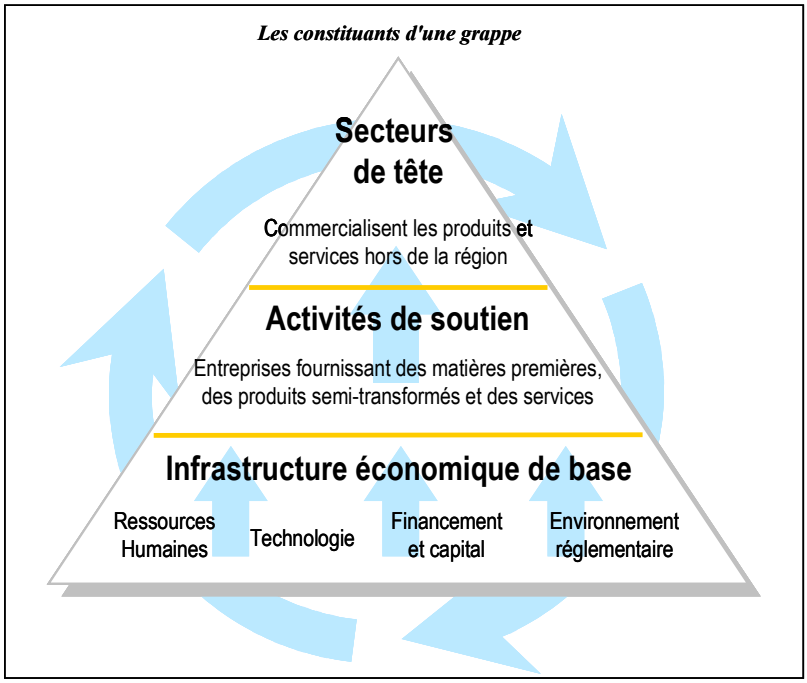
Ces politiques ciblent en particulier les administrations publiques, les collectivités locales, les industries et autres secteurs de prédilection comme l'habitat ou l'hôtellerie. Pour réussir de telles politiques, il est indispensable de conclure des partenariats stratégiques avec des pays en avance sur la technologie solaire comme l'Allemagne, les Etats –Unis l'Espagne ou Israël.

Qu'est-ce qu'une grappe ?

Les grappes sont des réseaux d'entreprises, d'industries, de clients, tous liés dans une chaîne de production créatrice de valeur ajoutée, favorisée par un investissement intensif dans des facteurs de production ciblés.

Une grappe est constituée par des producteurs de biens ou services orientés vers l'exportation (**secteurs de tête**) ainsi que par toutes les activités contribuant à la compétitivité de ces entreprises :

- **Industries de support** telles que les fournisseurs de biens intermédiaires, de composants, de matières premières et de services …
- **Infrastructure économique de base** développée aussi bien par le secteur public (universités, instituts de formation professionnelle, une grande partie de l'infrastructure de transport comme les ports ou aéroports) et par des entreprises privées (services financiers, formation, recherche et développement).



La grappe des Technologies de l'Information de la Silicon Valley, la grappe chaussure dans la Vallée de Sino au Brésil ou encore la grappe textile-habillement dans le Nord de l'Italie constituent quelques exemples illustratifs de la notion de grappes.

Qu'est-ce qu'un pôle de compétitivité ?

Un pôle de compétitivité est, sur un territoire donné, l'association d'entreprises, de centres de recherche et d'organismes de formation, engagés dans une démarche partenariale (stratégie commune de développement) destinée à dégager des synergies autour de projets innovants conduits en commun en direction d'un (ou de) marché(s) donné(s).

Cette politique vise à susciter puis soutenir les initiatives émanant des acteurs économiques et académiques présents sur un territoire

Quatre éléments principaux sont la clé du succès du pôle : (i) la mise en oeuvre d'une stratégie commune de développement économique cohérente avec la stratégie globale du territoire, (ii) des partenariats approfondis entre acteurs autour de projets, (iii) la concentration sur des technologies destinées à des marchés à haut potentiel de croissance, et (iv) une masse critique suffisante pour acquérir et développer une visibilité internationale.

Actuellement, la grappe solaire dans l'UEMOA n'est aujourd'hui qu'au stade de la pré-grappe, avec une présence d'activités très faible dans les secteurs de tête et les activités de soutien. L'infrastructure de base est aussi quasi-inexistante.

Un dispositif de financement est prévu dans le Fonds de Développement Electricité pour stimuler le développement des activités de production et de service, et stimuler la fonction crédit au profit des bénéficiaires et porteurs de projets.

Les activités têtes de grappes peuvent être regroupées en deux catégories :

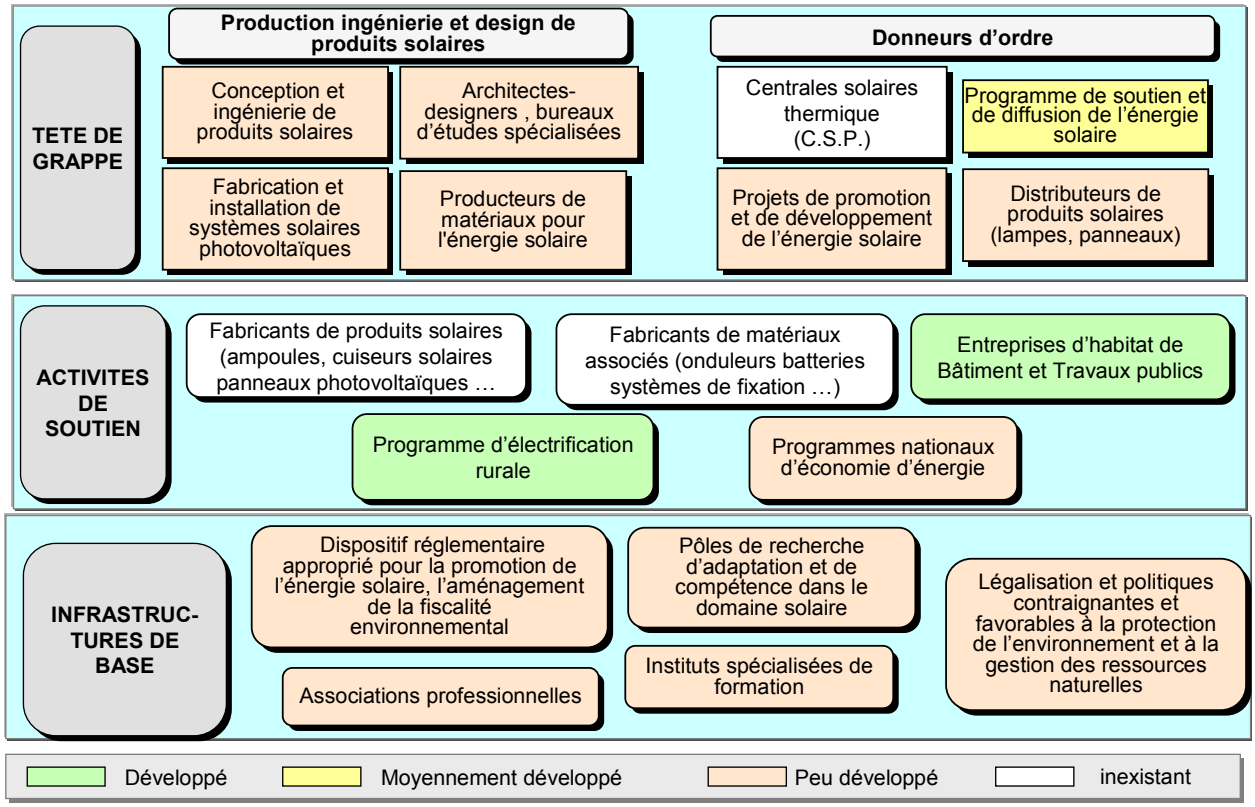
- **Les activités de production, ingénierie et design intégrant l'habitat, les projets d'éclairage public, les programmes de maîtrise d'énergie et d'efficacité énergétique touchant les administrations publiques, les collectivités locales, les entreprises et intégrant les produits solaires :** activités mises en œuvre par des architectes, designers, bureaux d'études, fabrication et installation de systèmes solaires photovoltaïques, …
- **Les activités d'exploitation de produits et services intégrant fortement les technologies solaires (donneurs d'ordre)** : exploitants de centrales solaires, distributeurs de produits solaires, promotion de l'énergie solaire …

La quasi-totalité de ces activités têtes de grappes sont peu développées voire inexistantes. Il existe cependant un programme de soutien et de diffusion de l'énergie au plan régional. Quelques activités de soutien de la grappe solaire existent au sein de l'UEMOA, les infrastructures de base sont à construire.

En termes d'activités de soutien, parmi les activités existantes, il est noté que les programmes d'électrification rurale et le BTP, les programmes nationaux d'économie d'énergie sont peu ou faiblement déployés et leurs résultats sont peu significatifs. Les activités de fabrication de produits solaires tels que les lampes, les cuiseurs solaires ou les panneaux photovoltaïques sont inexistantes.

Concernant les infrastructures économiques de base, tout le dispositif institutionnel et réglementaire est à construire pour favoriser l'émergence d'une grappe solaire compétitive au sein de l'UEMOA.

Graphique 66 : Niveau de maturité de la grappe solaire dans l'UEMOA



Un autre centre d'intérêt est l'émergence au plan régional d'une industrie pour la fabrication de lampes basse consommation, grâce notamment à l'établissement de partenariats avec des pays comme la Chine, premier producteur de lampes au monde avec plus de 2/3 du marché mondial.

B. Quatre scénarii envisageables à l'horizon 2020 et 2030

Deux (2) facteurs majeurs apparaissent moteurs pour le développement du secteur de l'électricité dans l'UEMOA.

Premier facteur : le degré d'intégration et de coopération entre les réseaux. Il traduit le niveau de développement atteint par les infrastructures et lignes d'interconnexion ainsi que le nombre de pays interconnectés c'est-à-dire liés par une infrastructure physique permettant l'échange d'électricité. Ce facteur peut être faible ou fort.

Deuxième facteur : l'engagement des États de l'UEMOA. Il reflète l'engagement et l'atteinte des objectifs en matière d'intégration et de coopération sous-régionales. Cet engagement est matérialisé par l'existence de règles d'harmonisation, de règles juridiques et d'un dispositif réglementaire facilitant la mise en place d'un marché régional de l'électricité.

Le croisement de ces variables fait ressortir quatre scénarii d'avenir envisageables pour le secteur de l'électricité de l'UEMOA d'ici 2020 et 2030. Les quatre scénarii d'avenir sont décrits ci-après. De même, ce facteur peut être soit faible ou soit fort.

Scénario 1 : L'Union « sombre » ou obscurcie

Ce scénario correspond à une faible intégration et coopération entre réseau combiné avec un faible engagement de la part des Etats en matière d'intégration et de coopération sous-régionale.

L'interconnexion électrique est faiblement avancée mais aussi le niveau d'intégration faible des marchés au plan des règles institutionnelles et juridiques ne permet pas une harmonie suffisante pour aller vers un marché régional d'échanges d'électricité.

Chaque pays s'efforce d'organiser sa production et sa distribution d'électricité au plan national et érige un champion national le plus souvent défaillant que l'on s'oblige à aider à coups de subvention pour assurer l'équilibre et le fonctionnement du système.

La forte augmentation des cours du pétrole et donc des combustibles pétroliers aggrave le déficit. La mauvaise performance opérationnelle et les déficits accumulés des opérateurs se permettent pas les investissements de renouvellement des infrastructures de production, transport et distribution et bloquent le développement de l'accès à l'électricité.

L'électricité coûte cher et s'adresse à une minorité de citoyens qui y ont accès, avec un développement des phénomènes d'impayés et de vol d'électricité. Le système électrique reste dominé par une clientèle basse tension avec quelques clients moyenne tension. Il ne permet pas de satisfaire en quantité et en qualité une clientèle haute tension obligée le plus souvent à produire sa propre énergie électrique pour fonctionner.

Le prix élevé de l'électricité désavantage les pays au plan du coût des facteurs de production qui ne sont pas compétitifs pour attirer l'investissement

Scénario 2 : L'Union « factuelle »

Ce scénario correspond à un marché régional peu intégré mais dans lequel on évolue vers des partenariats bilatéraux entre pays avec notamment le développement de relations bilatérales entre pays excédentaires et d'autres déficitaires.

Des échanges d'électricité se développent sur la base d'accords bilatéraux et l'existence de lignes d'interconnexion mais nous sommes encore loin du stade d'un marché intégré d'électricité.

Les échanges ne sont pas cependant sécurisés et l'approvisionnement peut s'arrêter si le pays fournisseur connaît des difficultés (cas du Bénin dans son approvisionnement avec la Côte d'Ivoire).

La relation commerciale bilatérale est basée sur un contrat d'approvisionnement signé par les deux parties à un prix garanti et sur la base de l' « acheteur unique » qui se trouve être la société d'électricité.

Ce type de relation commerciale peut se faire également dans le cadre d'une production mutualisée entre pays voisins exploitant les capacités de production hydroélectrique d'un bassin versant de fleuve.

La situation peu reluisante des sociétés nationales d'électricité se traduit par de nombreux retards et arriérés de paiement, compromettant la relation et hypothéquant le développement de ce type de partenariat.

Cette situation inclut également des partenariats noués au plan national avec la production d'électricité par des opérateurs privés vendant à l'opérateur national (principe de l'acheteur unique) avec une adaptation institutionnelle.

Scénario 3 : L'Union « en panne »

Ce scénario correspondant à un marché régional intégré notamment dans le secteur de l'électricité mais handicapée par l'absence ou la faiblesse des infrastructures d'interconnexion régionale.

Les règles institutionnelles et juridiques sont en place pour permettre au secteur privé d'éclore. Les projets nationaux d'accès à l'électricité se développent pour pallier le déficit dû à la faiblesse des échanges mais avec plusieurs poches de non disponibilité : accès à l'électricité par développement des centres isolés.

Quelques échanges d'électricité se développent sur la base d'accords bilatéraux. L'électricité reste chère.

Ce scénario est peu probable en termes de faisabilité car le plus difficile est de créer les conditions d'un véritable marché d'échanges d'énergie électrique permettant de satisfaire des investisseurs privés en quête d'investissements rentables.

L'environnement actuel montre plutôt l'existence d'abondantes ressources financières pour ce type d'investissement dès l'instant que les conditions de leur attrait sont réunies.

Scénario 4 : L'Union « éclairée »

Ce scénario correspond à un marché régional de plus en plus intégré avec en particulier un effort législatif de convergence vers un dispositif institutionnel et règlementaire harmonisé Ces avancées permettent de créer les conditions de développement des investissements notamment privés particulièrement dans la production, attirés par les perspectives de marché élargi au contexte régional.

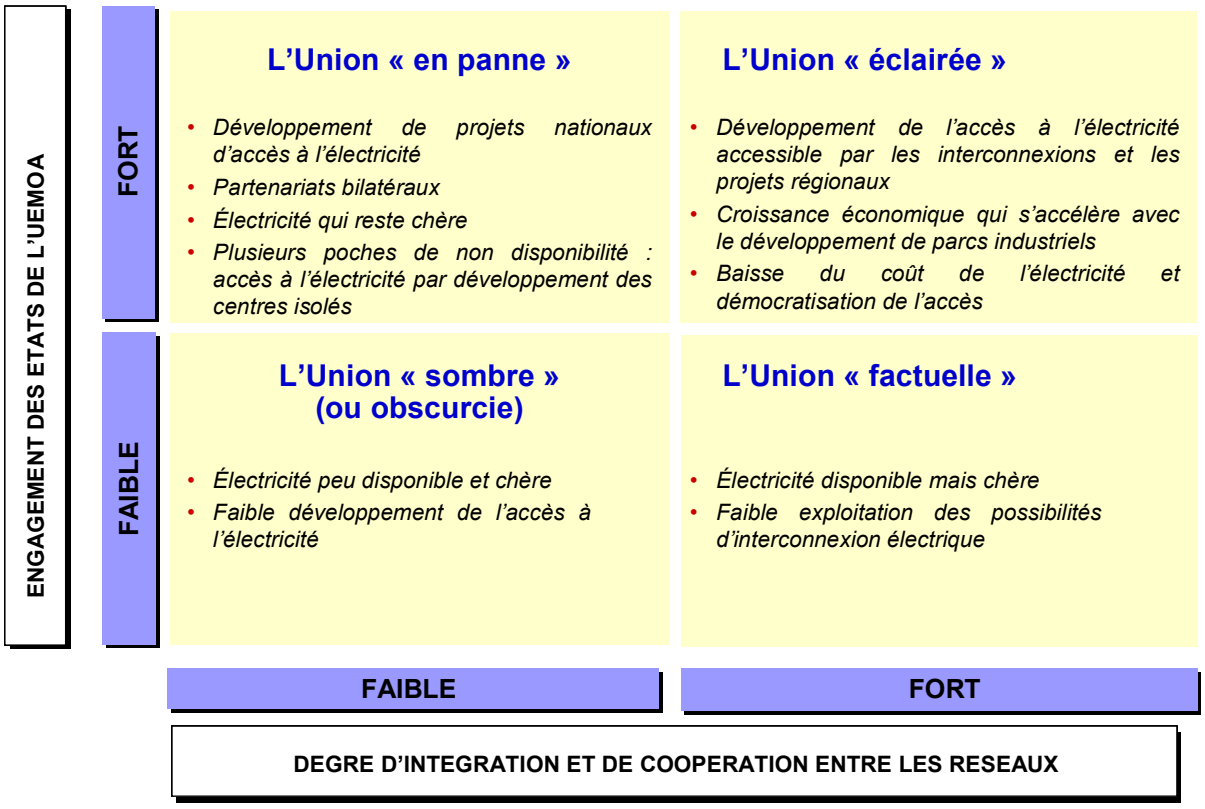
Ces avancées permettent également de mobiliser des financements : concessionnels, aide publique, fonds structurels d'appui à l'intégration régionale apportés par des accords de partenariats pour l'infrastructure d'interconnexion requise.

Les conditions d'un marché intégré d'échanges d'électricité se mettent rapidement en place aidés par une forte volonté politique se traduisant notamment par l'érection d'un dispositif institutionnel et réglementaire adapté et les dispositions pour sa gestion optimale et impartiale.

Le système d'échanges d'électricité et le marché d'échanges sont gérés de façon impartiale par un concessionnaire spécialisé choisi par appel d'offres qui délivre ses services en toute transparence et à équidistance des États, en rendant compte aux instances régionales de l'UEMOA.

Le marché est rendu plus attractif et concurrentiel : exemple de l'ouverture du marché des gros consommateurs (Clients Haute Tension voire même Moyenne Tension) à la concurrence. Cela signifie que les producteurs peuvent concurrencer les sociétés d'électricité dans la vente à certains gros clients notamment industriels.

Graphique 67 : Matrice des scénarii d'avenir du secteur de l'électricité dans l'UEMOA



VISION, ORIENTATIONS STRATEGIQUES ET AGENDA POUR LE DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITEDE L'UEMOA

Le chapitre 4 esquisse une vision d'avenir du secteur de l'électricité dans l'UEMOA à l'horizon 2030 et décline les orientations stratégiques et les actions phares pour sa mise en œuvre. La dernière partie de ce chapitre déroulera l'Agenda (plan d'actions), le budget requis et les recommandations pratiques pour la promotion de la stratégie de développement durable du secteur de l'électricité dans l'UEMOA.

IV. VISION, ORIENTATIONS STRATEGIQUES ET AGENDA POUR LE DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE DE L'UEMOA

A. Vision du secteur de l'électricité de l'UEMOA à l'horizon 2030

La vision constitue donc un repère pour l'avenir, loin des contingences liées au passé, focalisée sur une perception ambitieuse de l'avenir. L'idée de rupture est importante dans ce cadre, en ce qu'elle permet de s'extraire de l'inertie des conditions présentes.

La vision d'avenir porte une ambition forte du secteur de l'électricité de l'UEMOA et met fin à la longue période de crise du secteur, marquée par la petite tailles des systèmes électriques, une production insuffisante et des délestages récurrents, de longues pauses d'investissements ponctuées de solutions coûteuses, peu accessibles et non durables.

Tout en constituant un objectif que l'UEMOA souhaite atteindre dans un horizon de long terme, la Vision Electricité 2030 de l'UEMOA est d'abord un puissant vecteur de changement (changement d'orientation, de méthodes et de stratégie). Elle vise à mobiliser l'ensemble des acteurs (Etats, Institutions sous-régionales telles que la BOAD et la BCEAO, populations, secteur privé, bailleurs …) autour d'un défi commun, pour ne pas dire communautaire :

« En 2030, l'ensemble des citoyens de l'Union accédera à une énergie à bas prix, au sein d'un vaste marché d'échanges d'énergie électrique intégré et harmonisé à l'échelle de l'Afrique de l'Ouest, produisant une énergie propre et s'appuyant sur un partenariat public-privé dynamique. »

Le premier message clé de la Vision Electricité de l'UEMOA est « **l'ensemble des citoyens** ». La vision porte l'ambition d'une vraie démocratisation de l'accès à l'électricité pour l'ensemble des populations des pays de l'UEMOA, qu'elles soient en zones urbaines aussi bien qu'en zones rurales.

Ensuite, la Vision Electricité de l'UEMOA en 2030 cible des objectifs spécifiques dont l'explication est donnée ci-après :

- **Une énergie à bas prix** parce que le coût de l'énergie sera un facteur majeur qui conditionne la compétitivité et la croissance des pays, ainsi que le niveau des revenus de ceux qui y ont accès ;

- **Un marché d'échanges d'énergie électrique** parce que la crise actuelle des systèmes électriques des pays de l'UEMOA, leur petite taille, l'expérience des autres régions du monde démontrent à souhait que la solution durable ne peut être que régionale ;

- **Une énergie propre** parce que l'UEMOA a le potentiel de produire à grande échelle une énergie propre (hydroélectricité, solaire, biomasse).La zone UEMOA tirera le meilleur parti possible des mécanismes de développement propre (M.D.P.) et des fonds disponibles sur le marché du carbone ;

Enfin, la Vision identifie un moyen.

- **Un partenariat public privé** parce que la solution au développement du secteur viendra d'une combinaison optimale de l'action de deux types d'acteurs : la gouvernance et les politiques pour les Autorités publiques, les investissements et la gestion pour le secteur privé.

L'ambition portée par la Vision d'avenir se décline en trois objectifs stratégiques prioritaires : le taux d'électrification dans l'UEMOA, le prix moyen de l'électricité et la part des énergies renouvelables dans le parc de production.

- L'objectif de taux d'électrification dans l'UEMOA est de passer de 17% en 2007 à 80% en 2020 et 100% en 2030 (accès universel au service de l'électricité).

- Le prix moyen de l'électricité dans l'espace UEMOA est réduit à 30 Francs CFA le kWh à l'horizon 2030

- La proportion d'énergies renouvelables et durables (hydroélectricité, solaire, biomasse, éolien) dans le parc de production passera de 36% en 2007 à 82% en 2030.

Pour atteindre les objectifs stratégiques et réaliser la vision, une feuille de route met en œuvre une démarche en trois étapes : **(i)** rendre l'énergie disponible (période 2008-2012), **(ii)** réaliser le tournant de l'énergie compétitive (période 2013-2020) et **(iii)** instituer une offre d'énergie durable (période 2021-2030).

L'objectif majeur de la phase 2008-2012 est de rendre l'énergie disponible. Le programme de résorption du déficit 2008-2012 comporte en son sein un programme d'urgence dont l'objectif est de soulager à court terme les pays et les populations des nombreux délestages vécus et liés à une insuffisance de production. Ce programme d'urgence, défini à l'échelle régionale, adressera pour chaque pays de l'Union une stratégie très claire pour gérer l'urgence d'ici 2010 et mettre en œuvre des mesures dont l'effet sera presque immédiat.

C'est dans cette phase que des dispositions préalables sont prises pour permettre une adéquation entre offre et demande à moyen et long terme, notamment la conclusion de partenariats stratégiques : mise en place d'une centrale nucléaire à l'horizon 2025-2030, émergence d'une grappe solaire, sites pilotes de solaire thermique de grandes capacités.

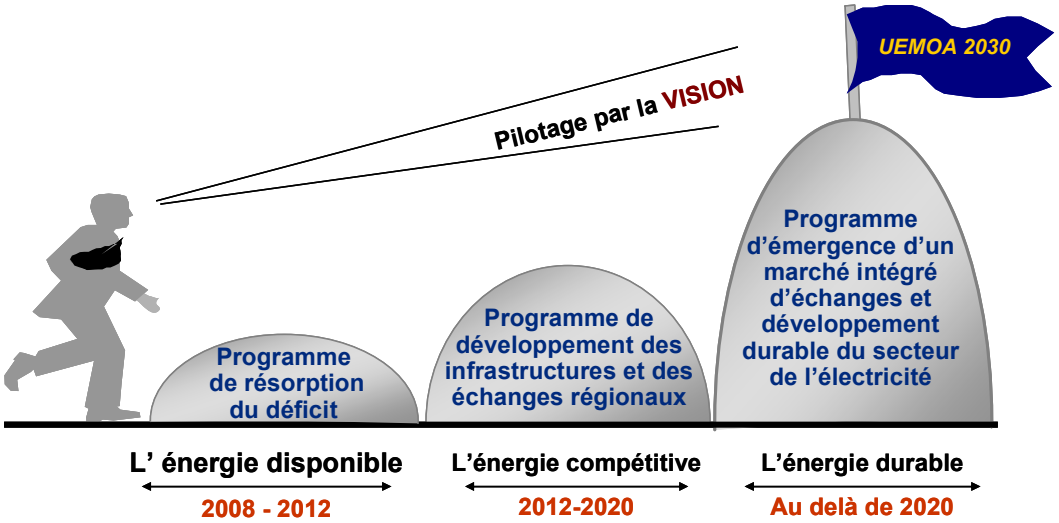
La phase 2012-2020 vise à rendre l'énergie compétitive. Elle permettra à l'UEMOA de sortir du « cercle vicieux » de coûts de production élevés. En effet, avec un parc constitué aux 2/3 de groupes fonctionnant avec des combustibles pétroliers et un coût du pétrole particulièrement élevé (140 $ U.S. le baril), l'équilibre des finances publiques, la santé financière des opérateurs d'électricité et la paix sociale sont fortement menacées.

Ce programme 2012 – 2020 consacre donc le tournant vers une électricité compétitive, servant de catalyseur au développement économique avec une demande qui s'accroît dès 2015 à un taux de 11,9% en moyenne.

La phase 2020-2030 marque l'évolution vers une offre d'énergie durable et respectueuse de l'environnement. Le secteur électrique devient très faiblement émetteur de $C0^2$ et fait profiter à la zone UEMOA des ressources captées sur le marché du CO^2 et des incitations initiées dans le cadre des Mécanismes de Développement Propre (MDP).

L'offre permet de satisfaire de façon durable une demande dynamisée par une énergie moins coûteuse et plus compétitive, à partir de trois sources majeures : l'hydro-électricité qui aura fait l'objet d'investissements très importants, les énergies renouvelables (solaire thermique, biomasse, éolien, petite et moyenne hydroélectricité) mais aussi l'énergie nucléaire.

Graphique 68 : Feuille de route pour la réalisation de la Vision Electricité 2030



A1. Vision 2012 : « l'énergie disponible »

Le programme de résorption du déficit 2008-2012 comporte en son sein un programme d'urgence dont l'objectif est de soulager à court terme les pays et les populations des nombreux délestages vécus et liés à une insuffisance de production. Ce programme d'urgence, défini à l'échelle régionale, adressera pour chaque pays de l'Union une stratégie très claire pour gérer l'urgence d'ici 2010 et mettre en œuvre des mesures dont l'effet sera presque immédiat.

L'approche régionale, il faut l'avouer, reste quelque peu inefficace dans l'urgence et le court terme, car nous sommes dans un marché très imparfait où les échanges ne sont ni optimaux ni garantis, les pays exportateurs ne maîtrisant ni leur production ni leur demande. Six pays des huit pays UEMOA se trouvent donc dans ce marché très imparfait et incertain. Ils vivent cette angoisse et attendent des réponses de sécurité.

Il faut donc que le programme de résorption du déficit 2008-2012 oriente les choix des pays et appuient clairement leurs plans d'urgence, dès lors qu'il n'y a pas de meilleures solutions et que les solutions ne plombent pas l'avenir.

Pour y arriver différentes activités sont primordiales et méritent d'être mises en œuvre. Il s'agit tout d'abord de procéder au recensement des groupes frappés d'obsolescence à déclasser pour disposer d'un parc de production efficient et efficace pour ensuite élaborer une ligne de financement « Fonds de Développement Électricité » avec l'intervention de la BCEAO et d'autres institutions clés.

Il faudrait en outre que les Etats s'engagent à réformer en profondeur leur système électrique en contrepartie de l'accès au financement : restructuration des sociétés d'électricité, plan de réduction des coûts, dégroupage des activités, développement des échanges d'électricité et par la suite initier un ambitieux Plan Régional d'Économie d'Énergie (PREE).

Enfin il faudrait mettre en œuvre toutes les études d'infrastructures de production (hydroélectricité, nucléaire, énergies renouvelables), d'interconnexions électriques, accélérer la recherche de financements et la mise en œuvre rapide des projets « mûrs » (étude de faisabilité faite, financement garantis).

C'est dans cette phase que des dispositions préalables sont à prendre pour permettre une adéquation entre offre et demande à moyen et long terme, notamment dans le cadre des réformes du secteur dans chaque pays et au niveau sous-régional (CEDEAO).

Quelques mesures préalables doivent pareillement être lancées au cours de la première phase, et éventuellement au cours de la deuxième phase, pour préparer les phases suivantes. Il s'agit de :

- Développer dès à présent les partenariats internationaux (nucléaire) et public-privé: pour la formation continue, la mise en place des ESCOs, …

- Accélérer les études de faisabilité des projets hydroélectricité, interconnexion régionale, solaire thermique et appuyer l'organisation des tours de table des projets moyen et long termes

- Réhabiliter et renforcer les centres de Formation aux métiers de l'électricité à vocation régionale (École Supérieure Interafricaine d'Électricité – ESIE - de Bingerville, Centre Régional d'Energie Solaire ? ;;;)

- Développer des pôles d'excellence dans les sources d'avenir : énergies renouvelables, nucléaire. …

A2. Vision 2020 : « l'énergie compétitive »

L'objectif majeur de cette phase est de permettre à l'UEMOA de sortir du « cercle vicieux » de coûts de production élevés. En effet avec un parc constitué aux 2/3 de groupes fonctionnant avec des combustibles pétroliers et un coût du pétrole

particulièrement élevé (140 $ U.S. le baril), l'équilibre des finances publiques, la santé financière des opérateurs d'électricité et la paix sociale sont fortement menacées.

Ce programme 2012 – 2020 consacre donc le tournant vers une électricité compétitive, servant de catalyseur au développement économique avec une demande qui s'accroît dès 2009 à un taux de 11,9% en moyenne.

Cette rupture proviendra essentiellement de deux facteurs combinés :

i) L'exploitation du potentiel hydroélectrique très important auquel ont accès les pays de l'UEMOA, soit par leur développement propre, soit par la gestion commune de bassins versants impliquant d'autres pays d'Afrique de l'Ouest ;

ii) La pleine valorisation du potentiel gazier de la Côte d'Ivoire, ainsi que de celle du Nigéria accessible grâce au Projet Gazoduc d'Afrique de l'Ouest, nonobstant les possibilités de découvertes de gaz grâce au développement de la prospection dans le bassin sédimentaire atlantique et dans le Sahara.

Au terme de la mise en œuvre du plan de résorption, il ne doit plus y avoir de déficit dû à l'insuffisance de production d'énergie électrique dans les pays de l'UEMOA. Et donc **développer un partenariat public - privé** ainsi que les **interconnexions et marchés d'échange**, **démocratiser l'accès à l'électricité** constituent des préalables nécessaires à l'atteinte de la Vision Electricité de l'UEMOA en 2030. Ces trois axes seront développés durant la deuxième phase de mise en œuvre de la Vision.

AXE 1 : Développer le partenariat public-privé

Cette orientation vers les partenariats publics privés (PPP) suppose au préalable un assainissement financier et donc une restructuration des sociétés nationales d'électricité visant à rétablir leur rentabilité, à réformer leur modèle de gouvernance et le modèle d'intégration verticale des activités. Ce partenariat devrait également leur permettre de se repositionner de façon optimale sur les métiers, c'est-à-dire un dégroupage des activités. Ce type de partenariat dans la production pourrait très bien fonctionner dans certains projets de production, pour peu qu'il existe une source localement ou accessible à un prix compétitif.

Durant cette phase, le développement de l'ensemble des projets à vocation nationale et régionale impliquant des PPP, utilisant des ressources primaires de génération d'électricité (gaz du PGAO) ou gérant des projets d'hydroélectricités sur les bassins versants de fleuves et cours d'eau, avec une implication des institutions régionales (OMVS), doit être privilégié.

Ce partenariat pourrait en outre se matérialiser par une coopération accrue entre les investisseurs locaux / étrangers et les collectivités locales pour la réalisation de projets d'énergie renouvelable de taille modeste : barrages hydroélectriques de petite capacité, projets de génération d'électricité utilisant la biomasse, les biocarburants, l'énergie solaire ou l'éolienne. Ce type de coopération permet d'aborder facilement la génération d'électricité sur site en zones rurales pour la production et la consommation locale d'électricité.

AXE 2: Développer les interconnexions et le marché d'échanges

La deuxième phase de déroulement du » Programme de développement des infrastructures et des échanges régionaux pour une énergie compétitive » est aussi et surtout celle du développement des infrastructures d'interconnexion, les pays de la CEDEAO et la Mauritanie étant interconnectés durant cette période.

Elle suppose une harmonisation et une convergence des systèmes de régulation des pays dans **un système de régulation régional** qui arbitre et contrôle les flux d'échanges. Elle permet ainsi l'ouverture d'un grand marché d'échanges d'électricité et aussi l'attrait de nombreux IPP et fonds d'investissement dans la production d'électricité au niveau des pays et zones disposant des sources les moins chères.
Durant cette phase, on assiste à la finalisation de la restructuration des opérateurs nationaux d'électricité : restructuration financière et ouverture au secteur privé, spécialisation forte des métiers, modernisation des réseaux de distribution avec une forte réduction des pertes et de la fraude, un redéploiement des personnels, …

Le développement des interconnexions et l'ouverture du marché d'échanges favorise en outre l'accès au marché régional aux grands consommateurs (parcs industriels, clients Haute Tension et Moyenne Tension), ce qui a pour effet de diminuer le coût de l'électricité industrielle et d'améliorer par conséquent la compétitivité des entreprises.

Le marché régional sera élargi et plus solvable, ce qui suffit à attirer les IPP. Le principal atout d'un tel marché est l'existence d'une régulation des droits de passage pour les grands consommateurs qui sera sous l'œil vigilant de la régulation régionale.

AXE 3: Démocratiser l'accès à l'électricité

Ce deuxième « Programme de développement des infrastructures et des échanges régionaux » est également synonyme d'une période de démocratisation de l'accès à l'électricité et d'amélioration du bien-être des populations.
Le développement de l'accès à l'électricité se fera notamment grâce à la généralisation des interconnections dans les zones rurales, les petits centres urbains, etc. et grâce à la génération d'électricité sur site à partir de sources d'énergie accessibles (biocarburants, biomasse, solaire, éolien …).

En effet la large utilisation des énergies renouvelables dans la génération d'électricité pourrait sensiblement améliorer les conditions de vie des populations en milieu rural. Plusieurs exemples peuvent être cités :

- L'énergie solaire pour la cuisson des aliments (cuiseur solaire) et pour le séchage et la conservation de denrées alimentaires
- Les kits solaires pour l'éclairage public
- La mécanisation de l'exhaure
- Les centrales à biomasse pour la production d'électricité et du charbon
- Etc.

Des initiatives concrètes seront prises en vue d'adapter les technologies dans la fabrication au plan local d'ampoules basse consommation, de cuiseurs solaires permettant de diminuer la consommation de bois de coupe et préservant ainsi l'environnement, des séchoirs pour la conservation de denrées alimentaires, et plus progressivement de matériaux plus sophistiqués permettant de révolutionner l'habitat en milieu urbain et rural, d'équiper les ménages ruraux et périurbains …

A3. Vision 2030 : « l'énergie durable »

Cette étape marque l'évolution vers une offre d'énergie durable et respectueuse de l'environnement. Le secteur électrique devient très faiblement émetteur de $C0^2$ et fait profiter à la zone UEMOA des ressources captées sur le marché du CO^2 et des incitations initiées dans le cadre des Mécanismes de Développement Propre (MDP).

Cette offre permet de satisfaire une demande dynamisée par une énergie moins coûteuse et plus compétitive, à partir de trois sources majeures :

- l'hydro-électricité qui aura fait l'objet d'investissements très importants
- les énergies renouvelables (solaire, biomasse, éolien, petite et moyenne hydroélectricité)
- l'énergie nucléaire

Grâce à des partenariats stratégiques judicieux, l'UEMOA pourra disposer à l'horizon 2030 d'une centrale nucléaire de 1000 MW de puissance, produisant une quantité d'électricité de 8 milliards de kWh à mutualiser au plan régional, grâce à l'interconnexion complète des réseaux et au marché régional d'échanges d'énergie électrique.

Par ailleurs, l'accès à l'électricité pour les populations connaîtra un essor rapide grâce à l'abaissement des coûts de production de l'électricité et des prix, à l'expansion et à la modernisation des réseaux, à l'essor de la petite hydroélectricité et à la génération d'électricité à base de biomasse.

Le passage à l'énergie compétitive, puis durable, favorise l' « éclosion » de parcs industriels et crée les conditions de l'accélération de la croissance et de l'émergence économique de la zone UEMOA.

A fin 2030, l'Afrique de l'Ouest dispose d'un système électrique pleinement intégré avec des IPP exploitant un potentiel régional diversifié : hydro-électricité, gaz, charbon, énergies renouvelables, nucléaire.

La mise en œuvre du **Programme d'émergence d'un marché intégré d'échanges et de développement durable du secteur de l'électricité** accélère l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité, avec le renchérissement des

ressources fossiles que sont le gaz, aligné sur le cours du pétrole, et le charbon mais aussi une plus grande accessibilité des technologies en énergies renouvelables.

Les résultats attendus au terme du programme 2020-2030 :

- Sophistication et plus grande concurrence dans le marché d'échanges d'électricité

- Mutation et spécialisation des ex-opérateurs publics vers les métiers de la distribution d'électricité

- Option « énergie nucléaire » en phase de réalisation active

- Visibilité de la région par ses politiques énergétiques et attrait de financements extérieurs pour la production et l'utilisation généralisée d'énergies propres (biocarburants, solaire éolien …)

- Inversion des tendances dans la gestion des ressources naturelles et la lutte contre la désertification

B. Quatre axes stratégiques pour mettre en œuvre la Vision 2030

Pour mettre en œuvre la Vision d'avenir 2030, l'Initiative Régionale pour l'Energie Durable (IRED) va être lancée autour quatre axes stratégiques.

B1. Développer une offre diversifiée, compétitive et durable

La stratégie d'offre prend en compte des projets déjà répertoriés et apporte des solutions aux situations de déficit dans le court terme (2009 et 2010) et surtout dans le long terme (au-delà de 2020).

Dans le court terme (2008-2012), les solutions d'offre pour résorber le déficit portent sur la réhabilitation et la réparation de groupes existants, l'accélération de projets nouveaux en cours d'implémentation, des appuis appropriés aux opérateurs d'électricité tels que la garantie de l'approvisionnement en combustibles aux conditions d'une tarification adéquate, la transformation des groupes pour l'utilisation de combustibles moins coûteux, etc. En effet, la mise en place de ces types d'intervention devrait se faire très rapidement.

Pour renforcer l'offre prévue dans un horizon de court terme, il est proposé de nouveaux projets additionnels.

Premièrement, la transformation d'ici 2010 des turbines à gaz de la CIPREL en Côte d'Ivoire en cycle combiné apportera **+160 MW** supplémentaires tout en gardant le niveau de consommation actuel en gaz, soit un gain de 50% de puissance supplémentaire.

La deuxième recommandation majeure porte sur le doublement du projet charbon au Sénégal (**+250 MW**), projet porté par l'IPP suédois NYCOMB CYNERGETICS. La négociation de l'extension pourrait se faire avec les investisseurs actuels, surtout si le préfinancement du projet est facilité par le Fonds de Développement Electricité (FDE) qui sera mis en place au terme de cette étude. Une voie possible est celle du leasing sous forme d'un contrat O & M avec l'exploitant suédois. La garantie pourra être levée par le FDE. La livraison pourrait se faire en deux tranches entre 2010 et 2011, pour s'aligner sur le programme actuel.

Enfin, il est également prévu un projet de construction d'une centrale thermique à charbon de **200 MW** à Salkadamna. Le projet consiste en l'exploitation et en la mise en valeur du charbon de Salkadamna, région située à 80 km au nord ouest de Tahoua. Il comporte deux volets : **(i)** la production d'énergie électrique à partir d'une centrale thermique au charbon d'au moins 200 MW en plusieurs unités et **(ii)** la production de 100 000 tonnes de briquettes au charbon par an destinées à un usage domestique. 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.

Pour combler le déficit d'ici 2010, les solutions d'offre ne suffiront pas sans être associées à un large programme d'économie d'énergie intéressant l'ensemble des pays de l'UEMOA. Un amitieux programme de réduction de la pointe d'éclairage à travers une campagne de distribution de Lampes Basse Consommation (L.B.C.) dans tous les pays. Une facilité de crédit permettra d'étendre le programme de maîtrise de la consommation d'énergie électrique aux administrations publiques, collectivités locales, entreprises industrielles, secteur touristique… tout en appuyant l'installation d'entreprises industrielles et de services d'économies d'énergie (ESCO).

La période 2012-2020 constitue un tournant pour la satisfaction de la demande dans des conditions de meilleure compétitivité. Cela passe en particulier par l'augmentation du parc hydroélectrique - *passage de l'hydroélectrique de 38% de la puissance installée en 2008 à 45% en 2020* - et la réduction de moitié du parc à base de combustibles pétroliers - *baisse de 38% en 2008 à 14% en 2020*. La part des énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon) reste toutefois élevée dans la production - *47% de la production en 2020*. 2/3 de ce parc repose cependant sur une ressource gaz disponible au plan régional et dans une moindre mesure sur le charbon, avec la mise en exploitation des mines de SALKADAMNA au Niger. Cette nouvelle donne rend la configuration de l'offre meilleure mais non pérenne.

L'UEMOA dispose d'un potentiel important et inexploité de ressources énergétiques renouvelables pour prendre le relais des ressources fossiles non pérennes et répondre à une demande en croissance forte et continue **dans un horizon de long terme (2020-2030)**.

Le solaire ▸ Le niveau d'ensoleillement est très élevé et intense en zone sahélienne, avec plus de 3000 heures d'ensoleillement par an et un productible de 5,8 kWh par m². L'UEMOA dispose de larges étendues de surfaces vierges de toutes activités et disponibles à faible coût (savane et désert) du fait d'une absence de compétition sur ces terres (agriculture, habitat). A titre d'exemple, il faut 1 200 ha pour une centrale solaire thermique de 900 MW.

L'évaluation des sources d'énergie renouvelables met au premier plan la technologie de solaire thermique aujourd'hui en plein développement et devant arriver à pleine maturité dans la période 2015–2020. Le solaire thermique est attendu à un coût du kWh se situant

autour de 30 F en 2020 pour une centrale de grande taille (900 MW). Il est vrai que son productible reste handicapé chaque jour par une période nocturne sans production. Cette limite peut être repoussée grâce à **un système de stockage de la chaleur par du sel fondu** chauffé à des températures élevées, permettant de produire de la vapeur et de l'électricité la nuit. La solaire thermique s'adapte particulièrement bien aux échanges dans le cadre d'un réseau interconnecté d'échanges d'énergie électrique comme le WAPP. Il produit de l'électricité aux heures les plus chaudes de la journée quand la demande est forte. Quand la demande n'est pas forte, l'énergie solaire non consommée peut être stockée sous forme de **pompage – turbinage** permettant de renforcer une production hydroélectrique qui prendra le relais la nuit par exemple.

La biomasse ▸ Le potentiel biomasse de l'espace UEMOA reste faiblement exploité dans la production d'électricité. Ce potentiel se situe à plusieurs niveaux : **(i) Résidus agricoles** : bagasse issue de la production sucrière, coques de café et cabosses de cacao, coques de noix de palmiste, tiges …, **(ii) Production dédiée** : tubercules comme le manioc mais en concurrence avec l'alimentation humaine, **(iii) Ressources ligneuses** : bois, **(iv) Biomasse aquatique :** typha

L'éolien ▸ Dans l'espace UEMOA, le potentiel éolien existe mais reste assez mal connu en l'absence d'études permettant d'identifier les vents dominants ainsi que leur force et leur régularité. On a identifié un potentiel sur la façade atlantique (nord du Sénégal) avec des vents assez constants qui se situent entre 5,5 à 7 mètres par seconde. Un potentiel existerait sur d'autres zones côtières et continentales (Cotonou, Lomé) avec des vents de moindres amplitudes et moins constants.

La petite et moyenne hydroélectricité ▸ Il existe à l'échelle de différents pays un potentiel de développement de la petite et moyenne hydroélectricité. Les collectivités locales, les petits centres urbains isolés devrait pouvoir tirer pleinement parti de la valorisation de cette ressource à l'instar d'autres pays tels que le Maroc.

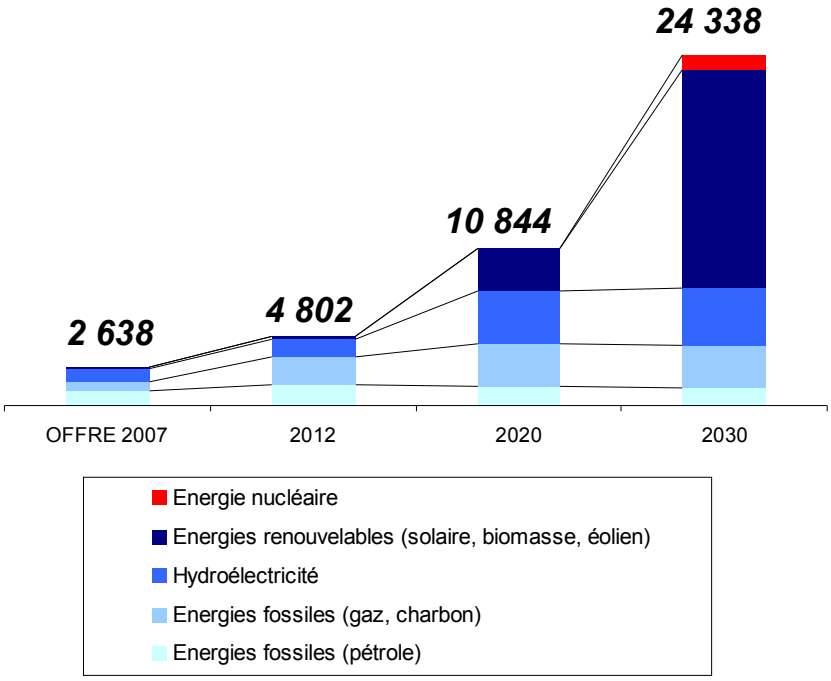
De plus, le **nucléaire** représentera en 2030 l'option la plus crédible, à coté de l'hydroélectricité et du solaire thermique, ce qui justifie que l'UEMOA entame dès à présent les actions nécessaires pour développer et bâtir des partenariats stratégiques adéquats pour sa réalisation. Ces choix stratégiques de diversification permettront ainsi à l'UEMOA de se doter à partir de 2020 d'une énergie à la fois compétitive et inscrite sur des bases durables.

Ces options doivent garantir une énergie en quantité suffisante, à un coût compétitif et surtout durable. La valorisation de ces ressources participera de façon importante à l'atteinte de l'objectif d'accès universel à l'électricité.

L'option d'hydroélectricité reste cependant sujette à des incertitudes plus fortes liées aux changements climatiques : baisse de l'hydraulicité due à des périodes de sécheresse plus longues et plus sévères, phénomènes d'inondation récurrents, …

Au final, l'offre d'énergie dans l'espace UEMOA épouse les contours d'une demande moyenne contrainte durant les premières années, 2008-2015, et qui s'accélère progressivement avec la compétitivité et la durabilité de l'offre.
La mise en place de cette offre nécessitera une puissance additionnelle de 21 984 MW à l'horizon 2030. Elle requiert des investissements à hauteur de plus de 20 000 milliards de F CFA (33,5 milliards d'euros).

Evolution de la configuration de l'offre par source d'énergie (en MW)



Evolution de la configuration de l'offre par source d'énergie (en %)

	OFFRE 2007	OFFRE 2012	OFFRE 2020	OFFRE 2030
Energies fossiles (pétrole)	*38%*	*30%*	*13%*	*5%*
Energies fossiles (gaz, charbon)	*22%*	*40%*	*27%*	*12%*
Hydroélectricité	*38%*	*25%*	*34%*	*16%*
Energies renouvelables (solaire, biomasse, éolien)	*2%*	*4%*	*27%*	*62%*
Energie nucléaire	*0%*	*0%*	*0%*	*4%*

Puissances additionnelles et investissements requis

Puissances additionnelles (en MW)	2008-2012	2013-2020	2021-2030	Total
Energies fossiles (pétrole)	508	-	-	**508**
Energies fossiles (gaz, charbon)	1 358	952	40	**2 350**
Hydroélectricité	212	2 483	285	**2 981**
Energies renouvelables (solaire, biomasse, éolien, petite et moyenne hydroélectricité)	146	2 700	12 300	**15 146**
Energie nucléaire	-	-	1 000	**1 000**
	2 224	**6 135**	**13 625**	**21 984**

Investissements (*) requis (en milliards de F CFA)	**2 098**	**6 557**	**11 483**	**20 138**

(i) *Les investissements requis ont été estimés sur la base de coût moyen de d'investissement par MW et selon le type de technologie de production*

B2. Mettre en place un plan régional de maîtrise de la consommation d'énergie électrique

Quatre objectifs spécifiques sont poursuivis dans cet axe stratégique.

Il s'agit essentiellement (1) de lisser la demande de pointe notamment la pointe d'éclairage afin de la diminuer de 10% au moins dès 2009 et (2) de réduire les coûts de consommation d'énergie électrique au profit des ménages, des administrations et les collectivités décentralisées. Aussi il faudrait (3) substituer à la consommation d'énergie à base de combustibles pétroliers des sources renouvelables et durables et (4) améliorer par ricochet l'efficacité énergétique.

Atteindre ces objectifs stratégiques revient à définir des normes communes pour les installations électriques avec tout un dispositif de contrôle régional sur la qualité et la conformité des produits et appareillages, mettre en œuvre et harmoniser les plans nationaux d'économies d'énergies harmonisés visant particulièrement une diminution de 10% de la pointe d'éclairage et ce dès 2009.

Le programme de résorption du déficit 2008-2012 comportera ainsi un ambitieux Plan Régional d'Économie d'Énergie (PREE), avec un financement spécifique pour une campagne régionale de communication mutualisant les thématiques communes d'économie d'énergie et la diffusion des objectifs communs : une réduction de 10% de la pointe d'éclairage, une réduction du parc d'ampoules à incandescence par des ampoules basse énergie à hauteur de 50 % en milieu urbain et de 100 % en milieu rural.

La mise en œuvre de cet axe stratégique requière également la mise en place d'un programme d'efficacité énergétique portant sur l'éclairage public, l'habitat, les entreprises et les ménages ruraux (par exemple : développer l'utilisation de kits solaires dans l'éclairage public, l'utilisation du solaire photovoltaïque et des chauffe eau solaire dans les hôtels, les ménages…).

Enfin, la dernière action majeure pour la réussite du plan régional de maîtrise de la consommation d'énergie électrique est la mise en place d'un programme d'incitation au développement de projets d'énergies renouvelables à l'échelle local (projets de génération d'énergie électrique par la biomasse, le solaire thermique, le solaire photovoltaïque, substitution du bois par des cuiseurs solaires, etc.).

B3. Accélérer l'émergence d'un marché régional d'échanges d'énergie électrique en Afrique de l'Ouest et la mise en œuvre des réformes institutionnelles dans les Etats membres

Cet axe stratégique répond au besoin d'accélérer l'émergence du marché régional d'échanges d'énergie électrique caractérisé par un accès libre et unifié, avec des règles communes et transparentes.

L'avantage d'un tel marché réside dans le fait que les IPP auront accès à un marché de taille critique grâce notamment à l'ouverture des marchés nationaux et à la mutualisation des sources d'énergie primaire (hydroélectricité, gaz naturel notamment) qui seront plus importantes.

A terme, l'émergence d'un marché régional annonce la fin des déficits avec des ressources énergétiques mutualisées et accessibles au plan coût et disponibilité.

Pour accélérer l'émergence du marché régional d'échanges d'énergie électrique de l'Afrique de l'Ouest, un certain nombre de actions phares doivent être initiées :

- Appuyer la réalisation des interconnexions critiques pour les échanges entre pays de l'UEMOA et pays de l'Afrique de l'ouest ;

- Accélérer l'unification des marchés nationaux dans le marché régional unifié du WAPP, à travers la mutualisation des marchés de petite taille, créant les conditions de libéralisation de l'accès des tiers aux échanges et l'ouverture de marchés de taille critique aux IPP ;

- Accélérer l'harmonisation des dispositifs réglementaires et cadres institutionnels, l'amélioration de la gouvernance du système électrique (régulation harmonisée, indépendante et crédible, gestion tarifaire à équidistance des parties…) et la mise en place d'un cadre régional propice au développement des partenariats publics-privés;

- Accélérer l'émergence de structures de régulation du secteur indépendantes et disposant d'une autorité suffisante en matière d'arbitrage et de gestion des litiges et conflits, ainsi qu'une coordination renforcée entre les structures nationales de régulation et l'autorité de régulation régionale du WAPP avec une claire définition des rôles et responsabilités de chaque structure ;

- Appuyer la mise en œuvre du programme d'urgence du WAPP avec l'émergence de zones franches énergétiques qui vont dans le sens de l'accélération de l'évolution rapide vers un marché d'échange électrique libre pour résorber le déficit d'électricité en Afrique de l'Ouest.

- Encourager et promouvoir les partenariats publics – privés permettant de mobiliser à la fois des financements privés et concessionnels ;

- Accompagner l'assainissement, la restructuration des sociétés d'électricité et le dégroupage des métiers de la chaîne de valeur opérationnelle du système électrique (production – transport – distribution) et le développement de l'accès aux tiers

L'accélération du marché régional d'échanges nécessite également l'accélération des réformes institutionnelles dans chaque pays, notamment ceux de l'UEMOA.

La première problématique pour le Bénin et le Togo est celle de la sécurisation de l'offre d'énergie électrique, en la rendant moins dépendante d'importations peu garanties.

Pour cela, les deux pays doivent accélérer les projets d'exploitation du gaz du Nigéria disponible à partir du gazoduc mais surtout réaliser le barrage d'ADJARALA.
Le Bénin et le Togo ont avant tout le monde initié la création d'institutions communes à vocation régionale avec la CEB. Au regard de l'évolution vers un marché unique d'une part et de la petite taille des systèmes électriques du Bénin et du Togo, la conclusion par les pays d'accords avec des IPP en dehors du cadre de la CEB, qui garde le statut d'acheteur unique, n'apparaît pas optimale .

Elle induit un manque de clarté et de lisibilité dans le dispositif institutionnel qui risque d'être préjudiciable à l'avenir. De plus, la petite taille des systèmes électriques des deux Etats (250 MW au total) pousse plutôt à la mutualisation dans le cadre de la CEB qu'à la gestion isolée par chaque Etat.

La réforme du système électrique apparaît indispensable à l'échelle au niveau de la CEB et à l'échelle des deux pays.

Pour la CEB, elle est requise à travers l'amélioration de la gouvernance et son ouverture à un partenariat public privé pour sa gestion

A l'échelle des pays, la réforme intéresse la restructuration des opérateurs et leur ouverture à des partenariats publics privés pour leur gestion qui s'impose ainsi que la réhabilitation et l'extension des réseaux de distribution et la modernisation du système de tarification.

Au vu de la taille très petite du système électrique de la Guinée Bissau (besoins n'atteignant pas 50 MW de puissance), le marché ne réunit pas les conditions pour attirer un producteur privé indépendant dans des conditions satisfaisantes.

Il serait certainement plus optimal de concéder la gestion de l'opérateur national EAGB et avec lui, l'ensemble du système production – transport - distribution, en initiant un processus transparent d'appel à la concurrence pour la sélection d'un candidat à la gestion de la concession du service public de l'électricité en Guinée Bissau.

Un tel processus n'a de chances de succès que si un appui est accordé à ce pays pour la réhabilitation et la modernisation d'un réseau de distribution adossé à l'interconnexion à venir dans le cadre des projets OMVG qui permettront de satisfaire de façon durable les besoins du pays en énergie électrique à un coût compétitif.

Certaines mesures retenues au titre de l'appui à la restructuration des opérateurs d'électricité comme le développement du prépaiement devraient viser dans un pays comme la Guinée-Bissau, une implantation généralisée.

Au Mali, la poursuite de la mise en œuvre interrompue de la réforme institutionnelle devant déboucher notamment sur le désengagement effectif de l'Etat de la gestion d'EDM se pose à nouveau.

La question de la tarification, outre le fait qu'elle a constitué un des principaux points de divergence avec le concessionnaire privé, devient critique avec la forte progression de la production thermique qui sera la seule voie de satisfaction d'une demande de plus en plus importante. Il tire la société EDM dans un déficit projeté à 30 milliards de francs CFA d'ici deux ans.

La hausse effrénée des combustibles pétroliers et l'instabilité du productible des barrages feront que le retour à l'équilibre d'EDM passera par une politique de « vérité des prix ». Elle permettra d'affranchir notamment l'Etat de subventions de plus en plus coûteuses, ne pouvant en sus enrayer les déficits d'EDM.

Le désengagement effectif de l'Etat de la gestion d'EDM apparaît nécessaire, à coté de la prise en charge par la régulation de la question tarifaire avec des règles claires et transparentes d'évaluation du revenu et de fixation des tarifs d'EDM.

Le Mali, avec une pointe se situant autour de 150 MW dispose d'un secteur électrique de petite taille, ce qui pose de problème de l'attractivité du marché électrique pour l'insertion d'opérateurs privés.

L'ouverture au secteur privé semble, dans ce cas, devoir se faire dans le cadre d'un maintien du monopole comme une solution la plus optimale, en attendant l'atteinte par le marché de la taille critique justifiant l'insertion de plusieurs acteurs se concurrençant pour apporter le meilleur service.

Au Niger, au plan institutionnel, il reste à concrétiser l'ouverture de partenariats publics privés (PPP) pour la gestion de la NIGELEC et de la future centrale à charbon de Salkadamna.

B4. Mettre en place un mécanisme dédié au financement du secteur de l'électricité

L'importance des financements à mobiliser pour le développement de l'offre - plus de 20 000 milliards de F CFA à l'horizon 2030 dont 10% à mobiliser pour le programme d'urgence 2008-2012 - requiert l'indispensable participation des bailleurs de fonds institutionnels, des fonds d'investissements privés et le développement de partenariats publics - privés.

Diverses sources de financement peuvent être sollicitées pour le financement de l'Initiative.

Mobilisation de ressources disponibles immédiatement (un an) dans la zone UEMOA

- Fonds d'Action Communautaire (F.A.C.)
- Résultats (dividendes dus) à la BCEAO, reports à nouveau, certaines réserves facultatives et disponibles
- Fonds structurels de la Commission de l'UEMOA (Prélèvement Communautaire de Solidarité …)

Mobilisation de ressources dans le court terme (1 à 2 ans)

- Lignes de crédit non engagées ou décaissées du WAPP : exemple APL Banque Mondiale
- Possibilités de garanties d'emprunts obligataires dédiés à l'électricité : AFD, BEI, FED, FAD, BOAD
- Emprunts directs auprès des bailleurs traditionnels : BAD/FAD, FED, BID, BADEA, BM/IDA, IFC, USAID …

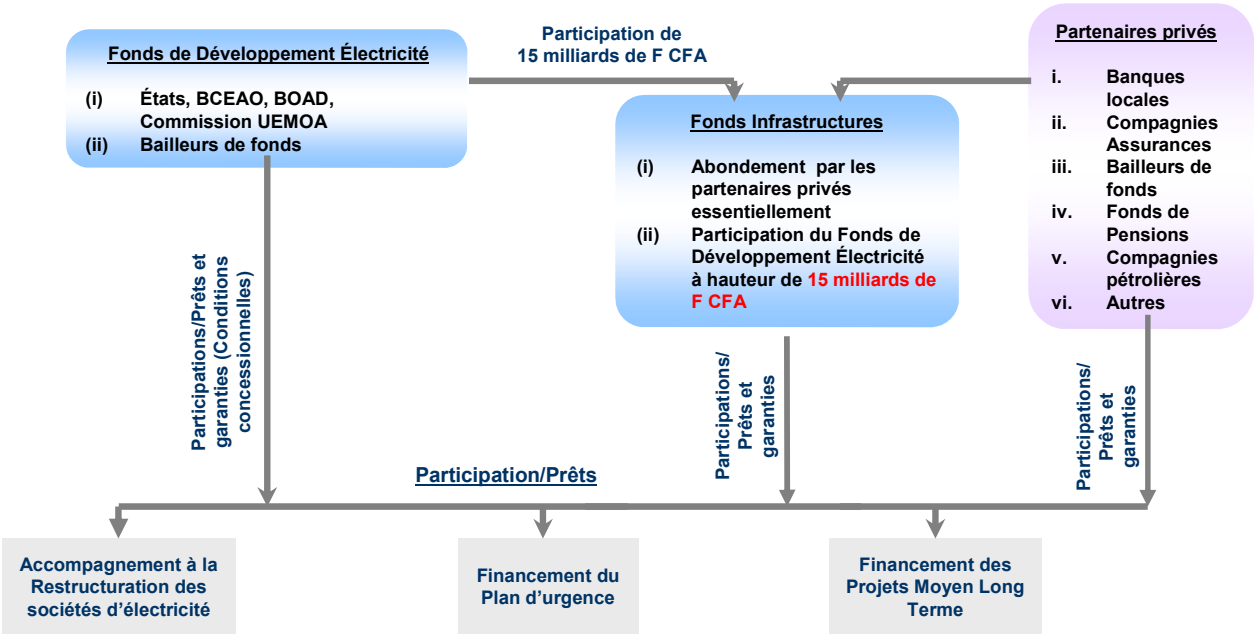
Mobilisation des ressources à moyen et long terme (de 3 a 12 ans)

- Possibilités de garanties d'emprunts obligataires Energie : AFD, BEI, IFC
- Emprunts directs BAD, FED, BOAD, BID, …
- Fonds d'Aide à l'Intégration Régionale (FAIR) : Possibilités de financement des projets
- Fonds souverains : Chine, Inde, Japon, pays arabes (Koweït, Emirats Arabes Unis), pays nordiques, …

Les investissements privés seront stimulés grâce à l'érection d'un fonds d'investissement privé totalement dédié au financement des projets d'infrastructures. Il bénéficie de l'appui d'un Fonds de Développement de l'Energie, fonds à caractère concessionnel initié à partir de ressources communautaires et focalisé sur le programme d'urgence 2008-2012.

Le schéma global du financement de l'Initiative Régionale pour l'Energie Durable comprend un **Fonds de Développement Electricité** et un fonds d'investissement, le **Fonds Infrastructures,** en plus des **banques** et autres **partenaires financiers**.

Graphique 69 : Schéma global du mécanisme de financement du secteur de l'électricité



NOTA BENE: Il faudrait une réforme du code CIMA (Conférence Interafricaine des Marchés d'Assurances) pour que les compagnies d'assurance puissent intervenir dans les fonds d'investissement.

Ensuite, dès la mise en place du premier fonds, le Fonds de Développement Electricité (volet concessionnel), il faudra organiser une table ronde des partenaires au développement et des bailleurs de fonds autour du financement du sous-secteur de l'électricité dans l'UEMOA.

Fonds de Développement Electricité

Le rôle Fonds de Développement Electricité (FDE) sera de servir d'amorçage à la mise en œuvre de l'Initiative Régionale pour l'Energie Durable (IRED) en contribuant au financement des projets de renforcement de l'offre, en prenant en charge le Programme Régional d'Economie d'Energie, en accompagnant les programmes de restructuration des sociétés d'électricité (prépaiement et appui à des projets rentables).

Le FDE est également un des initiateurs du *Fonds Infrastructures* en participant à hauteur de 15 milliards de F CFA à l'abondement dudit fonds.

Le FDE est un fonds à caractère concessionnel. Il est abondé par des ressources provenant des États de l'Union, des grandes institutions régionales (BCEAO, BOAD, Commission de l'UEMOA) et des bailleurs de fonds. Il interviendrait à des conditions concessionnelles, à l'image du fonds FAD de la BAD et du fonds IDA de la Banque Mondiale.

La montant total requis pour l'abondement du fonds est de 500 milliards de F CFA. Il fera l'objet d'une dotation initiale et immédiate de 250 milliards de F CFA. 235 seront consacrés aux projets de renforcement de l'offre (production et réseau), à l'accompagnement des programmes de restructuration et d'assainissement des sociétés d'électricité et au financement d'un Programme Régional d'Economie d'Energie. Les 15 milliards restants serviront de participation au Fonds Infrastructures.

La dotation initiale par les Etats et Institutions de l'UEMOA constituera un levier majeur permettant au Fonds d'emprunter à son tour sur sa propre signature.

L'amorçage du financement grâce au concours de la Commission « *Financement du Développement* » et une gouvernance transparente du Fonds de Développement, géré par la BOAD, sont des conditions sine qua non de réussite de la mise en œuvre diligente du programme d'urgence et de la stratégie de développement durable du secteur de l'électricité des pays de l'UEMOA.

L'abondement du fonds est en cours de discussion par les différentes Institutions de l'Union, sous l'Autorité du Président YAYI Boni.

La Gestion du Fonds de Développement Electricité pourrait être confiée à une institution régionale existante comme la BOAD, avec un dispositif de gouvernance impliquant les différentes parties prenantes.

Ces fonds seraient alors mis à la disposition de la BOAD en tant que gestionnaire de fonds :

- soit en l'intégrant au FDC comme **guichet spécial ;** une telle opération nécessitera de doter le FDC d'une personnalité juridique et morale ;

- soit comme un **Fonds géré séparément** avec une commission de gestion, à déterminer, versée en remboursement de ses charges.

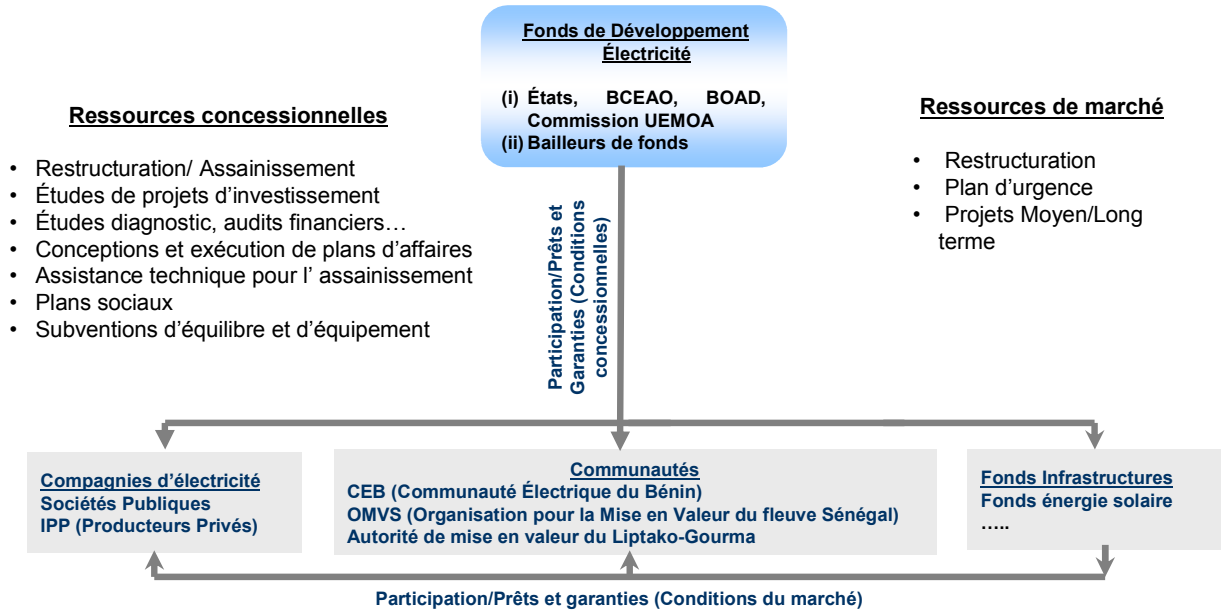
Les mécanismes d'utilisation du FDE pourraient être :

- Prêts concessionnels idéalement sur 30 ans avec 10 ans de différé du paiement ou sur 20 ans avec 5 ans de différé du paiement. Les taux d'intérêt pourraient varier entre 2 et 4% maximum

- Garanties et/ou contre garanties

- Prise de participations de 15 milliards de F CFA dans le Fonds Infrastructures (privé) : investissement à but lucratif qui sera récupéré à la clôture du Fonds Infrastructures au bout de 10 ans plus les bénéfices et plus-values générés. Cette somme pourrait être, à la limite, restituée à la BCEAO ou réinvestie par le Fonds Concessionnel.

Graphique 70 : Mécanismes d'intervention du Fonds de développement électricité



Fonds Infrastructures

Le Fonds Infrastructures, fonds d'investissement privé dédié aux infrastructures, est le cadre global de financement des investissements noués dans le cadre de Partenariat Public-Privé (PPP). A but lucratif, il intervient essentiellement selon les termes et conditions du marché.

Le fonds sera le creuset de l'ensemble des actions des partenariats pour l'énergie électrique, y compris PPP, en combinaison avec des ressources provenant (i) du Fonds de

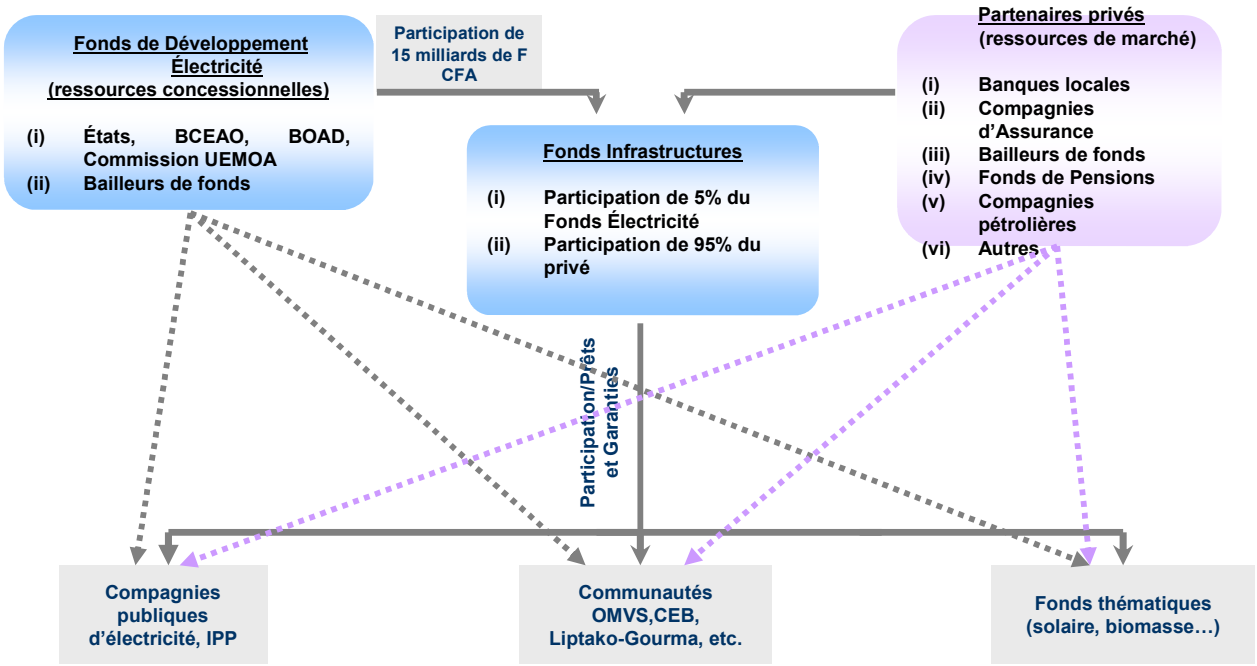
Développement Électricité, (ii) de divers autres partenaires techniques et financiers privés, et (iii) des institutions financières bilatérales et multilatérales.

Il intervient en garantie, prêts seniors, prêts subordonnés (quasi capital) mais aussi en participation dans les compagnies d'électricité, les entreprises d'électricité créées dans le cadre de communautés électriques telles que l'OMVS, la CEB, l'OMVG, ainsi que dans des fonds thématiques.

Les partenaires privés apportent à la fois des ressources financières nécessaires aux investissements lourds du sous secteur de l'électricité et du savoir faire en matière de gouvernance d'entreprise. Le secteur privé facilite l'émergence d'un environnement des affaires attractif car les sociétés d'électricité devront remplir les conditions de bonne gouvernance mais aussi parce qu'il accélère la mise en place de dispositifs juridiques, réglementaires et fiscaux attrayants.

Ce fonds financera la restructuration, le programme d'urgence et les projets moyen et long.

Graphique 71 : Mécanismes d'intervention du Fonds d'infrastructures



La participation, les prêts et les garanties octroyés par le secteur privé supposent une évolution notable du mode de gouvernance des opérateurs d'électricité, avec notamment.

(i) Un Conseil d'Administration indépendant des Pouvoirs Publics, composé de cadres compétents et maîtrisant bien le secteur;

(ii) Une Direction Générale qui travaille sur la base d'un plan d'affaires fiable (budget, objectifs…) ;

(iii) Mise en place d'un bon Système d'Information de Gestion avec des tableaux de bord fiables ;

(iv) Mise en place de Comités d'Audit et Recrutement d'un Auditeur Interne supervisé par le Conseil ;

(v) Audit extérieur des comptes et états financiers par un auditeur indépendant et reconnu comme compétent sur le plan international ;

(vi) Sécuriser le revenu de la société (recouvrement satisfaisant des créances, développement du prépaiement et maîtrise de la fraude) ;

(vii) Préparation à l'entrée en Bourse (mise aux normes comptables, de rentabilité, de solvabilité ainsi que la rémunération des capitaux propres).

Aussi leur ambition sera, notamment, d'amener les entreprises dans lesquelles ils investissent à se faire coter en bourse.

Il faudrait penser à accompagner l'essor d'un marché régional unifié d'électricité par le développement d'une offre de produits et services financiers tirant partie de l'existence en zone UEMOA d'une monnaie unique convertible forte et d'un marché financier dynamique.

Quatre actions immédiates devront être lancées en vue de la mise en place du **Fonds Infrastructures** : (1) réaliser une étude de faisabilité et de dimensionnement du Fonds, (2) mobiliser les ressources régionales requises pour le lancement des fonds, (3) mobiliser les partenaires internationaux et (4) mettre en place le dispositif de lancement et de gestion par le recrutement rapide d'un Gestionnaire de Fonds de compétence et réputation internationale avérées.

C. Programme d'urgence : chantiers, coût, agenda

C1. Chantiers du programme d'urgence

L'objectif du programme d'urgence est de soulager à court terme les pays et les populations des nombreux délestages vécus et liés à une insuffisance de production. Il comporte une liste de mesures concrètes à initier dès fin 2008 avec des résultats visibles à court terme allant dans le sens de l'amélioration de l'offre et de la résorption du déficit. Ces mesures devront faire l'objet d'un pilotage rigoureux, accompagné d'une démarche de promotion et communication tout azimuts pour sensibiliser toutes les parties prenantes : Etats, Institutions régionales, bailleurs de fonds, partenaires techniques, populations, … Une communication forte et multiforme autour de la Vision commune sera donc nécessaire.

La stratégie 2008-2012 repose sur trois types d'actions :

- **La mobilisation des moyens de production** pouvant être disponibles afin de les rendre opérationnels dans le court terme dans les différents pays (réhabilitation de groupes hors service, accélération de projets nouveaux pouvant être mis en service rapidement…). Les choix sont faits selon le degré de criticité du projet pour le pays mais en fonction du critère avantages/coût

- **L'accélération des projets d'interconnexions dits critiques**, c'est-à-dire permettant de sécuriser les flux d'échanges critiques pour l'approvisionnement des pays de la zone UEMOA

- **La mise en œuvre à court terme dès 2009 du Programme Régional d'Economie d'Energie**, première étape d'un large plan de gestion de la demande.

Deux règles doivent être retenues en matière d'intervention du Fonds en appui aux Etats pour résoudre le déficit d'énergie électrique en particulier dans le court terme (2009 – 2010).

Il s'agit, d'une part, d'aider les pays à disposer d'une puissance suffisante de sécurité dans le pays, permettant de faire face à toute défaillance de fourniture en particulier pour les pays dépendant fortement des importations. C'est sous ce rapport qu'il faut comprendre les appuis à la réhabilitation de groupes de production en panne, au recouvrement de puissance de certains groupes. Bien que fonctionnant aux combustibles pétroliers, ils sont la seule solution à court terme pour combler le déficit et de plus ils vont constituer une réserve froide stratégique pour le pays pouvant servir de secours en cas de d'indisponibilité des réseaux d'interconnexion. Cette puissance peut également servir de production d'énergie réactive pour le maintien d'une tension normale sur les lignes de transport. Cela revient en quelque sorte à observer une règle de sécurité nationale à observer pour chaque pays.

D'autre part, il faut mettre en priorité systématique, les projets présentant le meilleur avantage / coût. Les solutions les plus coûteuses, à défaut d'être totalement bannies - cas où il n'y a guère d'alternative - peuvent être appuyées en mettant en œuvre dans le même temps, un appui à des solutions plus durables. La garantie pour l'approvisionnement en combustible des turbines à gaz (Jet A1) ou pour l'alimentation de groupes diesel loués à un coût élevé, constituent des solutions à court terme par défaut dont il faut accélérer le remplacement au vu du coût supporté pour les finances publiques des pays (Bénin & Togo

et pays de l'OMVS). La conjoncture permettant difficilement d'en répercuter le coût au niveau des consommateurs.

Dans tous ces cas il suffit que le Fonds de Développement Electricité s'engage à se substituer aux Etats ou subventionner directement et en urgence la société concernée en initiant un déblocage accéléré de ses fonds, pour que l'exécution du projet redémarre dans les plus brefs délais. A ce propos il faut souligner que, dans certains cas comme en Guinée Bissau, la BM par exemple a usé de flexibilité et d'innovation en promouvant un système d'acquisition de centrales en leasing, avec nantissement obligatoire et domiciliation dans des comptes bancaires fiduciaires des recettes générées pour assurer et garantir le service de la dette contractée.

Il faudrait également retenir en priorité les projets initiés expressément et en urgence par les Etats. Dans ces cas, le Fonds pourrait contribuer à faire avancer la réalisation des projets, comme expliqué précédemment.

L'approche recommandée est d'envisager un préfinancement rapide par le Fonds, tout en négociant parallèlement des financements concessionnels ou bancaires, ou une combinaison des deux avec d'autres sources de financement, pour refinancer ultérieurement les ressources avancées par le Fonds. Rappelons à cet effet que la SFI est disposée à préfinancer certains projets, notamment si un accord sur un programme d'assainissement et de concession est acquis, et si un repreneur a été identifié et a donné son accord pour reprendre la société en concession, avec l'accord des Etats, après exécution du programme d'assainissement. Dans ce cas, le repreneur s'engage à rembourser la SFI en cas de défaillance de sa part. Pour rappel, la SFI ne peut pas traiter statutairement avec les Etats. Elle assume le risque commercial sans garantie souveraine.

Trois facteurs clés conditionnent la réussite du Programme d'Urgence:

- Un engagement politique fort, matérialisé par la mise à disposition immédiate de 250 milliards F CFA, à travers le report à nouveau de la BCEAO
- Un engagement immédiat (au plus tard en septembre 2008) pour obtenir des résultats dès 2009
- La priorité aux délais!

Les Etats doivent également s'engager à réformer en profondeur leur système électrique en contrepartie de l'accès au financement : restructuration, réduction des coûts, dégroupage, développement des échanges d'électricité …

Mise en œuvre à court terme du Programme Régional d'Economie d'Energie, première étape d'un large plan de gestion de la demande

A défaut de pouvoir augmenter substantiellement l'offre dans un horizon de très court terme pour satisfaire la demande, au regard du minimum de temps requis d'instruction des projets (18 mois à 2 ans dans les meilleurs délais), la seule variable sur laquelle l'on peut jouer pour ajuster la demande à l'offre, est de mettre en place un ambitieux Programme Régional d'Economie d'Energie (PREE).

La pointe de la puissance appelée sur les réseaux électrique des pays de l'UEMOA se manifeste dans la soirée entre 19h et 22h selon les pays et les saisons. Elle est due principalement à l'utilisation des équipements d'éclairage car le niveau d'équipement des ménages en climatiseur est faible et l'activité économique est ralentie durant cette période.

L'installation de « Lampes à Basse Consommation » (LBC) constitue un moyen efficace de lisser cette pointe et permettre aux sociétés d'électricité et à leurs clients de faire des économies importantes. En effet, les LBC durent 10 à 15 fois plus longtemps et consomment 5 fois moins d'électricité que les ampoules incandescentes classiques tout en diffusant la même quantité de lumière. L'opération est économiquement intéressante malgré un coût plus élevé des LBC à l'achat.

Elles permettent donc de diminuer d'au moins 80% la part de la pointe due à l'éclairage avec les effets induits suivants :

- Economie directe sur la facture du client
- Diminution de l'utilisation de moyen de production de pointe (généralement Turbine à Gaz) ayant un coût de fonctionnement élevé.
- Economie d'investissement par le report de l'installation de moyens de pointe[2].

L'impact direct de l'installation de LBC en a fait un moyen d'urgence pour faire face au black out dans plusieurs pays. C'est ainsi que l'Afrique du Sud a installé environ 8 millions de lampes. La dernière phase de 5 millions lancée en 2006 visait un gain de 150 MW. De même, le Ghana a installé en 2007, 6 millions de lampe et a un objectif d'installation de 4 millions par an pour une économie de 150MW/an.

Dans le court terme le programme vise une réduction de 10% de la pointe maximale grâce à une distribution massive de lampes basse consommation (LBC) à hauteur de trois à quatre lampes en moyenne par foyer avec un ciblage des consommateurs influant réellement la pointe d'éclairage, un choix ciblé de l'emplacement des lampes à installer et un accompagnement en termes de communication (campagne régionale) relayée dans chaque pays par un conseil de proximité et de la sensibilisation, avec notamment l'implication des sociétés nationales d'électricité.

NOTA BENE : La description technique et la justification économique du volet LBC du PREE se trouvent en annexe

La meilleure stratégie est de s'appuyer sur les sociétés d'électricité pour la mise en œuvre opérationnelle. Il est proposé cinq phases de mise en œuvre entre août 2008 et décembre 2009.

- **Phase préparatoire (août – septembre 2008)**

Elle vise à figer les modalités opérationnelles avec les parties prenantes au niveau national (Ministère, Société d'électricité, installateurs…). Il serait utile d'avoir un comité de pilotage pour chaque pays dont le Président sera le point focal.

[2] Le coût d'investissement pour une TAG est d'environ 500-900$/KW contre environ 50-100$ pour l'installation d'une LBC

Les principales actions à mener durant cette phase sont :

- Organiser une réunion de lancement
- Lancer une étude du potentiel sur un échantillon résidentiel dans chaque pays (choisir 3 à 4 zones résidentielles couvertes par des postes de distribution publique bien identifié, évaluer le parc de lampes à changer, relever les profils de charge et estimer l'économie à la pointe).
- Finaliser la campagne d'information
- Adopter au niveau national les mécanismes de mise en œuvre et de suivi-évaluation
- Définir les stratégies d'approvisionnement et passer les commandes de lampes
- Finaliser le budget et le planning

Phase pilote de mise en place (octobre – décembre 2008)

Elle consiste à réaliser la substitution de lampes dans les zones identifiées lors de la phase préparatoire et en évaluer l'impact durant une partie de la période de pointe 2008. Les principales actions sont les suivantes :

- Réception des lampes
- Campagne d'information
- Pose des lampes LBC et destruction des lampes à incandescence
- Mesures in situ de la réduction de la pointe
- Rapport d'évaluation

Evaluation de la phase pilote (janvier 2009)

L'UEMOA organisera une réunion avec les points focaux pour échanger sur les rapports d'évaluation, faire des recommandations et lancer la phase de déploiement.

Elle lancera aussi une étude sur les clients MT (Edifices publics ou à usage de bureaux, clients industriels).

Déploiement final (février – juin 2009)

- Campagne d'information
- Pose des lampes LBC et destruction des lampes à incandescence
- Rapport d'évaluation

- **Evaluation finale (décembre 2009)**

- Compilation des rapports d'évaluation pays

- Lancement de la phase clients MT (Edifices publics ou à usage de bureaux, clients industriels)

Le financement à rechercher dépend de la stratégie de cession des LBC :

- Distribution gratuite
- Subvention partielle par les Etats ou à partir des fonds carbone
- Crédit à l'achat remboursé sur plusieurs factures.

La distribution gratuite peut donner lieu à un détournement d'objectif et des effets pervers sur le marché. Nous proposons, primo, que la distribution soit gratuite pour les clients bénéficiant du tarif social avec un financement tiré des fonds de lutte contre la pauvreté, une subvention directe de l'Etat et éventuellement les Fonds carbone (pas mobilisable dans le court terme). Elle concernera environ 10% du total des LBC.

Deuxièmement, nous proposons la vente des LBC au prix d'une lampe incandescente pour la phase pilote (5% des LBC).

Troisièmement, concernant les autres clients, il faut mettre en place un financement court terme garanti par le Fonds de Développement Electricité et étaler les remboursements sur 10 mois avec un délai de grâce couvrant l'émission de la première facture

Au total, les Etats ou l'UEMOA participeront directement à hauteur de 22% du coût total du programme d'économie d'énergie, sur le volet LBC.

Ce programme devrait également inclure un programme régional d'horaire en période estivale (programme « heure d'Eté »), permettant de réaliser en sus des économies sur l'éclairage et la consommation d'énergie dans les administrations et lieux de travail notamment. Au Maroc, cette mesure de changement d'horaires a permis d'économiser une puissance de 150 MW sur la demande.
Le Programme Régional d'Economie d'Energie va cependant bien au-delà de ces aspects « court terme » du programme qui visent surtout des « quick wins » ou gains immédiats.

Le Programme Régional ambitionne de changer dans la durée, les modes de consommation coûteux et énergétivores utilisant principalement l'énergie à base de produits pétroliers. S'il y'a une inertie forte dans le secteur du transport, de nombreux autres secteurs d'activités économiques ont le potentiel de réaliser des économies substantielles notamment grâce au développement de l'utilisation des énergies renouvelables en particulier l'énergie solaire.

Les secteurs de l'habitat et du tourisme peuvent réduire leurs consommations d'électricité grâce au développement de l'utilisation de miroirs photovoltaïques, de chauffe - eau solaires…. De substantielles économies peuvent être réalisées en substituant le parc d'éclairage public par des lampes fonctionnant à l'énergie solaire. Il faut dans le cadre

d'une telle évolution, noter le prêt que l'AFD vient d'octroyer à la municipalité de Dakar (10 millions d'€) pour couvrir les quartiers par un éclairage public fonctionnant au solaire.

Les sociétés privées notamment industrielles peuvent à partir d'audits énergétiques, mettre en œuvre des plans d'économie d'énergie permettant de baisser très fortement leur consommation d'énergie.

Deux conditions doivent être réunies pour le succès d'un tel processus dans la durée :

- L'existence de sociétés de services énergétiques disposant de compétences en ingénierie, pouvant concevoir des projets d'économie d'énergie et délivrer une offre crédible de solutions techniques à base d'énergie renouvelable ;

- L'existence d'un Fonds concessionnel à la disposition des banques et établissements de crédit, pour qu'elles puissent faire des prêts aux sociétés, administrations et autres collectivités, souhaitant mettre en œuvre des projets d'économie d'énergie. Le Fonds a prévu de mettre 11,5 milliards pour développer ce type de crédit pour développer des projets d'économies d'énergie. La rapidité du temps de retour sur investissement rend particulièrement attractif ce type de crédit et en garantit la solvabilité. De plus, cette formule aide l'installation et l'essor de sociétés de services énergétiques (ESCO) qui devront délivrer les prestations.

Graphique 72 : Actions du Programme Régional d'Economie d'Energie

	Etat	Opérateurs d'électricité	Consommateurs finaux
Mesures d'économies d'énergie	• Initier un programme Information, Éducation et Communication pour le changement de comportement (IEC) • Lancer des programme d'économie d'énergie dans les locaux administratifs, les écoles hôpitaux et collectivités (casernes…) • Mettre en place un programme d'acquisition des LBC • Favoriser une fiscalité discriminatoire en faveur des appareils basse consommation, sur les matériaux pour le bâtiment (éclairage, eau chaude, …) • Lancer l'utilisation des LBC et kits solaires pour l'éclairage public • Initier un programme régional d'horaire estivale « heure d'été »	• Élaborer et mettre un œuvre un plan d'économie des consommations à tous les niveaux (consommation des auxiliaires, consommations spécifiques ...) • Réhabiliter le réseau de transport et distribution pour réduire les pertes techniques • Élaborer et mettre en oeuvre les plans de déclassement des centrales dont le niveau de consommation spécifique est élevé • Faire respecter les planning de maintenance des centrales et autres sites de production - transport et distribution d'électricité	• Campagne de sensibilisation pour inciter les consommateurs à effacer certains appareils à la pointe • Déploiement de kits solaires et utilisation de LBC (lampes basse consommation) chez les consommateurs et sur l'éclairage public Les LBC peuvent se mettre en place rapidement en partenariat avec des constructeurs (fabrication dans la région) et avec un financement partiel par les Fonds Carbone et une suspension temporaire des taxes • Encourager/ Promouvoir des ESCO (sociétés de service énergétique) et mettre à leur disposition des lignes de crédit • Audit énergétique dans l'industrie, les entreprises de service

	Etat	Opérateurs d'électricité	Consommateurs finaux
Mesures de maîtrise de l'énergie	• Favoriser l'audit énergétique des industries et bâtiments publics • Favoriser la fiscalité su les matériaux et appareillages de basse consommation • Taxer plus les importations d'appareillages usagés fortement consommatrices d'énergie et polluantes • Définir et faire appliquer de nouvelles normes de construction qui tiennent compte des mesures d'économie d'énergie • Promouvoir la mise en place d'Agences nationales de Maîtrise de l'Énergie	• Moderniser les sites de production • Initier des projets de diversification des sources primaires de production d'électricité	• Adopter dans les projets privés et d'habitat des matériaux et appareils économes d énergie ayant un rapide retour sur investissement

Mobilisation des moyens de production pouvant être disponibles à court terme

Dès sa mise en place, le Fonds devra agir en priorité pour aider les pays de l'UEMOA à mobiliser au maximum leurs propres ressources de production. Ainsi, des appuis sous forme de garanties, de prêts, préfinancements seront requis pour accélérer la réalisation de projets ayant trouvé un financement mais bloqués par des procédures.

Les projets visés en priorité sont la réhabilitation de moyens de production existants, notamment dans les pays très fortement dépendants d'importations devenues irrégulières.

En ce qui concerne l'acquisition d'unités de production, il sera nécessaire, dans certains cas, d'y introduire des approches non traditionnelles telles que l'acquisition de centrales d'occasion ou de seconde main. Le préfinancement d'équipement de seconde main est autorisé par la plupart des bailleurs de fonds, notamment le Groupe Banque Mondiale/SFI, mais sous certaines conditions :

- le fournisseur doit être éligible pour les passations de marchés de biens et services financés par le bailleur ;
- l'âge des équipements ne doit pas dépasser certaines normes selon la technologie concernée et le type d'équipement ; pour des centrales électrogènes, leur durée de vie peut dépasser dix ans, voire plus, mais il s'agira de le faire préciser. Certains biens en capital fabriqués de longues dates peuvent ne pas être éligibles ;
- les équipements doivent faire l'objet d'une expertise technique indépendante pour les certifier comme bons pour le service. Le contrôle technique est effectué par des bureaux d'engineering spécialement agréés à cet effet ;

- des garanties de performances par le fournisseur seront requises sur une période déterminée, avec notamment la mise à disposition d'un stock minimum de pièces détachées cruciales pour assurer le bon fonctionnement durant cette période. Quelquefois, certains biens d'équipement trop âgés ne peuvent plus trouver de pièces de rechange du fait que le fabricant initial a depuis longtemps disparu du paysage. Comme certaines pièces ne peuvent pas être reproduites sans risques, de tels équipements peuvent cesser de fonctionner définitivement.

Afin d'accélérer et assurer la bonne exécution des projets dans des délais et prix impartis prédéterminés et fixés d'avance, il faut privilégier les contrats d'acquisition appelés Design-Build Contract ou contrats clefs en main. Dans ce type de contrats clefs en main, l'exécution de l'ensemble du projet est confié à un fournisseur unique, en quelque sorte un maître d'ouvrage délégué. Ce dernier doit s'engager irrévocablement sur :

- une date certaine de remise des clefs ;
- un prix fixe clefs en main ;
- une période probatoire d'essais d'au moins deux années pour assurer le bon fonctionnement du projet ; en d'autres termes après avoir achevé les travaux et fourni la centrale ou le projet, le fournisseur fait fonctionner le tout durant cette période avant de remettre les clefs et de transférer le projet terminé au maître d'ouvrage. C'est ce type de contrat qui a été signé pour le Barrage de FELOU OMVS (qui pourrait nous fournir le modèle de contrat) ;

Les payements du contrat sont échelonnés sur la base de benchmarks de production et d'étapes critiques d'exécution du projet.

Dans le même ordre d'idées, et il sera nécessaire aussi, pour garantir l'investissement, de procéder à la signature d'un contrat O&M. Ces contrats à long terme ont pour but de fournir de vastes services d'exploitation et de maintenance (O&M) au propriétaire de la centrale.

Un contrat O&M est un accord contractuel à long terme, typiquement de 10 à 15 ans, dans lequel le prestataire de service prend à sa charge l'exploitation et la maintenance de l'ensemble de la centrale en désignant des gérants et un personnel ayant reçu une formation dans ce domaine. Le contrat O&M sera exécuté moyennant un prix fixe couvrant la gestion, les employés, les pièces de rechange et les consommables.

En signant un contrat O&M, les actifs de l'investisseur seront protégés le mieux possible au cours de l'entière période du contrat. Au-delà, les valeurs clés telles que la fiabilité, la disponibilité et les données de performance seront garanties tout au long de la durée du contrat.

Au Bénin et au Togo, l'appui doit porter sur les réhabilitations de groupes thermiques AKPAKPA au Bénin, 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).

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 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 %.

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 le renforcement du dispatching national pour lui donner un caractère régional.

La Guinée – Bissau est le seul pays de l'UEMOA totalement isolé. Elle n'a pas encore pu bénéficier jusqu'ici de projets communs ni 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 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.

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*.

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. La voie proposée est celle du leasing avec un contrat O & M avec l'exploitant suédois. 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.

Développement des interconnexions permettant de sécuriser les flux d'échanges critiques pour les pays de la zone UEMOA

Le Fonds appuiera également en priorité les interconnexions permettant de sécuriser les flux d'échanges pour approvisionner les pays UEMOA :

- **la ligne d'interconnexion Bobo Dioulasso – Ouagadougou**, prolongeant la ligne d'interconnexion Ferké - Bobo Dioulasso déjà existante, pour la porter de 35 MW à 121 MW. Elle permettra de satisfaire les besoins de la ville de Ouagadougou et de nombreuses localités traversées. La mise en service de cette ligne prévue depuis 2006 est finalement attendue en juin 2009.

- **la ligne Ferlé – Sikasso – Ségou** dont seulement la partie Ferké – Sikasso a trouvé un financement avec la coopération indienne. Il reste la prise en charge de la ligne Sikasso – Ségou et une ligne Sikasso – Bamako, permettant le raccordement des zones A et B. Elle apportera de l'énergie électrique de Côte d'Ivoire à Bamako, permettant de libérer des puissances de Manantali pour les autres pays OMVS (Sénégal et Mauritanie).

- **la ligne Aboadze – Kumasi -Techiman - Han (Ghana) - Bobo Dioulasso (Burkina Faso) — Sikasso-Bamako (Mali),** dont la réalisation permettra de donner une autre solution de raccordement des pays UEMOA de la zone A (Côte d'Ivoire, Bénin–Togo Burkina Faso) à ceux de la zone B du WAPP (Mali et Sénégal) et des possibilités supplémentaires d'échanges.

- **la ligne ABOBO – Prestea (Ghana) et les lignes Prestea – Aboadze - Volta**, toutes 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 – Momé Hagou (Togo) – Sakété (Bénin**) qui permet de compléter l'interconnexion du bénin et du Togo à la Côte d'Ivoire. Cette ligne est essentielle pour sécuriser les approvisionnements du Togo et du Bénin et donne la possibilité à la Côte d'ivoire de se substituer à l'offre d'exportation défaillante du Nigéria, voire du Ghana.

- **le dédoublement de la ligne OMVS 225 KV** facilitera l'évacuation de l'énergie du barrage de Manantali et des autres barrages en projet. Ce projet dépendant de l'OMVS devrait bénéficier de l'appui du Fonds, car il jouera un rôle essentiel dans l'évacuation de l'électricité produite à partir des barrages de seconde génération notamment de Félou puis Gouina. Il servirait aussi à donner une solution d'évacuation de l'énergie produite par la centrale de Charbon de SENDOU dont nous proposons le dédoublement (+ 250 MW).

- **la ligne Bolgatanga – Ouagadougou** destinée à sécuriser l'approvisionnement du Burkina à l'horizon 2012, à partir du Ghana.

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 à l'appui aux tours de tables pour l'intervention des fonds.

C2. Coût de mise en œuvre et financement du programme d'urgence

20 000 milliards de F CFA seront nécessaires pour résoudre de façon durable le déficit d'énergie électrique dans l'espace UEMOA à l'horizon 2030, dont 10% à mobiliser pour le programme d'urgence 2008-2012.

La mise en œuvre du programme d'urgence nécessite un budget de 500 milliards de F CFA, avec une dotation initiale de 250 milliards de F CFA pour amorcer de façon crédible l'Initiative Régionale pour l'Energie Durable.

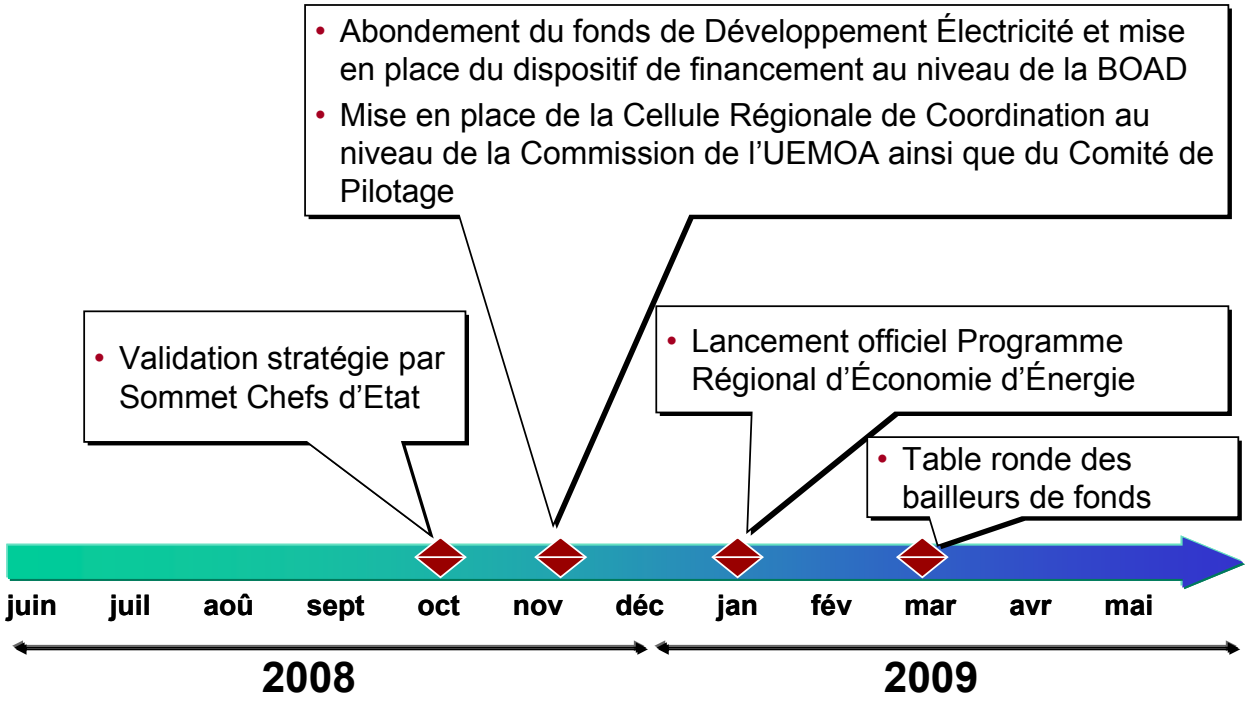
Détail des emplois du Fonds de Développement de l'Electricité

	Financement requis	Mécanisme
Renforcement de l'offre		
Production : réhabilitation et projets nouveaux	180 milliards de F CFA	• Préfinancement • Garantie
Réseau : réhabilitation et extension		
Accompagnement - Restructuration -Assainissement des sociétés d'électricité		
Prépaiement	40 milliards de F CFA	• Préfinancement • Garantie
Appui aux programmes de réformes et projets rentables		
Programme Régional d'Economie d'Economie (20% d'économie sur la puissance de pointe)		
LBC (objectif : 10% d'économie dès 2009)	4 milliards de F CFA	• Garantie (crédit fournisseur)
Maîtrise consommation et Efficacité énergétique (objectif : 10% d'économie supplémentaire)	11 milliards de F CFA	• Facilité de crédit • Garantie
Mise en place du Fonds Infrastructures		
Prise de participations du FDE dans le Fonds Infrastructures	15 milliards de F CFA	• Achat d'actions

C3. Agenda pour la réalisation du programme d'urgence

Le succès de l'agenda de l'Initiative Régionale pour l'Energie Durable requiert une mise en œuvre diligente des actions phares de démarrage du programme.

Graphique 73 : Agenda de lancement de l'Initiative Régionale pour l'Energie Durable



D. Dispositif institutionnel de mise en œuvre de l'Initiative Régionale pour l'Energie Durable

La mise en œuvre de l'initiative Régionale pour l'Énergie Durable suppose au préalable la mise en place du dispositif institutionnel adéquat, à même de piloter la démarche.

Sur le volet Initiative Régionale de Développement, la Commission de l'UEMOA sera maître d'ouvrage, appuyée par un Comité de Pilotage, chargé de la supervision et de la mise en œuvre de l'Initiative. Ce comité sera composé des représentants des pays membres, des représentants des Institutions de l'UEMOA ainsi que d'un représentant de la CEDEAO et des partenaires et Bailleurs de fonds comme membres observateurs.

Au niveau opérationnel, le dispositif institutionnel tournera essentiellement autour d'une Cellule Régionale de Coordination (CRC) de l'Initiative, basée au niveau de la Commission de l'UEMOA. Cette Cellule technique, de taille réduite, sera chargée de la mise en œuvre de l'Initiative. Le pilotage de la cellule sera assuré par un **Coordinateur Technique principal** assisté de deux experts. La cellule aura recours à l'appui d'une assistance d'une expertise technique externe pour la mise en œuvre de ces programmes.

Objectifs du CRC

Le mandat de la CRC est de réaliser les chantiers du programme d'urgence 2008-2012, du Programme Régional d'Economie d'Energie et de préparer le programme 2012-2030. La CRC appuiera également les différents Etats de l'UEMOA à l'élaboration de programmes de réformes de leur secteur de l'électricité, avec en particulier les plans de restructuration et d'assainissement des opérateurs d'électricité. La Cellule accompagnera les Etats à la mobilisation des bailleurs de fonds pour le financement des programmes de réformes et d'assainissement (tours de table). De plus, elle a la charge de conduire toutes les études de faisabilité liées aux projets de centrale nucléaire, d'hydroélectricité, ainsi que les projets pilotes de centrales solaires de grande capacité. Elle initiera les partenariats nécessaires à la bonne fin de ces projets, en particulier pour le programme nucléaire, l'érection d'une grappe solaire au sein de l'UEMOA, notamment la réouverture du Centre Régional d'Energie Solaire et sa transformation en pôle de compétences pour les différents métiers du solaire, l'encouragement aux sociétés prestataires de services en énergie solaires (ESCOs) …

Par ailleurs, la Cellule accélèrera la mise en œuvre des projets à travers la promotion de ces projets auprès de partenaires techniques et financiers, l'appui à la recherche de financements, le financement d'études, etc.

La Cellule assistera la Commission dans la maîtrise d'ouvrage du Programme et la coordination des actions avec les Etats Membres et les autres institutions (BOAD, BCEAO,….) à travers un reporting périodique et un partage d'informations permanent.

La programmation des tâches devra se faire de manière à :

(i) Mener à terme le programme d'acquisition et d'installation de Lampes Basse Consommation prévu dans le cadre du PREE **avant juin 2009** ;

(ii) Finaliser et faire adopter par les Etats Membres l'ensemble des documents de stratégie et de programmation des actions pour **mi-2009**.

(iii) Finir les études diagnostics / état des lieux du plan d'assainissement financier et de restructuration des sociétés d'électricité et d'obtenir la validation par les Etats des plans d'action relatifs à l'assainissement financier et à la restructuration de ces sociétés d'électricité dans un délai d'un an, c'est-à-dire **fin 2009**;

Organisation et fonctionnement du CRC

Deux options sont envisageables au niveau de la structuration du CRC.

La première option renvoie au **renforcement de la Direction de l'Energie de l'UEMOA** (option A) par des experts recrutés comme employés à plein temps et recours à des consultants pour les besoins d'expertise ponctuelle.

La seconde option porte sur le **recrutement d'un cabinet de consultants** (option B) qui met à disposition une équipe d'Assistance technique avec des experts résidents au sein de la Direction de l'Energie et un pool d'expert en back office intervenant à court terme.

L'option B permet à la Direction de l'Energie de disposer d'experts dédiés à la mise en œuvre de l'IRED avec une obligation contractuelle de résultats. Elle permet aussi de disposer d'une équipe d'experts à court terme mobilisable selon les besoins sans processus de passation de marché complémentaire. En effet, ces experts sont agrées dans le marché principal du Consultant et le volume et le coût unitaire de leurs prestations convenus par le contrat. Toutefois, l'option B ne permet pas un transfert de know how en interne et au niveau des Etats Membres.

En définitive, nous recommandons l'option B avec comme mesure d'accompagnement le recrutement d'experts issus de la zone UEMOA qui seront intégrés dans l'équipe du Cabinet de Consultants sélectionné comme homologues des experts résidents.

Equipe résidente

L'équipe résidente sera constituée d'un **Coordinateur Technique Principal (CTP)** secondé par un expert. Le CTP sera en charge de gestion administrative et financière de l'équipe. A ce titre, il veillera à l'optimisation des actions et sera responsable du reporting périodique. Il assurera la tâche d'expert technique/ Spécialiste Energie sur l'ensemble des actions relatives à la préparation et la mise œuvre des projets.

Le CTP sera secondé par un **Economiste de l'Energie** qui sera aussi résident. Ce dernier pilotera en particulier toutes les actions liées à l'assainissement financier et la restructuration des sociétés d'électricité. Il sera en charge des aspects économiques et financiers du Programme d'Economie d'Energie et du packaging des Projets. Il devra contribuer aux activités de création des Fonds et en assurer le suivi pour le compte de la Commission.

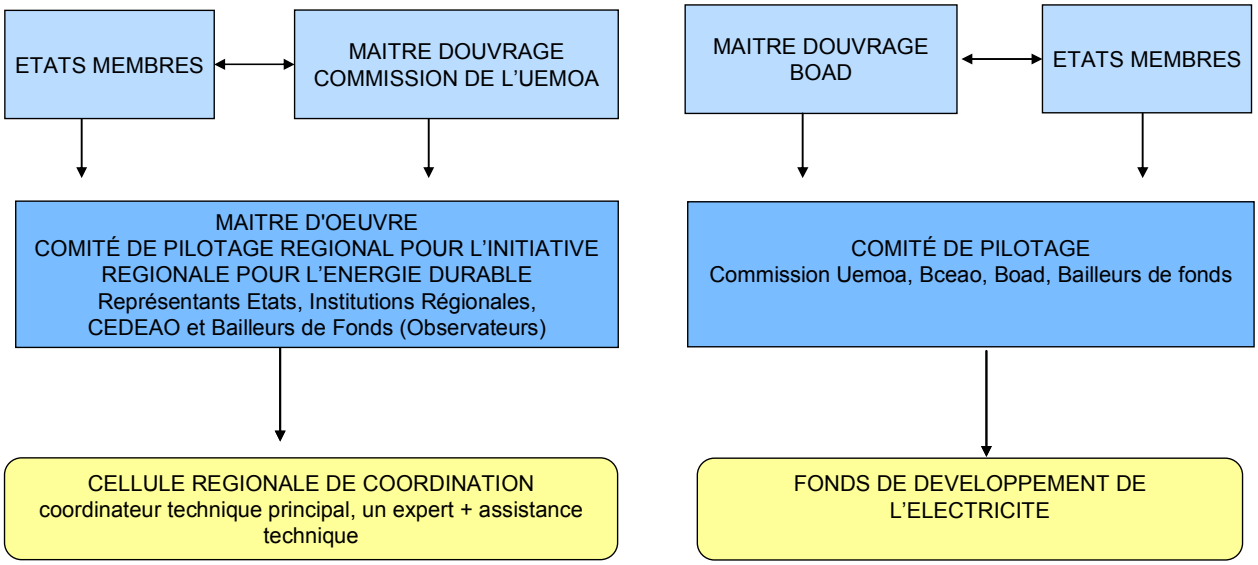
L'équipe résidente devra disposer d'une secrétaire pour l'appuyer dans ses taches quotidiennes et l'organisation de la logistique requise pour les activités de coordination (réunion, documentation, communication….).

Equipe d'experts court terme (Back office)

L'équipe résidente s'appuiera sur une équipe d'experts venant en appui à travers des missions court terme. Les tâches définies pour le CRC à mettre en place nous amène à proposer la mobilisation des spécialités suivantes[3]:

Domaine d'expertise / Profil	Implication potentielle
Analyste Financier	• Assainissement financier et restructuration des sociétés d'électricité • Mise en place des Fonds • Financement des Projets
Spécialiste Réforme secteur Electrique	• Assainissement financier et restructuration des sociétés d'électricité
Expert Passation de marché	• Recrutement de consultants pour les études de préparation des projets (faisabilité, EIA,…) • Contrôle de conformité avec procédures des bailleurs
Spécialiste PPP	• Structuration des projets IPP • Mise en place des Fonds
Spécialiste Hydroélectricité	• Préparation Projets de barrages
Spécialiste Energie Renouvelable	• Développement Grappe solaire • Programme Régional d'Economie d'Energie
Spécialiste Energie Nucléaire	• Définition et mise en œuvre stratégie Nucléaire
Spécialiste Production Thermique	• Préparation Projets de centrales au Charbon, Gaz ou biomasse
Spécialiste Réseau	• Réhabilitation des réseaux de Transport Distribution

Le budget de la Cellule Régionale de Coordination, assurant le financement de toutes ces activités ainsi que les frais fonctionnement, seront totalement à la charge de la Commission de l'UEMOA qui en trouvera le financement.

[3] Liste non limitative, à compléter une fois que les priorités du programme seront adoptées et les financements disponibles.

Graphique 74 : Dispositif institutionnel de la mise en œuvre de l'initiative Régionale pour l'Energie Durable