



Mise à jour du plan directeur révisé de la CEDEAO pour le développement de la capacité de production et de transport d'énergie électrique

Rapport Final

Tome 3 : Défis et plans d'action des sociétés d'électricité

Décembre 2018

TRACTEBEL
ENGIE

Financement



European Union

11th EDF Regional Indicative Programme
Financing agreement EDF/2017/ 039-384

TRACTEBEL ENGINEERING S.A.

Boulevard Simón Bolívar 34-36
 1000 - Brussels - BELGIQUE
 tel. +32 2 773 99 11 - fax +32 2 773 9900
 engineering@tractebel.engie.com
 tractebel-engie.com

TECHNICAL DOCUMENT



Our ref.: **WAPP-MP/4NT/0626064/002/03**

TS:

Imputation: P.011966/0004

INTERNAL

Client:

Project: **PLAN DIRECTEUR DE LA CEDEAO POUR LE DÉVELOPPEMENT DES MOYENS RÉGIONAUX DE PRODUCTION ET DE TRANSPORT D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE 2019-2033**

Subject: Tome 3 : Défis et plans d'actions des sociétés d'électricité

Comments:

03	2019 01 14	FIN	*L. Bouzat *L. Charlier	*L. Aljounaidi	*J. Dubois
02	2018 10 09	FIN	*L. Bouzat	*L. Aljounaidi	*J. Dubois
01	2018 10 05	FIN	*L. Bouzat	*L. Aljounaidi	*J. Dubois

REV.	YY/MM/DD	STAT.	WRITTEN	VERIFIED	APPROVED	VALIDATED
------	----------	-------	---------	----------	----------	-----------

*This document is fully completely signed on 2019.01.14

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	13
1.1. Contexte	13
1.2. Objectifs du projet	14
1.3. Organisation du rapport de mise à jour du plan directeur révisé de la CEDEAO pour le développement de la capacité de production et de transport d'énergie électrique	15
1.4. Objectifs spécifiques du Tome 3	16
1.5. Approche méthodologique.....	17
1.5.1. Méthodologie générale	17
1.5.2. Les acteurs et organismes consultés dans le cadre du projet.....	19
2. VUE D'ENSEMBLE : ÉCONOMIE ET SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN AFRIQUE DE L'OUEST.....	22
2.1. Indicateurs macroéconomiques	22
2.2. Gouvernance et cadre institutionnel	24
2.3. Efficience technique.....	25
2.3.1. Production.....	25
2.3.2. Transport.....	27
2.3.3. Distribution	28
2.4. Efficience financière.....	29
2.4.1. Coûts, tarifs et facturation.....	29
2.4.2. Santé financière	31
2.5. Intégration des nouveaux renouvelables dans le mix énergétique.....	32
3. PRINCIPAUX DÉFIS ET FACTEURS CRITIQUES IDENTIFÉS DANS LES PAYS MEMBRES DE L'EEEOA	33

3.1.	Facteurs critiques liés à la gouvernance.....	33
3.1.1.	Une gouvernance sectorielle souvent problématique	33
3.1.2.	Des domaines de responsabilités parfois mal délimités.....	34
3.2.	Facteurs critiques liés à la planification.....	35
3.2.1.	Un bilan offre-demande déficitaire comblé par des solutions d'urgence couteuses.....	35
3.2.2.	Des lignes de transport en développement	35
3.2.3.	Des réseaux de distribution peu entretenus et peu étendus	36
3.2.4.	Un mix énergétique faiblement diversifié.....	37
3.3.	Facteurs critiques liés au développement de grands projets	37
3.3.1.	Un cadre réglementaire et institutionnel inadapté à la mobilisation efficiente du secteur privé.....	37
3.3.2.	Des sources de financement peu nombreuses et un espace fiscal faible....	38
3.3.3.	Une faible santé financière des entreprises du secteur	38
3.3.4.	Une attribution des marchés par entente directe rapide mais couteuse	39
3.3.5.	Des capacités de contractualisation et de suivi des contrats à renforcer.....	39
3.3.6.	Un accès au foncier compliqué.....	40
3.4.	Facteurs critiques liés à l'efficacité opérationnelle.....	40
3.4.1.	Des systèmes de conduite des réseaux à renforcer	41
3.4.2.	Un entretien des actifs sous optimal	41
3.4.3.	Des contraintes à l'intégration des nouvelles énergies renouvelables.....	42
3.5.	Facteurs critiques liés à la mobilisation des revenus.....	42
3.5.1.	Une connaissance des coûts à améliorer.....	43
3.5.2.	Une tarification qui ne reflète pas les coûts réels du secteur	43
3.5.3.	Une consommation des clients finaux mal appréhendée	44
3.5.4.	Une chaîne de recouvrement des factures à améliorer.....	44
3.6.	Facteurs critiques liés à l'électricité comme denrée commerciale	45
3.6.1.	Des bases commerciales de l'échange d'électricité aux frontières en cours de renforcement.....	45
3.6.2.	Un service client absent.....	46
3.7.	Synthèse des principaux facteurs critiques identifiés.....	47
4.	CLASSEMENT ET PRIORISATION DES FACTEURS CRITIQUES.....	48
4.1.	Caractérisation et classement des facteurs critiques.....	48
4.1.1.	Caractérisation des facteurs critiques	48
4.1.2.	Classement des facteurs critiques	49
4.2.	Priorisation des facteurs critiques.....	50
4.2.1.	Définition des priorités retenues.....	50
4.2.2.	Priorité 1.....	51
4.2.3.	Priorité 2.....	52

4.2.4.	Priorité 3.....	53
5.	ANALYSE DE L'EXISTANT EN TERMES DE MESURES ET ACTIONS.....	54
5.1.	Stratégies en cours et planifiées par les sociétés d'électricité membres de l'EEEOA.....	54
5.2.	Benchmark international des meilleures pratiques transposables.....	55
5.2.1.	Le secteur de l'électricité en Ethiopie.....	55
5.2.2.	Le secteur de l'électricité au Vietnam.....	57
5.2.3.	La sous-région du Grand Mékong.....	58
5.2.4.	Le Système d'Echange d'Energie Electrique Sud-Africain (SAPP)	60
6.	MESURES ET ACTIONS PERMETTANT DE TRAITER LES FACTEURS CRITIQUES	62
6.1.	Actions liées à la gouvernance.....	62
6.1.1.	Un recours adapté aux contrats de gestion privée.....	62
6.1.2.	Un renforcement du régulateur et de ses prérogatives sur la tarification de l'électricité	64
6.1.3.	Une réorganisation des sociétés d'électricité pour une meilleure adéquation au marché.....	65
6.2.	Actions liées à la planification	67
6.2.1.	Une valorisation du CIC et une amélioration du dispatching.....	67
6.2.2.	Une homogénéité au niveau des schémas directeurs, plans stratégiques et feuilles de route.....	69
6.2.3.	Extension, densification et renforcement des réseaux et des interconnexions comme vecteur de la performance du système	70
6.3.	Actions liées au développement de grands projets.....	72
6.3.1.	Une diversification des modes de développement de projets et une définition du portefeuille de garanties d'Etat.....	72
6.3.2.	Une meilleure clarté des procédures de passation de marchés	73
6.3.3.	Un effort de sécurisation des budgets socio-environnementaux des projets et une anticipation des démarches amont.....	74
6.4.	Actions liées à l'efficacité opérationnelle.....	75
6.4.1.	L'élaboration d'un code réseau garantissant l'optimisation du système	75
6.5.	Actions liées à la santé financière des sociétés	76
6.5.1.	La restructuration financière des sociétés	76
6.5.2.	Une comptabilité analytique, un apurement et un audit annuel des comptes pour une meilleure transparence	77
6.6.	Actions liées à l'efficacité commerciale	78
6.6.1.	Une facilitation des échanges par la standardisation de clauses contractuelles d'import / export.....	78
6.6.2.	La mise en place de logiciels de gestion de la clientèle et de centres d'appel	80

6.6.3.	L'instauration de compteurs à prépaiement et la décentralisation des activités de facturation et de leur recouvrement.....	81
6.7.	Actions liées au développement des compétences.....	83
6.7.1.	Un renforcement des supports techniques et juridiques de la part des IFD.	83
6.7.2.	Un renforcement des capacités techniques et contractuelles à travers le réseau universitaire régional.....	84
6.8.	Synthèse des principales mesures et actions correctives	86
7.	SYNTHESE SUR LES ACTIONS PERMETTANT DE TRAITER LES FACTEURS CRITIQUES PRIORITAIRES.....	87
7.1.	Actions traitant les facteurs critiques prioritaires	87
7.2.	Hiérarchisation des actions correctives.....	89
7.3.	Activités pouvant être portées par l'EEEOA.....	91
ANNEXES	93
SBEE - Bénin.....	94
CEB – Bénin/Togo.....	96
SONABEL – Burkina Faso	97
CI-ENERGIES – Cote d'Ivoire.....	100
NAWEC - Gambie	102
ECG - Ghana.....	104
GRIDCO - Ghana	106
NEDCO - Ghana.....	107
VRA - Ghana.....	108
EDG - Guinée.....	110
EAGB – Guinée Bissau	113
LEC - Libéria.....	115
EDM-SA - Mali.....	117
NIGELEC - Niger.....	119
NBET - Nigeria.....	121
TCN - Nigeria	123
SENELEC - Sénégal	125

EDSA – Sierra Leone.....	127
CEET - Togo.....	129

TABLE DES FIGURES

Figure 1: Indicateurs démographiques des pays membres de la CEDEAO Données Banque Mondiale pour l'année 2016 (World Development Indicators, 2018).....	22
Figure 2: Indications sur l'économie des pays membres de la CEDEAO Données Banque Mondiale pour l'année 2016 (World Development Indicators, 2018).....	23
Figure 3: Schémas d'organisation du secteur de l'électricité des pays de la zone EEEOA .	24
Figure 4: Disponibilité de la capacité installée 1	25
Figure 5: Disponibilité de la capacité installée 2	26
Figure 6 : Mix énergétique des pays membres de l'EEEOA.....	26
Figure 7: Qualité d'alimentation – SAIFI et SAIDI.....	27
Figure 8: Taux d'accès à l'électricité de la population Données Banque Mondiale pour l'année 2016 (World Development Indicators, 2018)	28
Figure 9: Taux de pertes techniques et non techniques sur les réseaux de transport et de distribution	29
Figure 10: Coûts du service et tarifs de l'électricité	30
Figure 11: Taux de recouvrement des factures d'électricité	30
Figure 12: Résultats financiers des sociétés d'électricité	31
Figure 13: Synthèse des principaux facteurs critiques identifiés.....	47
Figure 14: Synthèse des principales mesures et actions correctives.....	86
Figure 15: Actions correctives traitant les facteurs critiques de priorité 1	88
Figure 16 : Hiérarchisation des actions relative aux facteurs critiques de priorité 1 adressés	90

TABLE DES TABLEAUX

Tableau 1: Sociétés membres de l'EEEOA <i>Source : Site internet de l'EEEOA</i>	17
Tableau 2: Entités nationales rencontrées.....	20
Tableau 3: Entités régionales rencontrées	20
Tableau 4: Organismes externes rencontrés.....	21
Tableau 5: Classement des facteurs critiques	50

TABLE DES ACRONYMES

ABN	<i>Autorité du bassin du Niger</i>
ADB	<i>Asian Development Bank</i>
AFD	<i>Agence Française de développement</i>
AIE	<i>Agence Internationale de l'Energie</i>
ARREC	<i>Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Electricité de la CEDEAO</i>
BIO	<i>Centrale biomasse</i>
CAPEX	<i>Coûts du Capital (Capital Expenditure)</i>
CC	<i>Cycle Combiné</i>
CEB	<i>Communauté Electrique du Bénin</i>
CEDEAO	<i>Communauté Economique des États de l'Afrique de l'Ouest</i>
CEET	<i>Compagnie Energie Electrique du Togo</i>
DGE	<i>Direction Générale de l'Energie</i>
CDN	<i>Contributions Déterminées au niveau National</i>
CIC	<i>Centre d'Information et de Coordination de l'EEEOA</i>
CIE	<i>Compagnie Ivoirienne d'Electricité</i>
CI-ENERGIES	<i>Côte D'Ivoire Energies</i>
CLSG	<i>Boucle Côte d'Ivoire – Libéria – Sierra Leone – Guinée</i>
CO	<i>Cycle Ouvert</i>
COAL	<i>Charbon</i>
COD	<i>Démarrage de l'exploitation (Commercial Operation Date)</i>
CP	<i>Charbon Pulvérisé</i>
CSP	<i>Energie solaire concentrée</i>
CUE	<i>Coût de l'énergie non desservie (Cost of Unserved Energy)</i>
(D)DO	<i>Diesel ordinaire</i>
DAM	<i>Avec lac de retenue</i>
DI	<i>Groupe diesel</i>
DNI	<i>Irradiation Directe Normale (Direct Normal Irradiation)</i>
DSO	<i>Société de distribution d'électricité (Distribution System Operator)</i>
(E)ENS	<i>(Espérance d')énergie non desservie ((Expected) Energy Not Served)</i>
EAGB	<i>Electricidade e Aguas da Guine-Bissau</i>
EDG	<i>Electricité de Guinée</i>
EDM	<i>Electricité du Mali</i>
EDSA	<i>Electricity Distribution Supply Authority</i>
EEEOA	<i>Système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain</i>
EGTC	<i>Electricity Generation and Transmission Company</i>
EIB	<i>Banque Européenne d'investissement (European Investment Bank)</i>
EnR (ou ENR)	<i>Energies Renouvelables</i>
EUR (ou €)	<i>Euro</i>
FCFA	<i>Francs CFA</i>

Version finale

FMI	<i>Fonds Monétaire International</i>
(A)GAO (WAGP(A))	<i>(Autorité du) Gazoduc de l'Afrique de l'Ouest (Western Africa Gas Pipeline (Association))</i>
GENCO	<i>Société de production d'électricité (GENeration Corporation)</i>
GHI	<i>Irradiation Horizontale Globale (Global Horizontal Irradiation)</i>
GNL	<i>Gaz Naturel Liquéfié</i>
GO	<i>Gasoil</i>
GRIDCo	<i>Compagnie de transport d'électricité du Ghana</i>
GRT	<i>Gestionnaire du réseau de transport (Transmission System Operator)</i>
GT (ou TG)	<i>Turbine à gaz</i>
GWh	<i>Giga Watt heure</i>
HFO	<i>Fioul lourd</i>
HRSG	<i>Chaudière de récupération (Heat Recovery Steam Generator)</i>
HYD	<i>Centrale hydroélectrique</i>
IFD	<i>Institution de Financement du Développement</i>
IFI	<i>Institution de financement internationale</i>
IPP	<i>Producteur Indépendant (Independant Power Producer)</i>
IPT	<i>Transporteur privé d'électricité (Independant Power Transporter)</i>
IRENA	<i>Agence internationale des énergies renouvelables (International Renewable Energy Agency)</i>
JET	<i>Jet A1</i>
LCO	<i>Brut léger</i>
LCOE	<i>Coût moyen de l'énergie produite (Levelized Cost of Electricity)</i>
LEC	<i>Liberia Electricity Corporation</i>
LFC	<i>Lit Fluidisé Circulant</i>
LFO	<i>Fioul léger</i>
LOLE	<i>Espérance de perte de charge (Loss of Load Expectation)</i>
LOLP	<i>Probabilité de perte de charge (Loss of Load Probability)</i>
MMBTU	<i>Million British Thermal Unit</i>
Mpc/j	<i>Millions de pieds cube/jour</i>
MRU	<i>Union de la Rivière Mano (Mano river Union)</i>
N/A	<i>Non disponible (not available)</i>
NAWEC	<i>National Water and Electricity Company</i>
NG	<i>Gaz naturel</i>
NIGELEC	<i>Société Nigérienne d'Electricité</i>
NTP	<i>Ordre d'exécution (Notice to proceed)</i>
O&M	<i>Operation & Maintenance</i>
OCDE	<i>Organisation de coopération et de développement économiques</i>
OLTC	<i>Changeur de prises en charge (On Load Tap Changer)</i>
OMVG	<i>Organisation de Mise en Valeur du fleuve Gambie</i>
OMVS	<i>Organisation de Mise en Valeur du fleuve Sénégal</i>
ONEE	<i>Office National de l'Electricité et l'Eau Potable (Maroc)</i>
OPEX	<i>Coûts d'exploitation (Operating Expenditure)</i>
PCI	<i>Pouvoir Calorifique Inférieur</i>

PEAC	<i>Pool Energétique d'Afrique Centrale</i>
PIB	<i>Produit Intérieur Brut</i>
PPA	<i>Contrat d'achat d'électricité (Power Purchase Agreement)</i>
PPP	<i>Partenariat Public Privé</i>
PSS	<i>Power System Stabilizer</i>
pu	<i>Par unité (per unit)</i>
PV	<i>Centrale Photovoltaïque</i>
ROR	<i>au fil de l'eau (Run Of River)</i>
SAIDI	<i>Indicateur de la durée moyenne de coupures sur le système (System Average Interruption Duration Index)</i>
SAIFI	<i>Indicateur de la fréquence moyenne de coupures sur le système (System Average Interruption Frequency Index)</i>
SBEE	<i>Société Béninoise d'Energie Electrique</i>
SENELEC	<i>Société nationale d'électricité du Sénégal</i>
SOGEM	<i>Société de Gestion de l'Energie de Manantali</i>
SONABEL	<i>Société nationale d'électricité du Burkina</i>
ST (ou TV)	<i>Turbine à vapeur</i>
SVC	<i>Compensation de puissance réactive (Static Var Compensation)</i>
TCN	<i>Transmission Company of Nigeria</i>
UE	<i>Union Européenne</i>
UFSR (FSRU)	<i>Unité Flottante de Stockage et Regazéification (Floating Storage and Regasification Unit)</i>
USD (ou US\$ ou \$)	<i>Dollar Américain</i>
VRA	<i>Volta River Authority</i>
VS	<i>Valeur Standard</i>
WT	<i>Eolienne</i>

1. INTRODUCTION

1.1. Contexte

La Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) est une communauté économique régionale d'une superficie de 5.1 millions de km carrés, qui englobe 17% du continent africain. Avec une population de plus de 300 millions d'habitants en 2017, les États membres de la CEDEAO abritent environ un tiers de la population de l'Afrique subsaharienne.

La CEDEAO a été créée avec pour mandat de promouvoir l'intégration économique dans tous les domaines d'activité. Les quinze États membres sont le Bénin, le Burkina Faso, le Cap-Vert, la Côte d'Ivoire, la Gambie, le Ghana, la Guinée, la Guinée-Bissau, le Libéria, le Mali, le Niger, le Nigéria, le Sénégal, la Sierra Leone et le Togo. Le Traité de la CEDEAO (également connu sous le nom de Traité de Lagos) a établi la communauté lors de sa signature à Lagos, au Nigeria, le 28 mai 1975.

L'une des étapes les plus importantes de l'intégration économique dans le domaine de l'énergie a été la création, en 2006, du système d'Echange d'Energie Electrique Ouest-Africain (EEEOA). L'EEEOA favorise l'intégration des systèmes énergétiques nationaux des 14 pays continentaux de la CEDEAO dans un marché régional unifié de l'électricité avec pour objectif ultime de fournir à moyen et long-terme une énergie régulière et fiable à un coût compétitif pour les citoyens de la région de la CEDEAO.

Cependant, la région, caractérisée par une grande diversité culturelle, linguistique, démographique et territoriale (ressources naturelles), est confrontée à d'importants défis notamment d'accès à l'énergie durable de sa population. Les Etats membres de la CEDEAO sont toutefois animés d'une volonté commune d'offrir "une énergie abordable, fiable, durable et moderne pour tous", conformément aux trois objectifs principaux de l'initiative Énergie durable pour tous (SE4All) lancée par le Secrétaire Général des Nations Unies.

Les pays d'Afrique de l'Ouest ont une opportunité unique d'atteindre leurs objectifs grâce à leur potentiel renouvelable encore largement sous-exploité (incluant l'énergie solaire, éolienne et hydro-électrique). La transformation énergétique se fera à la fois sur le réseau et hors réseau. Il s'agit du développement de mini-réseaux avec une production d'énergie hybride, des projets renouvelables centralisés et décentralisés potentiellement couplés à une demande plus flexible, grâce à des technologies de stockage et de compteurs intelligents.

Plusieurs initiatives telles que l'*initiative africaine sur les énergies renouvelables* et la *Politique de la CEDEAO sur les énergies renouvelables* soutiennent cette transformation. Toutefois, une telle révolution nécessite un financement, une feuille de route et une coopération internationale. Dans ce contexte, le système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain joue un rôle majeur en soutenant le développement de grands projets énergétiques dans la sous-région.

1.2. Objectifs du projet

Le Système d'Echanges d'Énergie Électrique Ouest Africain soutient la coopération et favorise le développement de projets régionaux. En 2012, l'Autorité des chefs d'État et de gouvernement de la CEDEAO a approuvé, par le biais de l'Acte complémentaire A / SA.12 / 02/12, une liste de 59 projets prioritaires pour la sous-région issus du plan directeur révisé de la CEDEAO préparé par Tractebel.

Compte tenu de :

- l'évolution du paysage énergétique,
- du contexte socio-économique de l'Afrique de l'Ouest au cours des cinq dernières années et
- des difficultés dans la mobilisation de financement public dans la sous-région, le développement du système électrique en Afrique de l'Ouest s'est vu s'écarter de ses objectifs par rapport à la vision 2011. Un grand nombre de défis affectent l'efficacité des services publics sur plusieurs aspects, y compris les points de vue financiers, réglementaires, techniques et organisationnels. La feuille de route du développement énergétique de la région de l'EEEOA devrait également être influencée par l'augmentation de la pénétration des sources d'énergie renouvelables (EnR). Grâce à la diminution significative des coûts et aux engagements pris vers une transition énergétique durable, de nombreux pays de l'EEEOA ont révisé leurs objectifs d'EnR et lancé des projets solaires et éoliens.

Par conséquent, même si certains projets phares de production et de transport ont vu le jour, de nombreux autres restent en développement ou ont été fortement retardés. En parallèle, certains nouveaux projets non anticipés ont émergé.

Dans ce contexte, l'étude présente quatre objectifs principaux distincts :

- Évaluer l'**État de mise en œuvre** des projets prioritaires identifiés en 2011 à travers la compréhension des principaux obstacles au développement de ces projets et l'identification des enseignements tirés qui seront pris en compte lors de l'actualisation du plan directeur ;
- Identifier les **principaux défis et facteurs critiques** affectant la performance des sociétés d'électricité dans leurs activités de service public et proposer des **plans d'actions** et de mesures correctives afin d'adresser ces contraintes à la pérennité de leurs services sur les aspects politiques, réglementaires et financiers;
- Évaluer les opportunités et les contraintes liées au déploiement de **sources d'énergie renouvelable** dans le système électrique sous-régional (potentiel, économie, contraintes réseau,...);
- Présenter une vision claire, globale et cohérente du développement futur des installations de production et de transport d'électricité avec une liste de **projets prioritaires** pour Afrique de l'Ouest prenant en compte les nouveaux moteurs de la production et de la consommation d'électricité, tout en intégrant le développement actuel du système d'énergie au niveau national et régional et en proposant des recommandations pour faciliter la mise en œuvre des projets.

Cela conduira à une **actualisation du plan directeur de la CEDEAO pour la production et le transport de l'énergie électrique**, une étude exhaustive qui fournit une base rationnelle pour la prise de décision et la mise en œuvre dans le secteur de l'énergie.

1.3. Organisation du rapport de mise à jour du plan directeur révisé de la CEDEAO pour le développement de la capacité de production et de transport d'énergie électrique

Le rapport est divisé en cinq tomes principaux correspondant aux cinq livrables principaux de l'étude

TOME 1 : Résumé Exécutif

Le Tome 1 est la synthèse du Rapport Final de mise à jour du plan directeur révisé de la CEDEAO. Il contient les principales recommandations de l'étude quant au développement futur du parc de production et du réseau de transport ainsi qu'une liste de projets prioritaires et la stratégie d'implémentation de ces projets.

TOME 2 : Etat des lieux de la situation actuelle du système électrique et perspectives

Le Tome 2 consiste en un recueil des données et hypothèses utilisées dans le cadre de ce projet, et en particulier pour l'actualisation du plan directeur production transport.

TOME 3 : Défis et plans d'action des sociétés d'électricité

Le Tome 3 vise à présenter les défis et facteurs critiques affectant l'efficacité, la performance et la pérennité des services des utilités membres de l'EEEOA ainsi qu'à recommander un plan de mesures correctives permettant de traiter ces facteurs critiques de manière transverse.

TOME 4 : Plan directeur production-transport

Le Tome 4 est consacré aux résultats du schéma directeur production-transport : Il présente un plan de développement robuste et optimal du point de vue économique tout en tenant compte de l'état actuel du secteur de l'énergie en Afrique de l'Ouest et des possibilités de développement des sources d'énergie renouvelables dans la région tout en garantissant la stabilité technique du système interconnecté

TOME 5 : Programme d'investissement prioritaire et stratégie de mise en œuvre

Le Tome 5 s'intéresse à réaliser un retour d'expérience sur la mise en œuvre du plan directeur 2012-2025 de la CEDEAO et à évaluer les causes des écarts entre ce qui était initialement prévu et ce qui a concrètement été réalisé permettant ainsi de prendre en considération certains effets pour l'élaboration du plan directeur actualisé 2017-2033. Ainsi, une nouvelle liste de projets d'investissement prioritaires est établie sur la base du plan directeur production-transport et une stratégie est recommandée pour la mise en œuvre progressive de ces projets.

1.4. Objectifs spécifiques du Tome 3

Le présent Tome a pour objectif de recommander des mesures correctives permettant d'adresser les défis et facteurs critiques identifiés au niveau des sociétés d'électricité membres de l'EEEOA.

Au-delà du modèle technico-économique développé dans le cadre de cette mise à jour, un intérêt particulier est porté sur les défis et facteurs critiques affectant les sociétés d'électricité de l'EEEOA. Cette démarche passe d'abord par l'identification et la priorisation des difficultés puis, par la proposition de mesures correctives afin de les traiter.

Ces mesures correctives cherchent donc à proposer des actions concrètes les plus efficaces possibles afin d'adresser au mieux les facteurs critiques dans le cadre de l'implémentation du Plan Directeur.

Pour rappel, les sociétés membres de l'EEEOA sont celles présentées dans le tableau ci-après. Les sociétés bleutées sont celles de service public pour lesquelles un plan d'action est proposé en Annexe.

Désignation de la société	Nom complet de la société	Pays d'implantation
SBEE	Société Béninoise d'Energie Electrique	Bénin
CEB	Communauté Electrique du Bénin	Bénin / Togo
SONABEL	Société Nationale d'Electricité du Burkina Faso	Burkina Faso
CI ENERGIES	Côte d'Ivoire Energies	Cote d'Ivoire
CIE	Compagnie Ivoirienne d'Electricité	Cote d'Ivoire
NAWEC	National Water & Electricity Company	Gambie
CENIT Energy	CENIT Energy	Ghana
CENPOWER	CEN Power	Ghana
ECG	Electricity Company of Ghana	Ghana
GRIDCO	GRIDCO	Ghana
GTG Energy	GTG Energy	Ghana
GTS Engineering Services	GTS Engineering Services	Ghana
KARPOWERSHIP	KARPOWERSHIP GHANA	Ghana
NEDCO	Northern Electricity Distribution Company	Ghana
VRA	Volta River Authority	Ghana
EDG	Electricité De Guinée	Guinée
EAGB	Empresa de Eletricidade e Águas da Guiné-Bissau	Guinée Bissau
LEC	Liberia Electricity Corporation	Libéria

Version finale

Désignation de la société	Nom complet de la société	Pays d'implantation
EDM-SA	Energie Du Mali SA	Mali
SOGEM	Société de Gestion de l'Energie de Manantali	Mali
ONE	Office Nationale de l'Electricité	Maroc
NIGELEC	Société Nigérienne d'Electricité	Niger
MAINSTREAM	Mainstream	Nigéria
NBET	Nigerian Bulk Energy Trading	Nigéria
TCN	Transmission Company of Nigeria	Nigéria
SENELEC	Société Nationale d'Electricité du Sénégal	Sénégal
EDSA	Electricity Distribution and Supply Authority	Sierra Leone
CEET	Compagnie Energie Electrique du Togo	Togo
CONTOURGLOBAL	Contour Global Togo	Togo

Tableau 1: Sociétés membres de l'EEEOA Source : Site internet de l'EEEOA

1.5. Approche méthodologique

1.5.1. Méthodologie générale

Etude du secteur de l'électricité pour les pays membres de l'EEEOA

Une analyse du secteur de l'électricité des 14 pays concernés a été menée. Cette analyse s'est concentrée sur les points particuliers suivants :

- L'organisation et l'architecture de la chaîne de valeur du secteur de l'électricité
- La répartition des fonctions régaliennes et opérationnelles entre les différents acteurs du secteur (pour une description exhaustive de ce qui est entendu par fonctions régaliennes et opérationnelles, se reporter à l'annexe 16 : *Les fonctions du secteur de l'électricité*)
- Le contexte réglementaire et les plans de développement du secteur de l'électricité
- L'intégration des nouvelles énergies renouvelables dans le mix énergétique du pays
- L'efficacité et la performance des sociétés du secteur de l'électricité comprenant :
 - La gouvernance des entreprises du secteur
 - L'efficacité sur le plan technique (production, transport, distribution)
 - L'efficacité sur le plan financier et commercial (coûts, tarifs, facturation, recouvrement et santé financière)

- Les facteurs critiques propres au pays

Analyse des défis et facteurs critiques identifiés

Sur cette base, une analyse des différents défis et facteurs critiques identifiés a été menée pour le secteur de l'électricité. Ces défis et facteurs critiques sont caractérisés selon trois axes :

- **Impactant**
Dans quelle mesure le facteur critique impacte l'efficacité, la performance et la pérennité des services des sociétés ;
- **Transverse**
Dans quelle mesure le facteur critique apparaît de manière transverse entre les différents pays étudiés ;
- **Adressable.**
Dans quelle mesure le facteur critique peut être traité par les sociétés à une échelle de temps et grâce à des moyens raisonnables.

Grâce à cette caractérisation les facteurs critiques ont pu être priorisés selon leur degré d'importance par rapport à la mise en oeuvre du Plan Directeur et à l'économie du secteur plus généralement.

Mesures et actions permettant de traiter les facteurs critiques

En capitalisant sur les échanges et retours d'expériences réalisés, une série de mesures et actions a pu être établie. Ce répertoire d'actions est issu de deux sources différentes :

- Les stratégies d'ores et déjà en cours ou planifiées par les sociétés d'électricité membres de l'EEEOA ;
- Un benchmark international des meilleures pratiques, des facteurs clés de succès et des leçons tirées pour des situations transposables.

Une fois la série de mesures et d'actions établie leur analyse est effectuée. Les actions sont analysées selon deux axes :

- Leur capacité à traiter efficacement le facteur critique,
- Leur capacité à agir sur un groupel de facteurs critiques plutôt qu'un seul.

Les actions permettant de traiter au mieux les facteurs critiques prioritaires sont alors retenues.

Plans de mesures correctives

Enfin, des plans de mesures correctives pour l'ensemble des sociétés d'électricité membres de l'EEEOA sont établis et synthétisés sous forme de fiches individuelles. Ces fiches en Annexes de ce Tome présentent :

- Les facteurs critiques prioritaires identifiés affectant l'efficacité, la performance et la pérennité des services de la société ;
- Les mesures et actions adaptées aux facteurs critiques ;
- Les sous activités à considérer dans le cadre de la mise en oeuvre des actions ;
- Un budget indicatif ;
- Un calendrier indicatif ;
- Les partenaires pour la mise en oeuvre.

1.5.2. Les acteurs et organismes consultés dans le cadre du projet

Une concertation approfondie avec les acteurs du secteur de l'électricité en Afrique de l'Ouest a été menée afin d'alimenter cette analyse. Elle a été menée à travers des réunions dans les quatorze pays de la région Afrique de l'Ouest ainsi que par des contacts téléphoniques, notamment avec les bailleurs de fonds impliqués dans le secteur. Les parties prenantes consultées sont listées dans le tableau suivant :

Entités nationales

Pays	Entité rencontrée
Bénin	<i>Société Béninoise d'Energie Electrique (SBEE)</i> <i>Communauté Electrique du Bénin (CEB)</i> <i>Ministère de l'Energie et des Mines</i>
Burkina Faso	<i>Direction Générale des Energies Conventionnelles – Ministère de l'Energie et des Mines (DGE)</i> <i>Société nationale d'électricité du Burkina Faso (SONABEL)</i>
Côte d'Ivoire	<i>Côte d'Ivoire Energies (CI-ENERGIES)</i> <i>Direction Générale de l'Energie (DGE)</i> <i>Autorité Nationale de Régulation du Secteur de l'Electricité de Côte d'Ivoire (ANARE-CI)</i> <i>Compagnie Ivoirienne d'Electricité (CIE)</i> <i>Association des Sociétés d'Electricité d'Afrique (ASEA)</i>
Gambie	<i>Ministère de l'énergie</i> <i>National Water and Electricity Company (NAWEC)</i> <i>Gambia Public Utilities Regulatory Authority (PURA)</i>
Ghana	<i>GRIDCo</i> <i>Volta River Authority (VRA)</i> <i>Energy Commission</i> <i>Ministry of Energy</i>
Guinée	<i>Electricité de Guinée (EDG)</i> <i>Administration et Contrôle des Grands Projets et Marchés Publics (ACGPMP)</i> <i>Direction Nationale de l'Energie (DNE)</i> <i>Autorité de Régulation des secteurs de l'Electricité et de l'Eau Potable (ARSPEE)</i> <i>Agence Guinéenne d'Electrification Rurale (AGER)</i>
Guinée Bissau	<i>Empresa de Eletricidade e Águas da Guiné-Bissau (EAGB)</i> <i>Direction Générale de l'Energie</i>
Libéria	<i>Liberia Electricity Corporation (LEC)</i> <i>Ministry of Lands, Mines and Energy of Liberia (MLME)</i> <i>Rural and Renewable Energy Agency (RREA)</i>
Mali	<i>Electricité du Mali (EDM-SA)</i> <i>Ministère de l'énergie et de l'eau</i> <i>Société de Gestion de l'Energie de Manantali (SOGEM)</i>

Entités nationales

Pays	Entité rencontrée
Niger	<i>Direction Générale– Ministère de l'Energie (DGE)</i> <i>Société nigérienne d'électricité (NIGELEC)</i>
Nigéria	<i>Transmission Company of Nigeria (TCN)</i> <i>Nigerian Electricity Regulatory Commission (NERC)</i> <i>Nigeria Bulk Electricity Trader (NBET)</i> <i>Ministry of Energy</i>
Sénégal	<i>Société nationale d'électricité du Sénégal (SENELEC)</i> <i>Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE)</i> <i>Ministère du Pétrole et de l'Energie (MPE)</i>
Sierra Leone	<i>Société de production et de transmission d'électricité (EGTC)</i> <i>Autorité de distribution d'électricité (EDSA)</i> <i>Commission de réglementation de l'électricité et de l'eau (EWRC)</i> <i>Ministère de l'énergie</i>
Togo	<i>Compagnie Energie Electrique du Togo (CEET)</i> <i>Communauté Electrique du Bénin (CEB)</i> <i>Ministère de l'Energie et de l'Eau du Togo, DGE Autorité de Réglementation du Secteur de l'Electricité (ARSE)</i> <i>Agence togolaise d'électrification rurale et des énergies renouvelables (AT2ER),</i>
Multiétatique	TRANSCO CLSG

Tableau 2: Entités nationales rencontrées

Entités régionales

Entité	Consultation effectuée
CEDEAO	Lors de la mission au Nigéria
OMVG	Lors de la mission au Sénégal
OMVS	Lors de la mission au Sénégal

Tableau 3: Entités régionales rencontrées

Version finale

Organismes externes

Organisme	Programme / projet
Banque Mondiale	<ul style="list-style-type: none">• Responsable du projet : <i>“Emergency Water and Electricity Services in Guinea Bissau”</i>• Responsable du projet : <i>“Gambia & Senegal Electricity Sector Support Project”</i>• Responsable du programme de développement de capacités solaires en Afrique de l'Ouest
KfW	<ul style="list-style-type: none">• Responsable du projet : <i>« Performance Study for five WAPP utilities »</i>
AFD	<ul style="list-style-type: none">• Responsable pôle énergie – Agence du Vietnam• Chargé de mission – Agence d’Ethiopie

Tableau 4: Organismes externes rencontrés

Ces consultations ont permis d'évaluer dans quelle mesure les facteurs critiques identifiés affectent l'efficacité, la performance et la pérennité des services des sociétés dans le secteur de l'électricité. Ces consultations ont également permis d'évaluer l'efficacité de certaines mesures et actions mises en place dans la zone EEEOA ou dans des contextes similaires.

2. VUE D'ENSEMBLE : ÉCONOMIE ET SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN AFRIQUE DE L'OUEST

2.1. Indicateurs macroéconomiques

Un important déséquilibre existe dans la région entre les différents pays membres de l'EEEOA. Le secteur de l'électricité constitue un exemple frappant de ce déséquilibre. A titre d'exemple, en 2015, sur les 50 000 GWh consommés près de 42 500 GWh étaient consommés uniquement par le Nigéria, le Ghana et la Côte d'Ivoire. Le Nigéria était, à lui seul, responsable de 57% de la consommation totale de la région, soit près de 28 500 GWh.

Ci-après sont présentés certains indicateurs macroéconomiques afin de replacer l'étude dans son contexte.

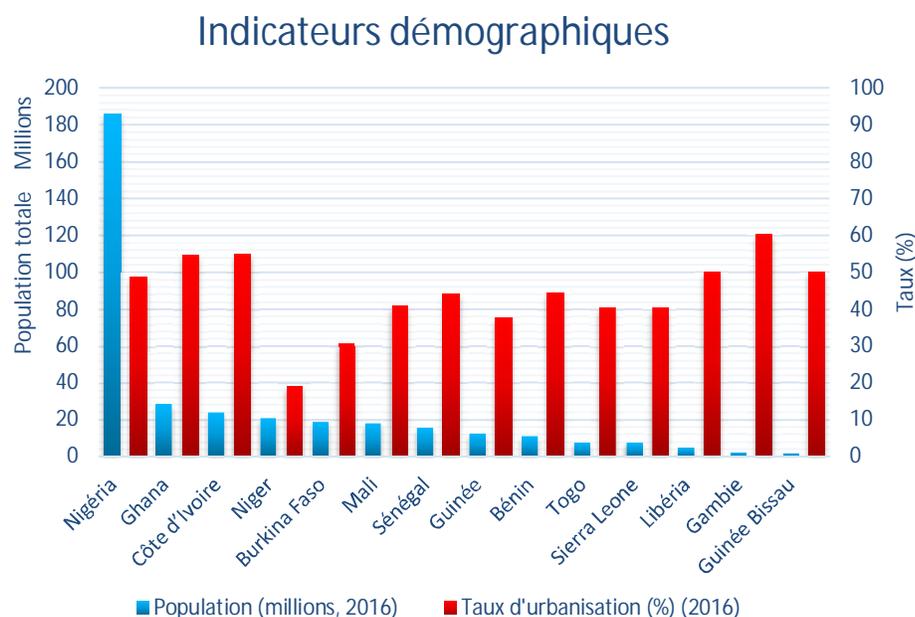


Figure 1: Indicateurs démographiques des pays membres de la CEDEAO Données Banque Mondiale pour l'année 2016 (World Development Indicators, 2018)

Indicateurs sur l'économie des pays

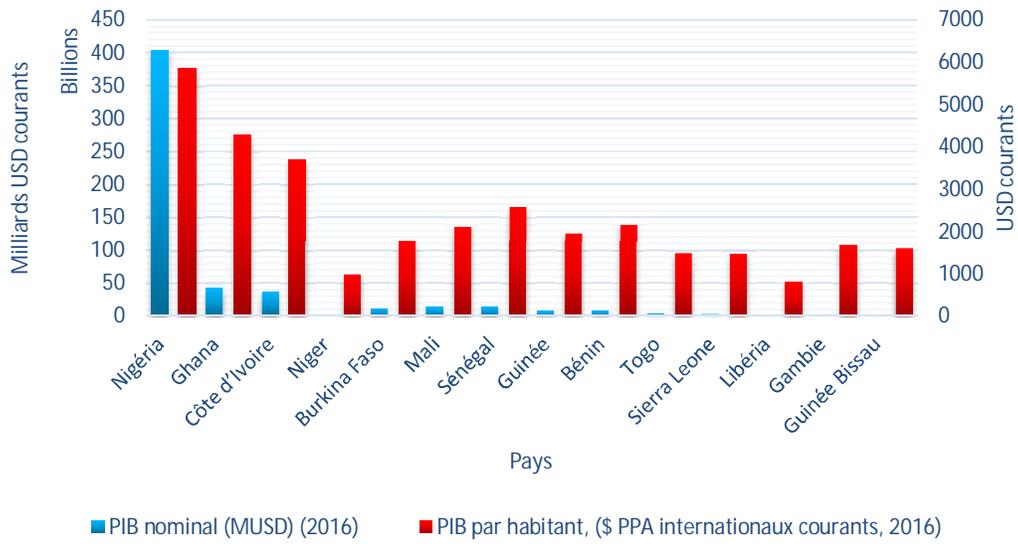
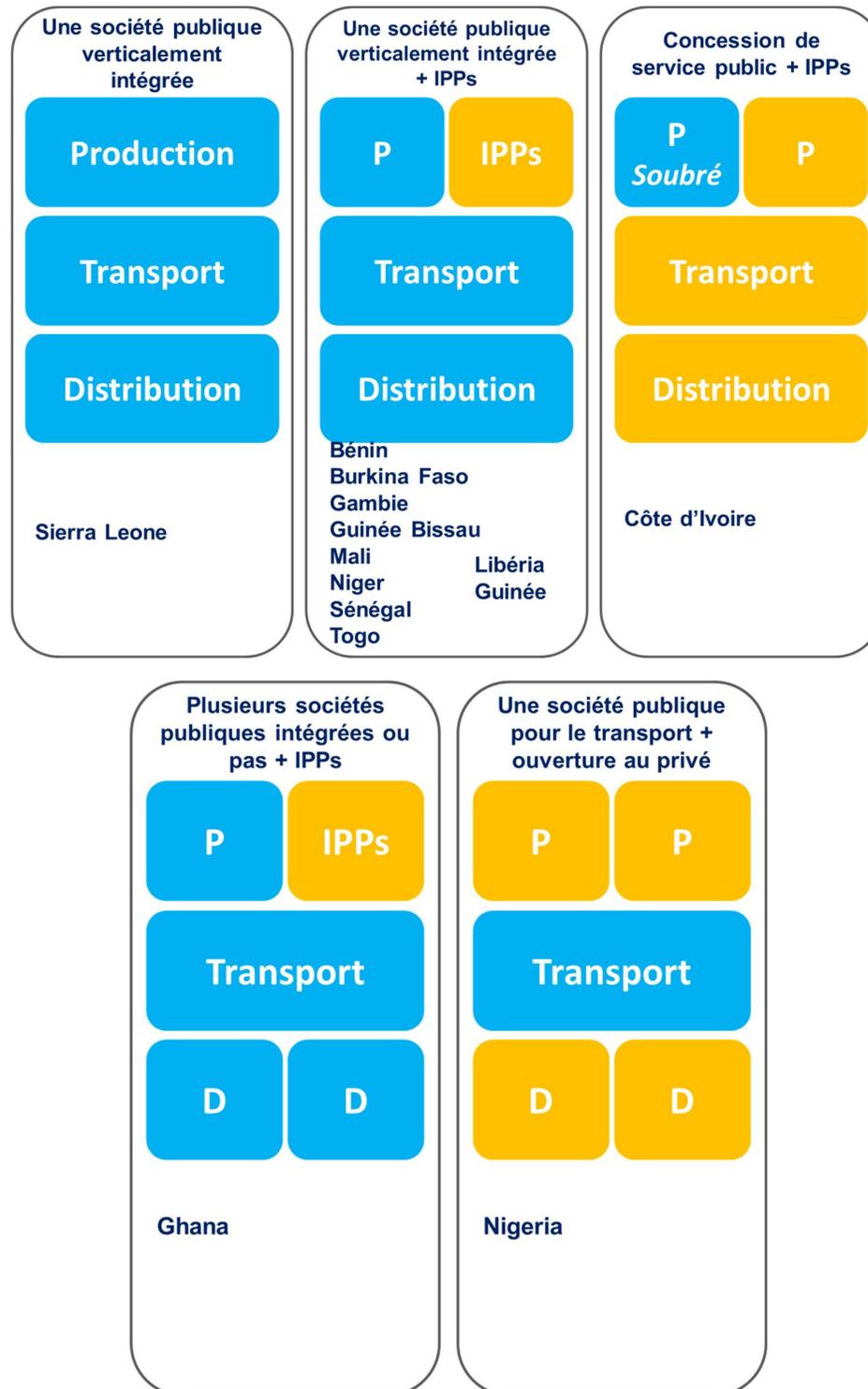


Figure 2: Indications sur l'économie des pays membres de la CEDEAO Données Banque Mondiale pour l'année 2016 (World Development Indicators, 2018)

2.2. Gouvernance et cadre institutionnel

Les différents schémas d'organisation de la chaîne de valeur du secteur de l'électricité dans la zone EEEOA sont résumés ci-dessous.



Version finale

Figure 3: Schémas d'organisation du secteur de l'électricité des pays de la zone EEEOA

- La catégorie bleue signifie que les sociétés sont publiques
- La catégorie jaune signifie que les sociétés sont privées
- La présence d'IPPs dans la composante production signifie que l'organisation du secteur permet que des IPPs interviennent sans forcément que ce soit le cas.

Une description détaillée de la répartition des fonctions régaliennes et opérationnelles entre les différents acteurs du secteur de l'électricité est présentée pour chacun des pays dans les « annexes pays » liées à ce rapport.

2.3. Efficience technique

L'efficience technique correspond à la performance technique des sociétés concernant les domaines de la production, du transport et de la distribution.

2.3.1. Production

Sous efficience de la production sera entendu principalement le rapport entre la capacité installée et la capacité disponible ; mais également la répartition du mix énergétique.

Les deux figures ci-dessous rendent compte du rapport entre la capacité installée avec la capacité disponible :

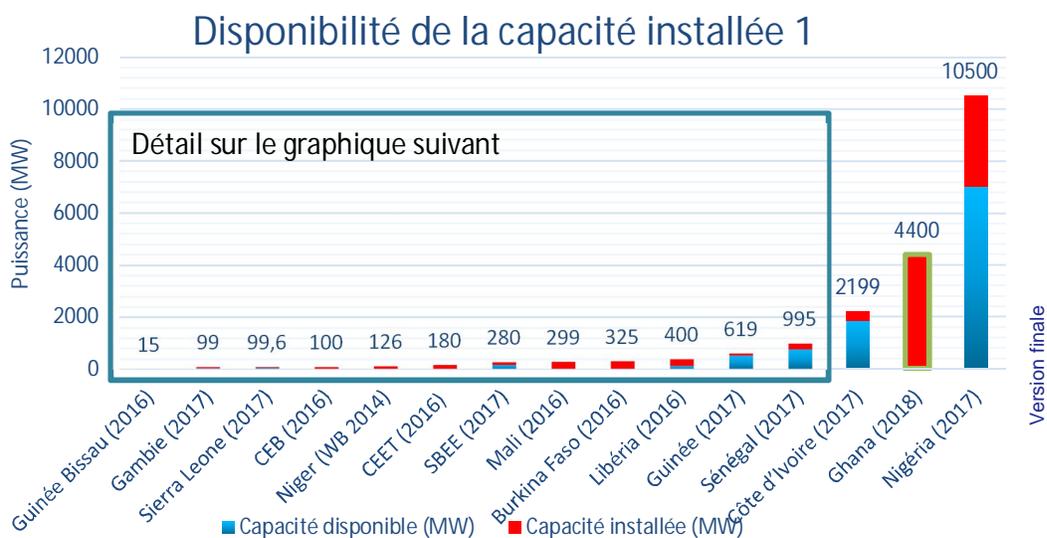


Figure 4: Disponibilité de la capacité installée 1

La Côte d'Ivoire, le Ghana et le Nigéria présentent à eux trois approximativement 80% de la capacité installée de la zone EEEOA. Pour faciliter la lecture de ce schéma, un autre schéma est proposé ci-après faisant abstraction de ces trois pays.

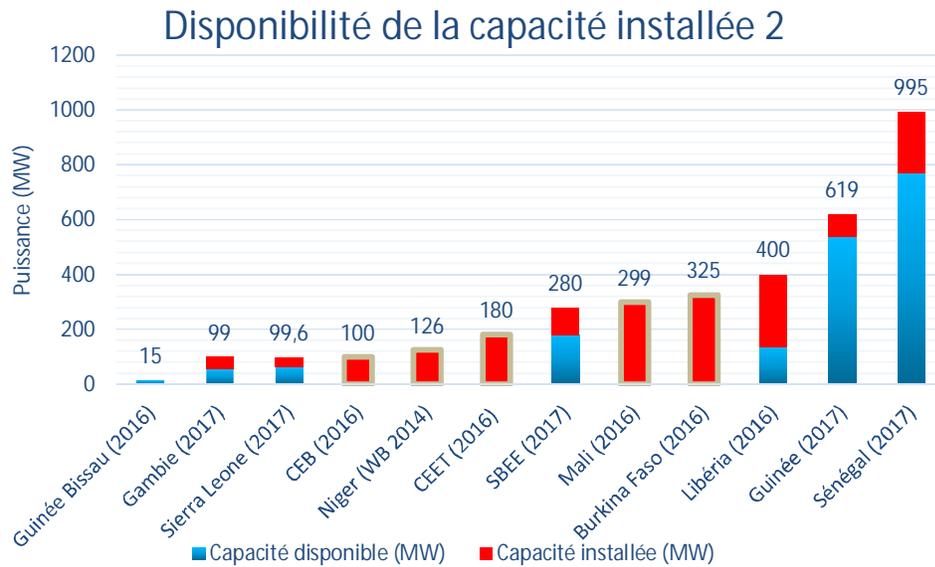


Figure 5: Disponibilité de la capacité installée 2

Concernant la CEB, le Niger, la CEET, le Mali, le Burkina Faso, le Libéria et le Ghana, les données sur la disponibilité des capacités de production n'étaient pas connues. Seule la capacité installée pour ces pays est représentée.

Le mix énergétique **en capacité installée** adoptés par les différents pays de la zone est représenté sur la figure ci-dessous :

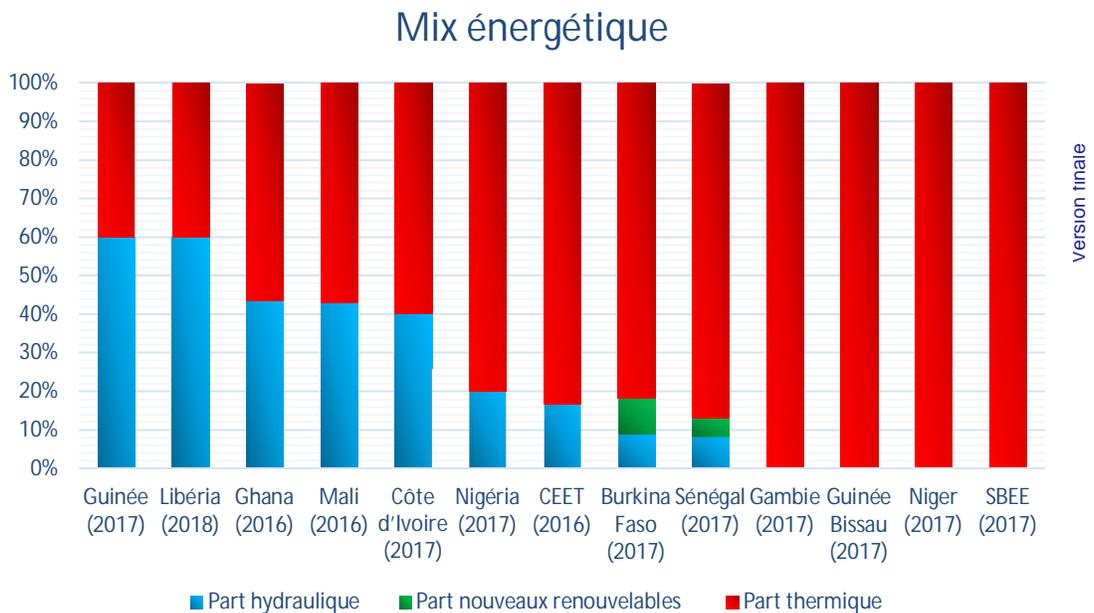


Figure 6 : Mix énergétique des pays membres de l'EEEOA

Cette figure permet de constater que le mix énergétique est principalement dominé par des actifs de production thermique (gaz, diesel, HFO, LFO). Le reste du mix concerne les actifs hydroélectriques avec l'apparition récente des nouveaux renouvelables (solaire PV).

2.3.2. Transport

L'efficacité du transport correspond ici aux coupures et délestages sur le réseau public. Ces coupures sont évaluées selon deux axes : leurs nombres et leurs durées (respectivement SAIFI et SAIDI).

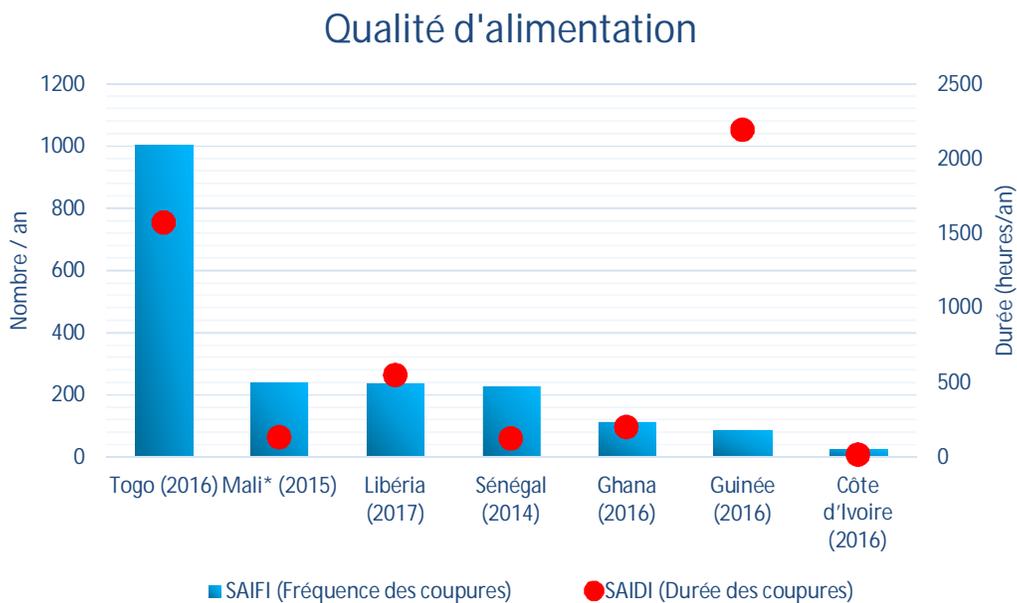


Figure 7: Qualité d'alimentation – SAIFI et SAIDI

Les données SAIFI et SAISI n'étaient pas disponibles pour l'ensemble des pays étudiés.

**Pour le Mali les résultats concernent uniquement le réseau 150 et 225 kV.*

Parmi les pays dont l'information était disponible :

- le Togo présente de très nombreuses coupures pour des durée également longues ;
- Le Mali, le Libéria et le Sénégal présentent des contraintes communes ;
- la Guinée a su fortement réduire ses fréquences de coupures mais elles demeurent relativement longues ;
- la Côte d'Ivoire enregistre une qualité d'alimentation très correcte.

2.3.3. Distribution

La thématique de l'efficacité de la distribution s'intéresse ici à deux éléments :

- le taux d'accès de la population à l'électricité et,
- les pertes sur les réseaux de transport et de distribution.

Taux d'accès à l'électricité de la population

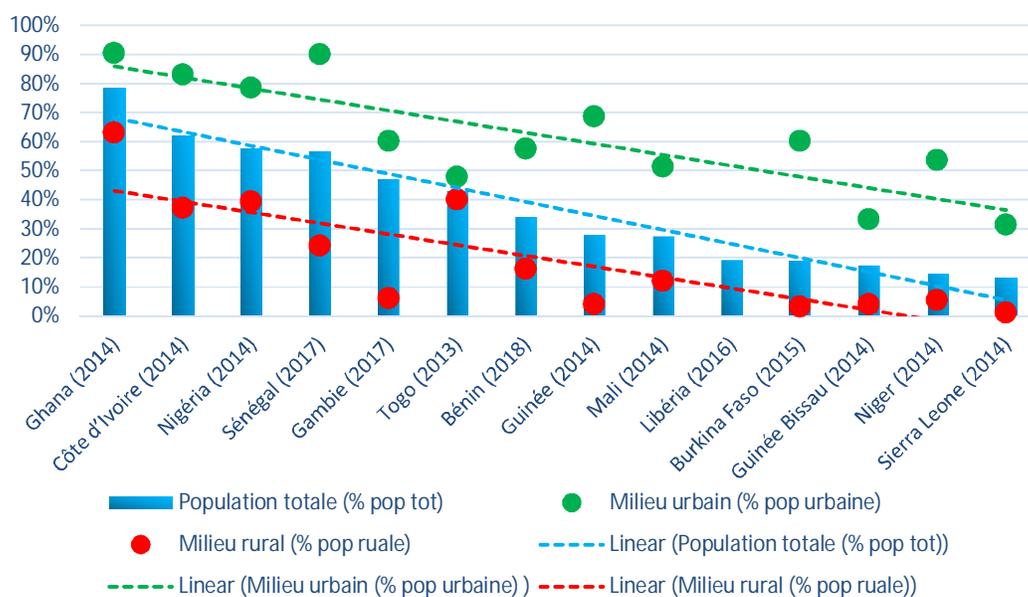


Figure 8: Taux d'accès à l'électricité de la population *Données Banque Mondiale pour l'année 2016 (World Development Indicators, 2018)*

Le taux d'accès de l'électricité de la population est relativement variable en fonction des pays considérés. Il s'étend de près de 80% pour le Ghana à moins de 10% pour le Libéria. Alors que le taux d'accès à l'électricité en milieu urbain suit la même tendance que celui que l'accès pour la population totale, le taux d'accès en milieu rural diverge plus d'un pays à l'autre.

Taux de pertes techniques et non techniques sur les réseaux de transport et de distribution

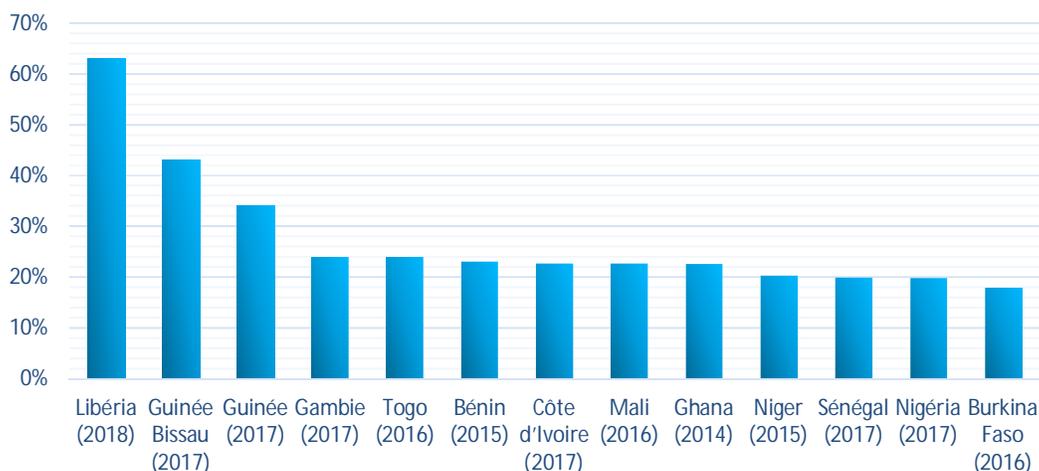


Figure 9: Taux de pertes techniques et non techniques sur les réseaux de transport et de distribution

Le taux de pertes sur les réseaux de transport et de distribution s'étend pour les pays étudiés entre 18% pour le Burkina Faso et 43% pour la Guinée Bissau. Cependant, la plupart des pays sont situés dans une fourchette restreinte entre 20% et 26% de pertes.

Ce taux tient compte aussi bien des pertes techniques que non techniques. Le détail de ces deux variables est plus amplement étudié dans la suite du rapport car elles constituent des facteurs critiques pour la performance des services des sociétés d'électricité.

2.4. Efficience financière

L'efficience financière fait ici référence d'une part à la relation tripartite du coût, du tarif et de la facturation et, d'autre part à la santé financière du secteur.

2.4.1. Coûts, tarifs et facturation

Sont repris ici les informations concernant :

- le coût du service de l'électricité,
- les tarifs moyens appliqués aux consommateurs finaux et
- le taux de recouvrement des factures.

Cout du service et tarifs de l'électricité

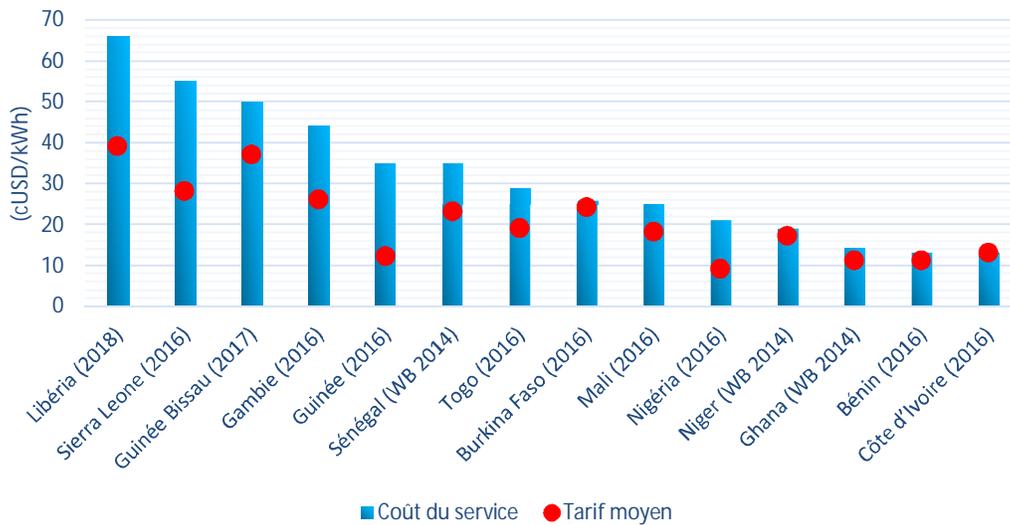


Figure 10: Coûts du service et tarifs de l'électricité

La réalisation de ce graphique a nécessité de procéder à des conversions de devises dont les taux sont donnés en début de rapport.

Lorsque les données n'étaient pas disponibles suite à la collecte de données réalisée dans le cadre de ce projet, elles sont identifiées par « WB » accolé au pays et ont été tirées du document de la Banque Mondiale : *Financial Viability of Electricity Sectors in Sub-Saharan Africa - Quasi-Fiscal Deficits and Hidden Costs*, World Bank Group, 2016.

La figure indique clairement que les tarifs appliqués dans les différents pays ne permettent pas de recouvrir les coûts du service de l'électricité. Certains pays comme le Burkina Faso, le Niger ou la Côte d'Ivoire s'en approchent cependant.

Taux de recouvrement des factures d'électricité

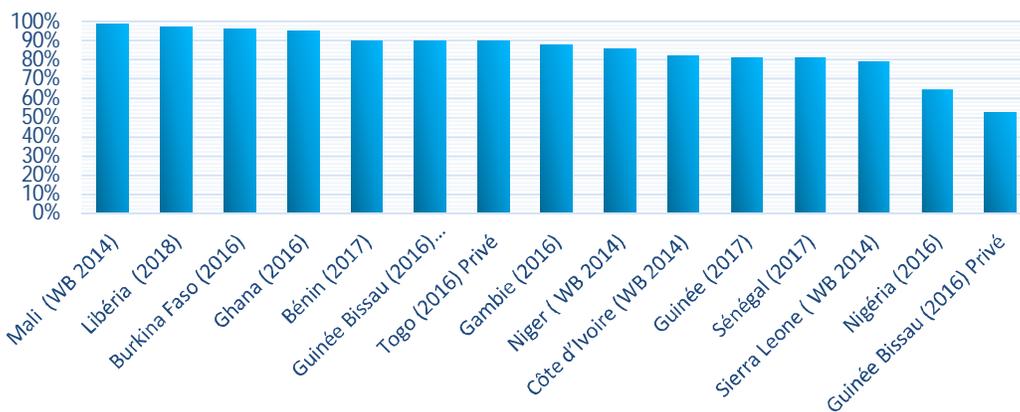


Figure 11: Taux de recouvrement des factures d'électricité

Le taux de recouvrement des factures émises participe à l'équilibre financier du secteur. La majorité des pays situent leur taux de recouvrement à un niveau relativement correct entre 80% et 96%.

2.4.2. Santé financière

La présentation de la santé financière du secteur se concentre sur des indicateurs comptables et financiers tels que : le chiffre d'affaires et le résultat net. Ils témoignent de la solidité financière de la société et du secteur plus généralement.

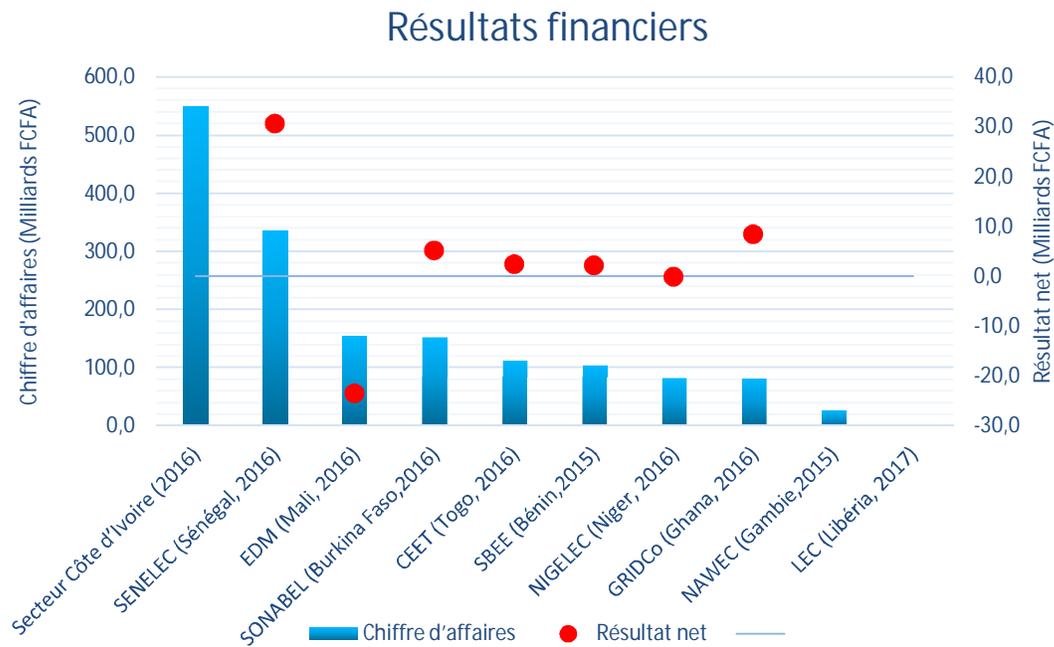


Figure 12: Résultats financiers des sociétés d'électricité

Le chiffre d'affaires du secteur de l'électricité connaît d'importants écarts d'un pays à l'autre allant de quelques milliards de FCFA pour le Libéria à plus de 500 milliards de FCFA pour la Côte d'Ivoire.

D'autre part, le résultat net est, dans certains cas, témoin des difficultés rencontrées par les sociétés d'électricité. Cela semble être le cas pour EDM au Mali et, de manière moins importante, NIGELEC au Niger. La SENELEC au Sénégal à contrario dégage d'importants bénéfices.

2.5. Intégration des nouveaux renouvelables dans le mix énergétique

L'intégration des nouveaux renouvelables dans le mix énergétique des pays de l'EEEOA devient un réel sujet. Cela se concrétise à travers des engagements, des plans de développement et des projets en développement. Pour rappel, le Plan Directeur de l'EEEOA approuvé en 2012 a recommandé l'implantation de 800 MW de projets régionaux d'énergie renouvelable dans le réseau interconnecté de la zone EEEOA, soit 500 MW d'énergie éolienne et 300 MW d'énergie solaire.

Engagements et plans de développement

Les pays membres de l'EEEOA se sont engagés à l'occasion de la Conférence de Paris sur le Climat (COP 21) de 2015, à considérablement réduire leurs émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 par rapport aux émissions anticipées. Cet engagement se traduit au niveau du secteur de l'électricité par l'accroissement de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique pour atteindre une part conséquente en 2030. En accord avec ces engagements, la diversification du mix énergétique est devenue une priorité.

Il ressort des analyses sur les différents pays la mise en place de plans de développement des énergies renouvelables et des directives favorables :

- L'objectif du mix électrique à l'horizon 2030 conformément aux engagements de l'état de Côte d'Ivoire à la COP 21 est de porter à 42% la part des énergies renouvelables en incluant la grande hydroélectricité et de 16 % hors grande hydroélectricité.
- La Gambie projette d'avoir une part d'énergies renouvelables représentant 10% de l'énergie totale produite d'ici 2020.
- Le Ghana a mis en place un code des réseaux spécifique pour les énergies renouvelables et a mis en service des centrales photovoltaïques.
- Le Nigéria à travers sa « National Renewable Energy and Energy Efficiency Policy » de 2015 s'est donné pour objectif de porter à 16% sa consommation électrique à partir de renouvelable d'ici 2030.
- Le Sénégal, dans sa politique énergétique, avance qu'il va satisfaire 20% de son énergie consommée grâce au solaire.

De plus, les institutions de financement du développement (IFD) participent au financement de ces projets et inscrivent ces projets dans leurs feuilles de route.

Capacité en renouvelables installées

Aujourd'hui la capacité installée des nouvelles énergies renouvelables reste marginale mais présente une forte croissance. Certains pays les ont déjà intégrées dans leur mix énergétique :

- Au Sénégal, les centrales solaires PV atteignent une puissance de **102 MW**
- Au Burkina Faso la centrale solaire de Zagtouli a une capacité de **33 MWc**
- Au Ghana **2,5 MW** ont été installés et plusieurs autres projets sont en cours de développement.

3. PRINCIPAUX DÉFIS ET FACTEURS CRITIQUES IDENTIFIÉS DANS LES PAYS MEMBRES DE L'EEEOA

Ci-après sont présentés les principaux défis et facteurs critiques identifiés à travers les pays membres de l'EEEOA. Ces défis et facteurs critiques découlent des entretiens et des analyses réalisés sur le secteur de l'électricité pour les différents pays. Cette présentation se veut thématique plutôt que pays par pays afin d'en faciliter la lecture. Les thèmes sont les suivants :

- Facteurs critiques liés à la gouvernance
- Facteurs critiques liés à la planification
- Facteurs critiques liés au développement de grands projets
- Facteurs critiques liés à l'efficacité opérationnelle
- Facteurs critiques liés à la mobilisation des revenus
- Facteurs critiques liés à l'électricité comme denrée commerciale

3.1. Facteurs critiques liés à la gouvernance

Les facteurs critiques liés à la gouvernance sont les suivants :

- Une gouvernance sectorielle souvent problématique et
- Des domaines de responsabilités parfois mal délimités.

Pour une description détaillée de la répartition des responsabilités des différents acteurs intervenant dans le secteur de l'électricité, se reporter au chapitre consacré à la *Répartition des responsabilités du secteur de l'électricité* dans chaque « annexe pays ».

3.1.1. Une gouvernance sectorielle souvent problématique

La plupart des sociétés publiques d'électricité de la zone EEEOA sont dotées d'un Conseil d'Administration dont la nomination des administrateurs varie d'un pays à l'autre. Toutefois, comme dans le cas particulier de la Guinée Bissau, l'absence de Conseil d'Administration nuit au bon fonctionnement de l'entreprise, l'empêchant notamment de planifier et mener le redressement de sa performance sur le long-terme.

Le marché évoluant, l'organisation interne des entreprises doit parfois se réadapter. CI-Energies en Côte d'Ivoire ou EDG en Guinée (dans le cadre de son contrat de gestion) ont cherché dernièrement à se réorganiser. A contrario, NIGELEC au Niger est resté figé durant de nombreuses années sans connaître d'évolution ou de réorganisation. Aujourd'hui, cette situation l'entrave dans ses démarches pour le développement du secteur.

La gouvernance du secteur est généralement identifiée par les acteurs comme un frein important. Deux limites ont, en particulier, été identifiées :

Partage des responsabilités

Premièrement, bien que les sociétés d'électricité soient théoriquement chargées du développement des actifs de production, transport et distribution, les sociétés ne sont pas toujours en mesure d'exercer ces fonctions. En effet,

- L'espace financier limité du fait des faibles tarifs et de l'inefficience du système ; ainsi que
- les ressources humaines insuffisantes et inexpérimentées dans les négociations contractuelles

font défaut au niveau de nombreuses entreprises du secteur de l'électricité en Afrique de l'Ouest.

En absence de résultats tangibles, l'implémentation des actifs, notamment des actifs stratégiques, échappe régulièrement aux sociétés d'électricité et est, dans de très nombreux cas, confiée à un comité rapproché de l'exécutif et rattaché à la présidence de la république.

Afin d'atteindre l'objectif vertueux de développement du secteur, des contrats structurants sont ainsi négociés sans impliquer les sociétés d'électricité ou avec une implication minimale de leur part.

Pouvoir décisionnel

Deuxièmement, le pouvoir décisionnel est très concentré au sein des sociétés d'électricité en Afrique de l'Ouest. Cette concentration trouve sa justification dans les capacités, les compétences et les cultures d'entreprises. Elle ralentit cependant tout, rendant les organisations inefficaces. En effet, chaque décision doit être validée à un échelon élevé de l'entreprise et prend donc un temps important.

3.1.2. Des domaines de responsabilités parfois mal délimités

Le code de fonctionnement du secteur de l'électricité renvoie à la désignation des acteurs impliqués dans le secteur et leurs responsabilités. Le diagnostic mené dans le cadre de cette étude a révélé, dans certains cas, un manque de clarté concernant ce code de fonctionnement. Deux exemples sont donnés en particulier :

- Au Ghana, deux régulateurs (PURC et Energy Commission) sont susceptibles de recouvrir les mêmes responsabilités et le rôle de chacun peut être difficilement discernable. Il apparaît par exemple une confusion sur le suivi des contrats comme résultat du chevauchement de leurs missions.
- Au Nigéria, la multitude d'acteurs impliqués dans le secteur de l'électricité conduit à des lenteurs et difficultés bureaucratiques. Il apparaît qu'une multitude d'acteurs sont à consulter dans le cadre des démarches à réaliser pour le développement de nouveaux projets.

D'autre part la fonction de fixation des tarifs est fréquemment séparées du régulateur comme au Burkina Faso. Cet état de fait implique des tarifs qui ne reflètent pas une cohérence économique du secteur.

Enfin, la fonction relative au règlement des différends semble être rarement assignée dans l'organisation du secteur de l'électricité dans la plupart des pays étudiés.

3.2. Facteurs critiques liés à la planification

Les facteurs critiques liés à la planification sont les suivants :

- Un bilan offre-demande déficitaire comblé par des solutions d'urgence coûteuses ;
- Des lignes de transport en développement ;
- Des réseaux de distribution peu entretenus et peu étendus ;
- Un mix énergétique faiblement diversifié.

La planification se veut d'être une réponse aux besoins long terme de l'économie en adéquation avec les ressources nécessaires pour les satisfaire.

Dans quasiment tous les pays étudiés la planification se matérialise par des plans directeurs du secteur fréquemment mis à jour.

3.2.1. Un bilan offre-demande déficitaire comblé par des solutions d'urgence coûteuses

L'offre d'électricité est systématiquement en retard sur la demande générant des coupures fréquentes et prolongées (voir indicateur de qualité d'alimentation Figure 7). Dans de nombreux pays de la région, le problème de la qualité d'alimentation est traité par des mesures d'urgence qui se révèlent très coûteuses. La gestion par l'urgence se prolongeant elle peut revenir aussi voire plus chère que le coût de construction d'un actif adéquat correctement planifié.

Ainsi, le déficit de production de certains pays combiné avec une volonté de développement économique rapide entraîne dans certains cas le recours aux solutions d'urgence. Celles-ci reposent sur :

- la fourniture du combustible par l'Etat ou la/une société publique et
- le paiement de la capacité mise à disposition
- le paiement des coûts d'installation et de démantèlement des actifs loués

3.2.2. Des lignes de transport en développement

Afin d'être en mesure d'offrir de l'électricité à l'utilisateur final, il est nécessaire d'augmenter la capacité de production d'électricité et celle de son acheminement du centre de production au centre de consommation. Ainsi, en parallèle du développement des capacités de production, le développement des réseaux de transport apparaît donc comme un point central.

Le développement du réseau de transport participe à l'attraction du secteur privé sur le domaine de la production. Le développement du réseau de transport est donc un facteur critique dans la mesure où il garantit aux investisseurs privés :

- l'évacuation de l'énergie électrique produite à des clients finaux ou
- l'exportation de l'énergie électrique produite aux pays voisins à travers les interconnexions.

Cependant, le diagnostic effectué montre que :

- Malgré de nombreux investissements mis en service et en cours, le réseau de transport reste un maillon faible de la chaîne d'alimentation. En effet, rares sont les pays de la région où le réseau de transport offre un maillage adéquat du pays. Par ailleurs, les lignes sont souvent dimensionnées au plus juste et ne respectent pas toujours le critère N-1.
- L'insuffisance des réseaux génère un coût d'investissement supplémentaire pour chaque nouveau projet de production, puisqu'il faut, en plus de construire la centrale et de la raccorder, prolonger le réseau de transport et le renforcer.

3.2.3. Des réseaux de distribution peu entretenus et peu étendus

Le renforcement du réseau de distribution est également un facteur critique mais pour des raisons davantage propres à sa fonction de raccordement des clients finaux.

En milieu urbain : des réseaux peu entretenus

Il est apparu de plusieurs témoignages des usagers finaux que les défauts de qualité d'alimentation trouvaient souvent leur source dans un défaut au niveau des postes sources. Ainsi, dans de nombreux pays, en absence de ressources dédiées à l'entretien et à la réhabilitation des réseaux de distribution existants, ces réseaux ne se sont pas adaptés à la croissance urbaine. Un poste initialement dimensionné pour un certain nombre d'abonné alimente actuellement deux fois plus d'abonnés, voire plus ; générant ainsi une dégradation de la qualité d'alimentation.

Par ailleurs, le manque de développement des réseaux de distribution génère un goulot d'étranglement qui ne permet pas l'évacuation des capacités de production mises en service. Ainsi, au Nigéria, bien que la demande d'électricité soit croissante, il y a des capacités de production non appelées du fait de la faible capacité des réseaux de distribution.

Dans de nombreux pays de la zone, ce problème est identifié par les partenaires techniques et financiers et fait l'objet de mesures correctives (exemple : Bénin, Guinée, Nigéria, etc.)

En milieu rural : des réseaux peu étendus

Le réseau de distribution joue directement sur le taux d'accès de la population à l'électricité et par voie de conséquence sur la quantité de clients.

Il est clairement apparu dans les pays à faible densité de population comme le Niger ou le Mali que le développement du réseau de distribution présentait la contrainte d'un coût de raccordement élevé par habitant en zone rurale. Le raccordement de ces profils de consommateurs implique donc des efforts importants de la part des sociétés d'électricité qu'elles sont pas toujours en mesure de supporter.

3.2.4. Un mix énergétique faiblement diversifié

L'analyse du secteur de l'électricité des pays membres de l'EEEOA a révélé que certains pays présentaient une large part (supérieur à 80%) de leur parc basée sur une seule technologie (*le mix énergétique des pays est présenté en Figure 6*). Cette dépendance à une technologie conduit les pays à s'exposer et à être relativement sensibles à des effets exogènes tels que les aléas climatiques ou les fluctuations du cours des énergies primaires sur le marché international.

Les principales contraintes identifiées pour les différentes technologies sont les suivantes :

- Hydroélectrique
 - Exposition au risque climatique avec des années sèches ne permettant pas de produire l'énergie électrique souhaitée ;
- Thermique fossile
 - Exposition forte aux fluctuations du prix des combustibles sur le marché international ;
 - Dépendance aux importations des combustibles lorsque les ressources ne sont pas naturellement présentes dans le pays ;

Par le passé, le Ghana a eu à faire face à des crises énergétiques suite à une succession d'années sèches ne permettant pas de produire la quantité d'énergie électrique qu'il avait planifiée à partir de ses actifs hydroélectriques.

3.3. Facteurs critiques liés au développement de grands projets

Les facteurs critiques liés au développement de grands projets sont les suivants :

- Un cadre réglementaire et institutionnel inadapté à la mobilisation efficiente du secteur privé
- Des sources de financement peu nombreuses et un espace fiscal faible
- Une faible santé financière des entreprises du secteur
- Une attribution des marchés par entente directe rapide mais coûteuse
- Des capacités de contractualisation et de suivi des contrats à renforcer
- Un accès au foncier compliqué

Cette catégorie reflète l'ensemble des difficultés dont les sociétés du secteur de l'électricité font face lors du développement de projets décidés.

3.3.1. Un cadre réglementaire et institutionnel inadapté à la mobilisation efficiente du secteur privé

Le diagnostic du secteur de l'électricité des différents pays a fait ressortir que le manque de cadre réglementaire et institutionnel était un frein important au développement de certains projets. C'est particulièrement le cas lors du développement de grands projets faisant intervenir des acteurs privés à travers des PPP et des IPPs.

Les projets peuvent être grandement retardés le temps que le cadre réglementaire soit implémenté au rythme de l'avancée du projet.

3.3.2. Des sources de financement peu nombreuses et un espace fiscal faible

La mobilisation du financement est un sujet essentiel et est fréquemment apparue comme le plus critique dans le cadre du développement des grands projets.

A l'heure actuelle, les capacités d'endettement public de la majorité des pays membres de l'EEEOA sont limitées. De plus, les banques commerciales régionales ne sont pas toujours en mesure de fournir de la dette avec une maturité et des taux adaptés aux actifs les plus capitalistiques et à durée de vie longue. La mobilisation de ces financements est donc, la plupart du temps, le résultat de l'intervention :

- Soit des bailleurs de fonds et des institutions de financement du développement (IFD) ;
- Soit du secteur privé à travers des montages contractuels et financiers de types PPPs ou l'investissement des IPPs
- Soit d'accords de crédits export à travers des banques d'import – export.

La capacité des Etats membres à mobiliser efficacement ces financements peut être largement renforcée. Ainsi, souvent :

- les projets présentés aux bailleurs ne font pas l'objet d'une préparation préalable adéquate et les dossiers de crédit sont souvent incomplets.
- Les négociations avec les partenaires privés démarrent sans feuille de route et sans préparation préalable prolongeant ces négociations.

La mobilisation de ces financements est donc souvent longue et a pu entraîner des retards dans le développement des projets prioritaires. Pour plus des exemples concrets sur l'impact de la mobilisation du financement dans le développement des projets prioritaires, se reporter au rapport de *Diagnostic de l'implémentation du Plan Directeur actuel couvrant la période 2012-2025*.

3.3.3. Une faible santé financière des entreprises du secteur

« On ne sait pas à quoi ressemble une société d'électricité bancable en Afrique de l'Ouest » est un mantra répété à plusieurs reprises lors de la conférence sur la coopération régionale dans le secteur électrique en Afrique de l'Ouest (24-25 janvier 2018 à Abidjan)

Force est de constater l'importance que portent les investisseurs (vendeurs potentiels d'électricité et créanciers) à la santé financière du secteur de l'électricité.

Plusieurs difficultés ont été constatées :

Indisponibilité de l'information financière des entreprises

La disponibilité des états financiers des sociétés publiques d'électricité et leurs comptes audités constituent un gage de garantie pour ces investisseurs.

C'est en se reposant sur ces informations factuelles - qu'elles soient bonnes ou qu'elles présentent des difficultés - que les investisseurs mènent leur arbitrage sur leurs investissements. L'inexistence de certains de ces documents a été identifiés comme une contrainte forte à l'attraction des acteurs privés sur le marché.

Ecart important entre les coûts et les revenus

Ces écarts inquiètent fortement les investisseurs en dette et en fonds propre et pousse la plupart d'entre eux à réclamer des mécanismes de sécurisation des paiements de PPA ou de remboursement de la dette. Ces mécanismes incluent la mise en place de comptes séquestres, l'émission de lettres de garanties et des garanties souveraines. Tous ces mécanismes étant coûteux, les pays membres y recourent avec parcimonie.

3.3.4. Une attribution des marchés par entente directe rapide mais coûteuse

Pour des raisons de simplicité et de rapidité des procédures certains projets ont été développés par entente directe. C'est particulièrement le cas lors du développement de mesures d'urgence cherchant à être mises en place dans des délais relativement courts. Cependant, il a été remarqué que le coût des projets est souvent supérieur dans le cas des ententes directes que lors de mises en concurrence. La contrepartie réside effectivement dans des délais rallongés.

Aujourd'hui, certains contrats conclus en entente directe sont en cours de renégociation afin d'en diminuer le coût comme les contrats de « Take or Pay » conclus au Ghana suite à la crise énergétique de 2014.

3.3.5. Des capacités de contractualisation et de suivi des contrats à renforcer

L'expertise contractuelle dans le cadre du développement de grands projets est apparue comme essentielle.

La caractéristique même de « grands projets » et la complexification du marché conduit à davantage de besoins en expertise contractuelle non systématiquement présente au sein des sociétés d'électricité. Les contrats devant être rédigés et négociés dans ce cadre sont :

- les contrats de construction,
- les contrats d'opération et maintenance (O&M),
- les contrats de concession (le cas échéant),
- les contrats d'achat d'électricité (PPA),
- les contrats de crédits (le cas échéant)...

Les sociétés d'électricité soulignent qu'elles ne sont pas toujours dotées de l'expertise nécessaire sur ces types de contrats.

Certains pays qui ont fait le choix de simultanément diversifier leur mix énergétique et d'ouvrir le marché au secteur privé rencontrent des difficultés sur la gestion de ces nouveaux contrats.

L'élaboration de contrats pour le développement de projets renouvelables tels que le solaire PV au Burkina Faso notamment est un exemple parmi d'autres. La rédaction et la négociation de certaines clauses spécifiques relatives à leur fonctionnement nécessitent des compétences particulières. Le déficit en ressources humaines formées sur ces compétences a donc engendré des retards sur le développement de ces types de projets.

D'autre part, l'ouverture du marché au secteur privé s'accompagne de la rédaction, de la négociation et de la gestion de contrats spécifiques tels que des contrats de concession. Certains pays comme la Côte d'Ivoire ont souligné une insuffisance dans la disponibilité interne des compétences engendrant encore des retards dans le développement des projets.

3.3.6. Un accès au foncier compliqué

Enfin, le diagnostic a fait ressortir des difficultés sur le développement de certains projets prioritaires présentant une part de foncier important. Les projets hydroélectriques, solaires PV particulièrement font intervenir des problématiques concernant des droits d'accès aux terrains et des autorisations de construction.

Ces questions passent notamment par l'élaboration d'études sociales et environnementales qui ont également été rapportées comme chronophages. En réalité, les délais de réalisation de ces études ne sont pas plus importants qu'ailleurs, cependant, la prise en compte de ces délais ne semble pas toujours respectée dans les plannings initiaux.

3.4. Facteurs critiques liés à l'efficacité opérationnelle

Les facteurs critiques liés à l'efficacité opérationnelle du secteur sont les suivants :

- Des systèmes de conduite des réseaux à renforcer
- Un entretien des actifs sous optimal
- Des contraintes à l'intégration des nouvelles énergies renouvelables

L'efficacité opérationnelle a un impact sur la qualité d'alimentation. Celle-ci fait habituellement référence à la qualité de la fréquence, de la tension et aux coupures subies par les consommateurs sur le réseau public.

Les conséquences d'une mauvaise qualité d'alimentation se matérialisent par un recours à de l'autoconsommation par les clients grands comptes et particuliers aisés. La conséquence soulignée par les acteurs du secteur est une dégradation de la qualité du portefeuille client pour la société publique ou concessionnaire et une alimentation en énergie électrique plus chère pour le consommateur.

3.4.1. Des systèmes de conduite des réseaux à renforcer

La conduite des réseaux fait face à de nombreuses difficultés :

- Faiblesse des codes réseaux
- Absence ou faiblesse de la réserve tournante
- Dispatching manuel de l'électricité

Ces faiblesses se traduisent par des coupures fréquentes et longues puisque la remise sous tension doit se faire manuellement.

L'intégration des renouvelables intermittent pourrait générer un affaiblissement de la qualité d'alimentation si ce facteur limitant n'est pas correctement pris en compte.

Directement en lien avec l'intégration des nouvelles énergies renouvelables et relatif au développement d'un réseau interconnecté au niveau régional, la question du dispatching est devenue primordiale.

Alors même que des centres de dispatching régionaux sont en cours de construction, de nombreux pays de la zone affichent un manque de dispatching efficace au niveau national.

3.4.2. Un entretien des actifs sous optimal

L'entretien des actifs de production, de transport et de distribution nécessite de la réactivité opérationnelle, procédurale et financière :

- des opérateurs qui savent diagnostiquer un problème,
- un financement disponible pour y remédier et
- des procédures de passation de marché qui permettent de le réaliser dans des délais adéquats.

Il est rare que ces conditions soient toutes réalisées.

Les conséquences directement observées d'un manque d'entretien sont :

- la détérioration et l'usure précoce des équipements,
- des pertes techniques importantes,
- Une consommation spécifique augmentée,
- Une faible disponibilité des capacités installée (production et transport)

A cela peuvent s'ajouter des coupures et délestages conduisant au recours à des groupes électrogènes de secours ou à de l'autoconsommation. Dans certains pays comme au Togo, plus de la moitié des industriels ont recours à des solutions d'alimentation alternatives. (*Pour plus de détails sur les coupures se reporter à la Figure 7*).

3.4.3. Des contraintes à l'intégration des nouvelles énergies renouvelables

Contraintes techniques

Les nouvelles énergies renouvelables impliquent une gestion technique fine de leur intégration. La question de l'intégration importante de centrales solaires PV sur le réseau a fait soulever deux problèmes affectants la stabilité de la fréquence du réseau :

- le manque d'inertie et
- l'absence de mécanisme de régulation primaire.

Les pays souhaitant développer la part de nouvelles énergies renouvelables dans leur mix (Sénégal, Ghana et Burkina Faso en particulier) ont dû prendre en compte des contraintes telles que la compensation de leur intermittence via la constitution d'une réserve tournante adéquate. Dans le cas du solaire PV par exemple, la pointe de production (milieu de journée) n'est pas synchrone avec la pointe de consommation (fin de journée).

La principale difficulté de certains pays au moment du développement de projets solaires PV a été l'absence de *Code Réseau*. Ce Code permet de spécifier les conditions de raccordement et autres conditions liées à l'intégration technique des ENR. En 2016 ce Code n'existait pas pour le Burkina Faso ni le Mali alors que ces deux pays sont des prétendants sérieux à un développement à large échelle du solaire PV.

Besoins en compétences

L'intégration des nouvelles énergies renouvelables et le développement des réseaux interconnectés au niveau régional s'accompagnent d'un besoin en nouvelles compétences spécifiques.

Au même titre que la gestion des nouveaux contrats, de nouvelles compétences techniques apparaissent comme critiques dans le cadre du développement de ces nouvelles technologies. Le diagnostic a fait apparaître des besoins en compétences en :

- Stabilité des réseaux : fréquence, tension,...
- Dispatching

3.5. Facteurs critiques liés à la mobilisation des revenus

Les facteurs critiques liés à la mobilisation des revenus sont les suivants :

- Une connaissance des coûts à améliorer
- Une tarification qui ne reflète pas les coûts réels du secteur
- Une consommation des clients finaux mal appréhendée
- Une chaîne de recouvrement des factures à améliorer

L'équilibre financier du secteur de l'électricité dépend de l'adéquation entre les coûts et les tarifs appliqués aux consommateurs. Le déséquilibre entre les coûts et les tarifs appliqués a été souligné de manière collégiale par l'ensemble des sociétés d'électricité rencontrées ; qu'ils ont aussi lié à leurs difficultés financières.

3.5.1. Une connaissance des coûts à améliorer

Le diagnostic a mis en avant que certains pays comme le Libéria et le Niger n'ont pas accès au coût de leur service d'électricité. Ceci ne permet donc pas au secteur d'avoir une vision précise de ses activités. Lorsque le coût revient et, à fortiori, les coûts de production et de transport de l'électricité ne sont pas connus, l'élaboration d'une tarification adaptée ne peut être menée.

D'autre part, une séparation comptable des différentes activités (production, transport et distribution) des sociétés n'était pas automatiquement réalisée entraînant des difficultés à évaluer les coûts engendrés par ces différentes activités. Plus rarement, avec l'exemple de la Guinée Bissau, où la société agit sur plusieurs secteurs (électricité, eau et assainissement), le manque de comptabilité analytique entraîne des difficultés à identifier les revenus perçus par chacun de ses services.

Les pertes techniques avec les pertes liées au recouvrement des factures représentent la majorité des déficits quasi budgétaires des sociétés publiques d'électricité dans la moitié des pays africains.

En dehors de l'Afrique du Sud, les pertes techniques au niveau du transport et de la distribution d'électricité se classent au deuxième rang des déficits quasi budgétaires dans 19 pays d'Afrique, suivies des pertes liées au recouvrement des factures. La première composante étant la sous-tarification. Les sociétés de services publics qui subissent de fortes pertes au niveau du transport et de la distribution ont également tendance à enregistrer des pertes au niveau du recouvrement des factures. Une gestion non optimisée a tendance à entraîner des pertes tout au long de la chaîne de valeur.

3.5.2. Une tarification qui ne reflète pas les coûts réels du secteur

Le constat a été fait pour l'ensemble des pays que les tarifs appliqués ne répondent pas à des critères économiques et ne permettent donc pas de recouvrir les coûts supportés par les entreprises du secteur (*se référer à la Figure 10 pour la comparaison des coûts et des tarifs*). Ce déficit chronique a pour conséquence d'affaiblir la santé financière des sociétés d'électricité.

Certains pays n'ont, par ailleurs, pas déterminé de période minimale de réévaluation de ces tarifs. La conséquence est de contraindre le pays à des tarifs qui ne suivent pas l'évolution des coûts.

Pour remédier à ce phénomène, il existe comme au Ghana des mécanismes d'ajustement permettant de prendre en compte des effets exogènes tels que la hausse des prix des combustibles sur le marché international par exemple. Il a cependant été constaté que ces mécanismes n'étaient que très marginalement employés et ne reflétaient que partiellement les effets sur les coûts.

Une difficulté liée à l'augmentation des tarifs a également été retenue de cette analyse. L'augmentation des tarifs pour la fourniture d'électricité est souvent contestée comme cela a été le cas en Côte d'Ivoire car, elle ne semblait pas s'accompagner d'une amélioration de la qualité d'alimentation pour la justifier.

Enfin, lorsque des subventions sont prévues afin de compenser le déficit des niveaux tarifaires, ces derniers ne sont pas toujours suivis de manière rigoureuse et la dette du secteur s'en retrouve affectée.

3.5.3. Une consommation des clients finaux mal appréhendée

Un facteur critique affectant grandement la pérennité des services des sociétés d'électricité est le comptage rigoureux de l'électricité auprès des clients finaux. Cette difficulté apparaît sous deux formes :

- La détection des fraudes
- L'estimation de la consommation

Les fraudes, matérialisées par les pertes non techniques (ou commerciales), sont un réel manque à gagner pour les sociétés d'électricité. Ces fraudes sont cependant difficiles à détecter et conduisent parfois à la mise en place de moyens importants comme des « polices » ou « brigades » comme en Gambie. Alors même qu'elles peuvent constituer une part relativement importante du chiffre d'affaires des entreprises, leur lutte reste un sujet difficile à traiter.

L'estimation de la consommation est également apparue comme un sujet majeur de ce diagnostic particulièrement lorsque les clients sont facturés au forfait. Pour de nombreux pays l'écart entre la consommation estimée et la consommation réelle atteint des niveaux conséquents. C'est alors la planification de la demande qui en est affectée.

3.5.4. Une chaîne de recouvrement des factures à améliorer

Le recouvrement des factures atteint, dans certains cas, des niveaux relativement faibles comme au Nigéria (*se référer à la Figure 11 pour le taux de recouvrement des factures dans les pays*). Le faible taux de recouvrement des factures entraîne une baisse des recettes tarifaires et affecte directement la santé financière des sociétés et du secteur plus généralement.

En conséquence, les sociétés d'électricité responsables de la distribution et de l'activité commerciale peinent à payer leurs fournisseurs. Les IPPs étant rémunérés en priorité, ce sont principalement :

- les sociétés publiques de production nationale et
- les sociétés publiques étrangères exportatrices d'énergie électrique

qui souffrent, en bout de chaîne, de ce manque de recouvrement des factures.

L'exemple suivant peut être cité où le recouvrement des factures d'électricité issues des administrations publiques du Togo est faible, la CEET subit d'importantes pertes commerciales, la CEB ne se fait pas payer intégralement pour l'électricité qu'elle fournit à la CEET et VRA affiche une créance envers la CEB pour l'énergie qu'elle lui a mis à disposition sur son réseau.

Lorsque l'étude des sources des créances est détaillée pour l'ensemble des pays il apparaît relativement fréquemment que les moins bons payeurs se situent au niveau des autorités administratives et des collectivités publiques.

3.6. Facteurs critiques liés à l'électricité comme denrée commerciale

Les facteurs critiques liés à l'activité commerciale sont les suivants :

- Des bases commerciales de l'échange d'électricité aux frontières en cours de renforcement
- Un service client absent

C'est à travers l'identification rigoureuse des clients et de leurs besoins réels que la distribution d'électricité parvient à devenir pérenne.

3.6.1. Des bases commerciales de l'échange d'électricité aux frontières en cours de renforcement

L'intégration des secteurs de l'électricité des pays d'Afrique de l'Ouest est un enjeu économique majeur, qui devra, à termes, mener vers un mix électrique régional diversifié et robuste à moindre coûts. Cet enjeu est pris en charge par le WAPP.

Les principaux échanges d'électricité aux frontières se font ou se feront à travers les interconnexions de l'OMVG, l'OMVS, la CLSG, Ghana-Burkina Faso, Guinée-Mali. L'échange de gaz naturel aux frontières passe par le West African Gaz Pipeline.

Le retour d'expérience sur le fonctionnement des infrastructures en service est que le système repose sur les relations politiques et « fraternelles » et non sur une relation commerciale solide :

- Les négociations de ces échanges se font historiquement à un niveau politique élevé et en dehors de tout cadre technique coordonné
- Les exportateurs exportent leur surplus et quand il n'y a pas de surplus, à cause de sécheresses ponctuelles ou d'un défaut de planification et d'investissement par exemple, la livraison à l'importateur peut être perturbée
- Les importateurs ne sont pas toujours de bons payeurs

La faiblesse de l'encadrement commercial de ces échanges génère :

- Un manque de fiabilité des importations et des exportations. Qu'il s'agisse d'énergie électrique ou de fourniture en combustibles, cette fiabilité est essentielle pour les pays fortement importateurs comme le Togo et le Bénin (à travers la CEB), le Niger ou la Gambie.
- Des écarts financiers non anticipés puisque mal appréhendé au niveau de la négociation des échanges. Ainsi, le risque lié au taux de change n'est pas toujours inclus dans les contrats d'import/export.

3.6.2. Un service client absent

Le service client peut apparaitre comme un facteur critique dans ce cadre. L'absence de services clients engendre, dans certains cas comme au Libéria, la perte de clients potentiellement raccordables qui :

- Soit ne parviennent pas à exprimer leur souhait d'être raccordé alors qu'ils sont prêts à mettre les moyens pour,
- Soit ne parviennent pas à obtenir des informations sur l'avancée de leur processus de raccordement.

Ce défaut au niveau du service clients conduit parfois ces clients potentiels à avoir recours à des solutions de raccordement clandestin.

3.7. Synthèse des principaux facteurs critiques identifiés

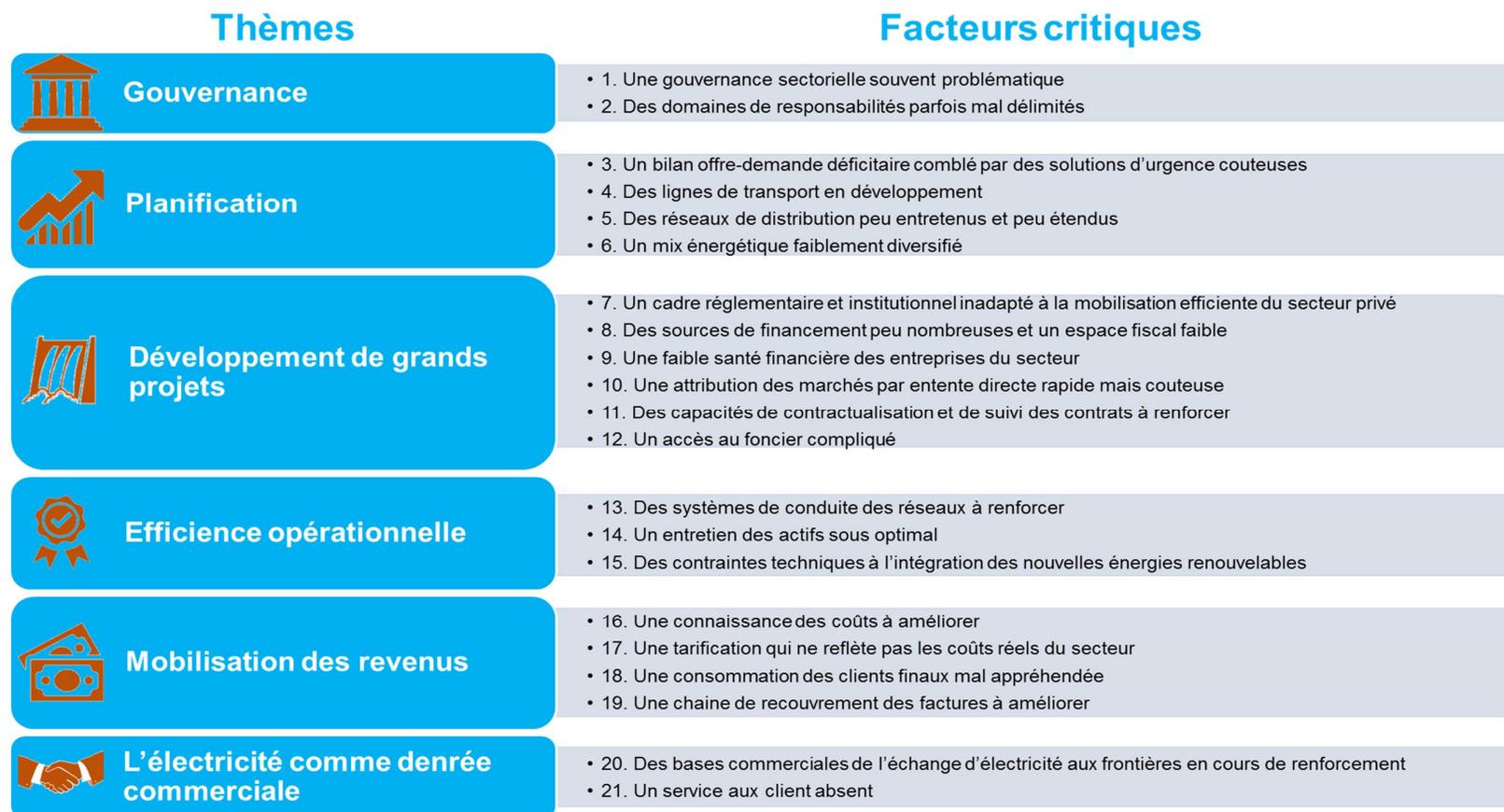


Figure 13: Synthèse des principaux facteurs critiques identifiés

4. CLASSEMENT ET PRIORISATION DES FACTEURS CRITIQUES

La seconde phase de cette étude, après l'identification des facteurs critiques consiste à classer et prioriser ces facteurs critiques.

4.1. Cartactérisation et classement des facteurs critiques

4.1.1. Caractérisation des facteurs critiques

Comme cela a été évoqué en introduction, une caractérisation des facteurs critiques est réalisée afin de pouvoir les classer. La caractérisation est faite selon trois axes considérés comme des variables rappelées ci-dessous :

Impactant

Le caractère impactant du facteur critique correspond à l'impact du facteur critique considéré sur l'efficacité, la performance et la pérennité des services des sociétés. Il est évalué ici dans quelle mesure le facteur critique porte préjudice à la société dans son bon fonctionnement.

Transverse

Alors même que certains de ces défis et facteurs critiques apparaissent comme spécifiques à un pays donné vis-à-vis du contexte historique, culturel, politique ou économique, d'autres se répètent d'un pays à l'autre dans la sous-région. Ces facteurs critiques seront alors considérés comme transverses.

Adressable

Un facteur critique sera considéré dans cette étude comme adressable à partir du moment où des mesures et actions peuvent être envisagées et menées par les sociétés considérées. Ainsi, les facteurs critiques liés à la gouvernance, à l'organisation et la régulation du secteur et au cadre réglementaire et institutionnel ne sont pas directement adressables pas les sociétés d'électricité mais restent néanmoins de haute importance pour la stratégie sectorielle. De plus, pour que le facteur critique soit considéré comme adressable, il est entendu que les mesures ou actions puissent être menées dans une échelle de temps et grâce à des moyens raisonnables.

Il est important de rappeler que ces variables sont totalement indépendantes les unes des autres. Un facteur critique peut répondre à un, deux ou trois critères de manière totalement indépendante.

4.1.2. Classement des facteurs critiques

Le classement des facteurs critiques selon ces trois variables est donc donné ci-dessous :

Thème	Facteur critique	Impactant	Transverse	Adressable
Gouvernance	Une gouvernance sectorielle souvent problématique	X		
	Des domaines de responsabilités parfois mal délimités	X		
Planification	Un bilan offre-demande déficitaire comblé par des solutions d'urgence coûteuses	X	X	X
	Des lignes de transport en développement	X	X	X
	Des réseaux de distribution peu entretenus et peu étendus	X	X	X
	Un mix énergétique faiblement diversifié		X	X
Développement de grands projets	Un cadre réglementaire et institutionnel inadapté à la mobilisation efficiente du secteur privé	X		
	Des sources de financement peu nombreuses et un espace fiscal faible	X	X	
	Une faible santé financière des entreprises du secteur	X	X	X
	Une attribution des marchés par entente directe, rapide mais coûteuse	X	X	X
	Des capacités de contractualisation et de suivi des contrats à renforcer	X	X	X
	Un accès au foncier compliqué		X	X
Efficience opérationnelle	Des systèmes de conduite des réseaux à renforcer		X	X
	Un entretien des actifs sous optimal	X	X	X
	Des contraintes techniques à l'intégration des nouvelles énergies renouvelables		X	X
Mobilisation des revenus	Une connaissance des coûts à améliorer			X
	Une tarification qui ne reflète pas les coûts réels du secteur	X	X	

Version finale

Thème	Facteur critique	Impactant	Transverse	Adressable
L'électricité comme denrée commerciale	Une consommation des clients finaux mal appréhendée	X	X	X
	Une chaîne de recouvrement des factures à améliorer	X	X	X
	Des bases commerciales de l'échange d'électricité aux frontières en cours de renforcement	X	X	X
	Un service aux client absent			X

Tableau 5: Classement des facteurs critiques

4.2. Priorisation des facteurs critiques

Grâce au classement des facteurs critiques une priorisation peut être réalisée. Cette priorisation permet de répartir les facteurs critiques selon leur degré d'importance. Cette priorisation permettra, enfin, de donner une ligne conductrice pour la phase suivante consistant à l'élaboration de mesures et d'actions pour traiter ces facteurs critiques.

4.2.1. Définition des priorités retenues

La priorisation des facteurs critiques est réalisée sur une échelle reposant sur trois niveaux d'importance :

Priorité 1

La priorité 1 correspond aux facteurs critiques qui ont répondu aux trois critères : impactant, transverse et adressable.

Priorité 2

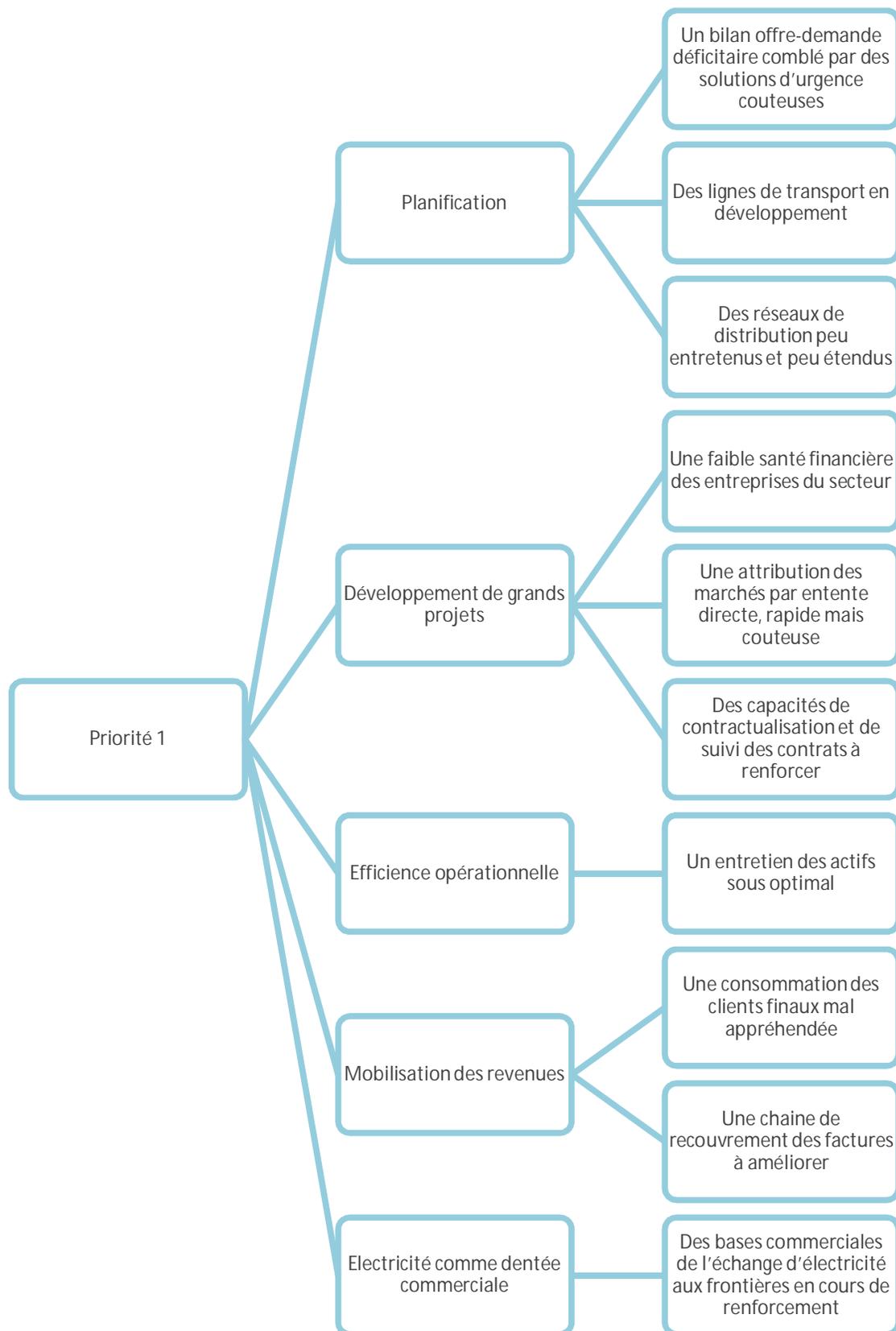
La priorité 2 correspond aux facteurs critiques qui ont répondu à deux des trois critères ET obligatoirement le critère d'adressable. Il s'agit dans ce cas de figure des facteurs critiques transverses et adressables car aucun facteur critique impactant et adressable sans être transverse n'a été identifié.

à Transverse et adressable : Dans ce cas de figure le facteurs critique ne semble pas engendrer un impact assez important pour qu'il soit considéré comme de première importance.

Priorité 3

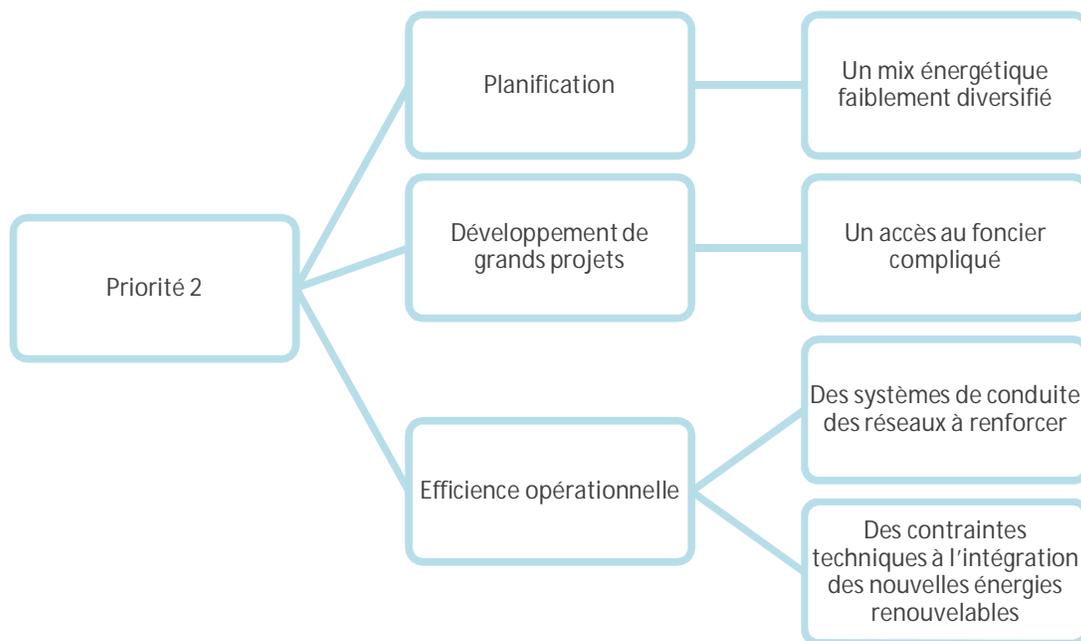
La priorité 3 correspond aux autres facteurs critiques.

4.2.2. Priorité 1

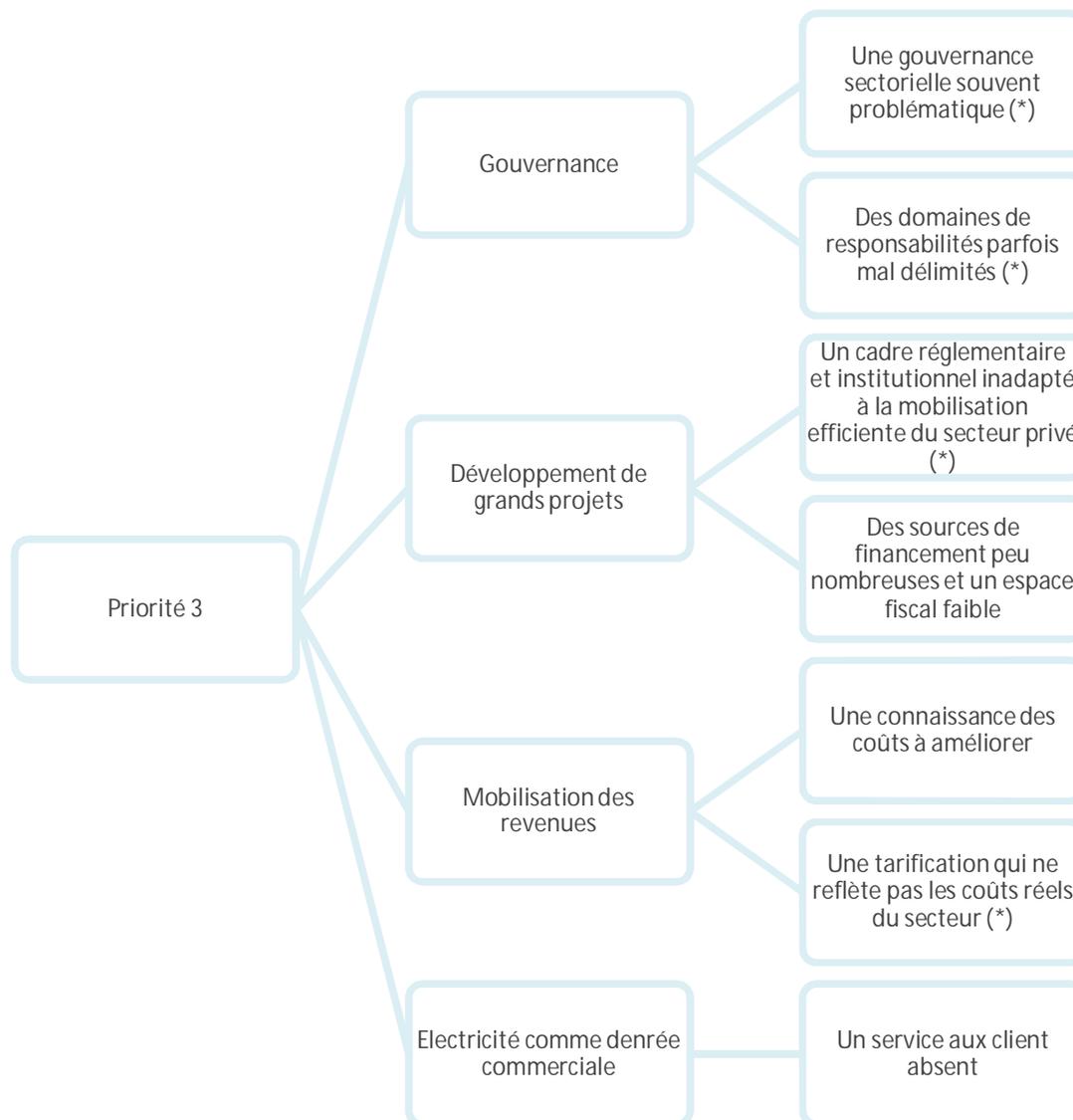


Version finale

4.2.3. Priorité 2



4.2.4. Priorité 3



Version finale

Les facteurs critiques indiqués par (*) correspondent aux facteurs critiques non adressables par les sociétés d'électricité mais relatifs à la stratégie sectorielle. Ils renvoient aux problématiques de gouvernance, d'organisation et de régulation du secteur et au cadre réglementaire et institutionnel.

5. ANALYSE DE L'EXISTANT EN TERMES DE MESURES ET ACTIONS

5.1. Stratégies en cours et planifiées par les sociétés d'électricité membres de l'EEEOA

Pour certains des facteurs critiques présentés précédemment des mesures et actions ont d'ores et déjà été développées par les pays membres de l'EEEOA. Les principales solutions sont présentées ci-après :

- La mise en place de contrats standardisés d'import et d'export d'électricité entre les différents pays de la zone est envisagée dans le cadre d'un marché régional à l'initiative de l'EEEOA.
à Cette action permet de prendre en compte les meilleures pratiques dans la rédaction et négociation de ce type de contrats.
- La mise en place d'un support technique et juridique de la part des institutions de financement du développement (IFD).
à Cette action permet d'améliorer la rédaction et la négociation des différents contrats dans le cadre du développement de projets faisant intervenir le secteur privé ou pour des technologies nouvelles.
- La mise en place du Centre d'Information et de Coordination (CIC) à l'initiative de l'EEEOA.
à Cette action permet la coordination de l'exploitation des systèmes électriques au niveau des différents dispatching nationaux, qui est essentielle à une intégration régionale des secteurs de l'électricité.
- La mise en place de contrats de gestion
à Grâce au retour d'expérience des contrats de gestion menés par le passé en Guinée et au Libéria par exemple, certaines bonnes pratiques peuvent être intégrées aux prochains contrats de ce type, dans les pays qui opteraient pour cette solution.
- La mise en place de compteurs à prépaiement
à Les compteurs à prépaiement, dans une certaine mesure, permettent aux sociétés d'électricité d'augmenter le taux de recouvrement des factures d'électricité et aux clients de mieux gérer leur consommation d'électricité. Leur efficacité pourra être étudiée afin de le proposer pour d'autres pays, en traitant les risques de fraude sur ces compteurs.
- La mise en place de « Police » ou « Brigade » des fraudes sur le modèle de la Gambie
à La pertinence et l'efficacité de la mise en place de départements de détection et prévention des fraudes peut être étudiée afin d'en reproduire le modèle dans d'autres contextes afin de réduire le taux de pertes de distribution non techniques.

5.2. Benchmark international des meilleures pratiques transposables

La réalisation d'un benchmark international permet d'identifier des actions et mesures adoptées dans différents contextes favorisant la performance du secteur électrique au niveau national comme régional. Après analyse, certaines de ces mesures sont apparues comme pouvant être transposées au contexte ouest africain.

Les exemples présentés ci-après - car apparaissant comme les plus pertinents - sont :

- Le secteur de l'électricité en Ethiopie
- Le secteur de l'électricité au Vietnam
- La sous-région du Grand Mékong
- Le Système d'Echange d'Energie Electrique Sud-Africain (SAPP, sigle en anglais)

5.2.1. Le secteur de l'électricité en Ethiopie

L'Ethiopie, pays situé en partie Est du continent africain, fait partie du Système d'Echange d'Energie Electrique Est-Africain (EAPP, sigle en anglais).

Ce pays est caractérisé par une forte part d'hydroélectricité dans son mix énergétique et une croissance de la demande des plus importantes au monde ces dernières années.

Ci-après sont présentées certaines mesures et actions entreprises au niveau du secteur de l'électricité et leurs transpositions possibles au contexte ouest africain.

5.2.1.1. GOUVERNANCE D'ENTREPRISE

Défis rencontrés	Actions menées	Recommandations transposables
Une structuration n'étant pas en adéquation avec le marché	En 2013, la société intégrée verticalement EEPC1 a été divisée en deux sociétés, une en charge de la production (EEP) et une autre responsable de la distribution d'électricité (EEU)	Une réorganisation des sociétés d'électricité pour une meilleure adéquation au marché

Version finale

¹ Ethiopian Electric Power Corporation

5.2.1.2. PLANIFICATION

Défis rencontrés	Actions menées	Recommandations transposables
Des lignes de transport en développement	Projet : Ligne entre Addis-Abeba et la région de l'Ouest.	Extension, densification et renforcement des réseaux et des interconnexions
Un bilan offre-demande déficitaire	Application d'un « Grid Code » dans le cadre du programme Power Africa étudiant notamment l'équilibre offre-demande et la standardisation des procédures.	Etablir et appliquer un Code de Réseau, permettant l'omogénéité au niveau des schémas directeurs, plans stratégiques et feuilles de route pour le développement de la production et du transport d'électricité

5.2.1.3. DÉVELOPPEMENT DE GRANDS PROJETS

Défis rencontrés	Actions menées	Recommandations transposables
Des sources de financement peu nombreuses pour le développement de projets	Projet : Parc éolien Ashegoda (120 MW) Financement multiple avec garanties : BNP Paribas avec une garantie COFACE ² Agence Française de Développement (AFD) Commercial Bank of Ethiopia	Faciliter et encourager le financement privé à travers un portefeuille de garanties aux prêteurs.
Une mobilisation du secteur privé difficile et des contraintes au développement des nouvelles énergies renouvelables	Création d'une unité dédiée aux énergies renouvelables au sein d'EEP, agissant sous le mandat du Ministère des Finances facilitant la participation du secteur privé.	Réorganisation organique des sociétés d'électricité pour une meilleure adéquation au marché et une meilleure attractivité du secteur pour l'investissement privé

5.2.1.4. EFFICIENCE OPÉRATIONNELLE

Défis rencontrés	Actions menées	Recommandations transposables
Des contraintes techniques à l'intégration des nouvelles énergies renouvelables	Etablissement d'un nouveau centre de dispatching. Assistance technique et programmes de formation.	Renforcement des capacités techniques Elaboration d'un code réseau garantissant l'optimisation du système
Des systèmes de conduite des réseaux à renforcer		

Version finale

² Compagnie Française d'Assurance pour le Commerce Extérieur

5.2.1.5. EFFICIENCE COMMERCIALE

Défis rencontrés	Actions menées	Recommandations transposables
<p>Une consommation des clients finaux mal appréhendée</p> <p>Une chaîne de recouvrement des factures à améliorer</p>	Décentralisation de la gestion du recouvrement : Pôles régionaux avec structures de décision autonomes	Installation de compteurs à prépaiement et décentralisation des activités de facturation et recouvrement

5.2.2. Le secteur de l'électricité au Vietnam

Le Vietnam, pays situé en Asie du Sud-Est, présente un système électrique relativement robuste et mature en comparaison des autres pays de la sous-région.

Ci-après sont présentées certaines actions et mesures entreprises issues d'entretiens ciblés et du Plan de Redressement Financier de la Société d'Electricité du Vietnam (EVN)³.

5.2.2.1. GOUVERNANCE D'ENTREPRISE

Défis rencontrés	Actions menées	Recommandations transposables
Une structuration sectorielle souvent problématique	Dégroupage complet des activités opérationnelles et séparation des revenus	Réorganisation des sociétés d'électricité et dégroupage quand la taille du secteur le justifie
	Cession d'actifs non essentiels	Comptabilité analytique et audit annuel des comptes
	Amélioration de la gouvernance	Renforcement de l'autonomie et la compétence des conseils d'administration

5.2.2.2. DÉVELOPPEMENT DE GRANDS PROJETS

Défis rencontrés	Actions menées	Recommandations transposables
Un cadre réglementaire inadéquat à la mobilisation efficiente du secteur privé	Encourager la participation du secteur privé en simplifiant les procédures d'obtention de licences, d'accès au foncier et de normalisation des contrats.	Meilleure clarté des procédures de participation privée
	Limiter l'investissement par les sociétés publiques de production d'électricité (Genco) et ajuster les CAEs pour encourager l'investissement privé en augmentant leur durée de 10 à 20 ans.	Politiques publiques et cadre réglementaire facilitant les investissements privés (garanties sur la remise de fonds, accès au foncier, etc.)
		Standardisation de clauses contractuelles des PPAs

Version finale

³ Maweni, Bisbey. A Financial Recovery Plan for Vietnam Electricity (EVN) with implication for Vietnam's Power Sector. The World Bank. 2016.

5.2.2.3. EFFICIENCE OPÉRATIONNELLE

Défis rencontrés	Actions menées	Recommandations transposables
Un entretien des actifs sous optimal	Réhabilitation des actifs	Prioriser la réhabilitation des actifs de production et transport

5.2.2.4. SANTÉ FINANCIÈRE

Défis rencontrés	Actions menées	Recommandations transposables
Des sources de financement peu nombreuses	Chercher des fonds long terme directement auprès des marchés de capitaux avec des garanties souveraines pour agir comme catalyseur.	Définition du portefeuille de garantie d'Etat Sécurisation des budgets des projets et une anticipation des études
Une faible santé financière des entreprises du secteur	Création d'un fond pour gérer le risque hydrologique et du prix du fuel.	Réunir les conditions pour la levée d'emprunts obligataires et l'ouverture du capital aux fonds institutionnels

5.2.2.5. EFFICIENCE COMMERCIALE

Défis rencontrés	Actions menées	Recommandations transposables
Une tarification qui ne reflète pas les coûts réels du secteur	Adopter une tarification assurant le recouvrement de coûts.	Renforcement du régulateur et de ses prérogatives sur la tarification de l'électricité Adopter une tarification assurant le recouvrement des coûts, avec compensation tarifaire si nécessaire

Version finale

5.2.3. La sous-région du Grand Mékong

L'évaluation des pratiques de la sous-région du Grand Mékong est ici basée sur les rapports publiés par la Banque Asiatique de Développement (BAD) concernant les projets suivants :

- Harmonisation des systèmes électriques de la sous-région du Bassin Mékong facilitant le commerce régional d'électricité (2014)

- Planification intégrée des ressources comprenant une évaluation environnementale pour le développement pérenne du secteur d'énergie dans la Sous-région du Bassin du Mékong (2015)

5.2.3.1. PROGRAMME ET OBJECTIFS

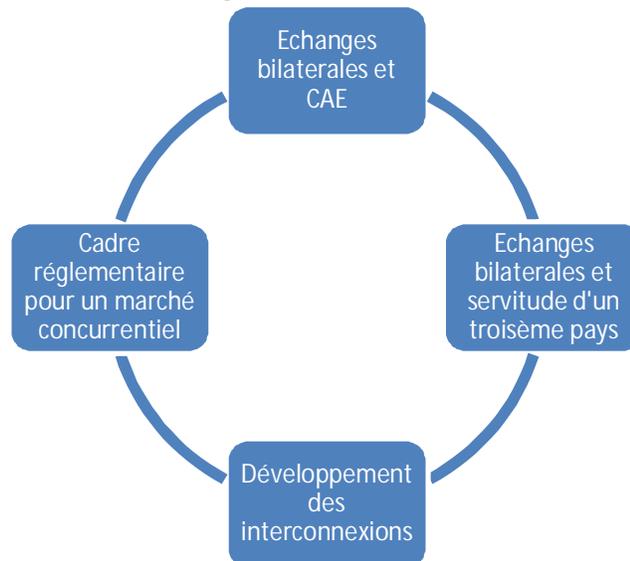
Le programme de la sous-région du Bassin du Mékong (GMS, pour son sigle en anglais) est organisé de manière à répondre à une croissance rapide des économies des pays membres. Sur le volet énergie, le GMS vise à répondre à une demande énergétique en augmentation avec une approche régionale permettant le développement de projets rentables de production et de transport d'électricité tout en favorisant un mix énergétique diversifié.

Le GMS présente les objectifs suivants :

- L'harmonisation des normes de performance et des codes réseau (Grid Code) stipulant les règles techniques pour une planification coordonnée du marché régional de l'électricité ;
- La création du Centre Régional de Coordination de l'Energie (RPTCC, pour son sigle en anglais) lancé en 2012 et actuellement composé du Cambodge, de la Chine, du Laos, de la Birmanie, de la Thaïlande et du Vietnam.
- L'harmonisation du cadre réglementaire et juridique et des normes tarifaires pour l'accès au réseau par les tiers.

En particulier, le GMS développe le RPTCC à travers les quatre axes ci-dessous :

- Des connexions transfrontalières bilatérales par le biais de contrats d'achat d'électricité (CAE) ;
- Des échanges d'électricité entre n'importe quels pays membres du GMS, en exerçant un droit de servitude sur le réseau de transport d'un pays tiers de la région lorsque les deux premiers ne sont pas mitoyens ;
- Le développement de réseaux de transport dédiés au commerce transfrontalier ;
- La transition d'un cadre réglementaire vendeurs-acheteurs multiples vers la mise en place d'un marché régional entièrement concurrentiel.



5.2.3.2. ACTIONS ET RECOMMANDATIONS TRANSPOSABLES

Actions menées	Recommandations transposables
Diffusion des meilleures pratiques à l'amélioration de l'efficacité des centrales thermiques (gaz et charbon disponibles localement)	Valorisation du CIC
Adoption d'indicateurs de performance (au niveau national et sous-régional)	Elaboration d'un code réseau garantissant l'optimisation du système
Création d'une feuille de route ayant pour objectif et finalité un marché concurrentiel	Homogénéité au niveau des schémas directeurs, plans stratégiques et feuilles de route

5.2.4. Le Système d'Echange d'Energie Electrique Sud-Africain (SAPP)

Le Système d'Echange d'Energie Electrique Sud-Africain (SAPP) apparait comme étant le système d'échange de plus avancé d'Afrique sub-saharienne.

Ci-après sont présentées certaines actions et mesures entreprises issues d'entretiens ciblés et des derniers rapports d'activité du SAPP ainsi que les recommandations transposables.

5.2.4.1. PLANIFICATION

Actions menées	Recommandations transposables
Echanges avec le Japon concernant les meilleures pratiques en termes de planification, conception, exploitation et maintenance du système électrique.	Renforcement des supports techniques et juridiques de la part des « pays du Nord » et des IFD sur les meilleures pratiques internationales
Structuration du projet d'interconnexion Zimbabwe - Zambie - Botswana - Namibie (ZIZABONA). Projet séparé en 3 composantes afin de faciliter la sécurisation du financement.	Une diversification des modes de développement de projet.
Echelonnement du projet de transport MOZISA entre Nzhelele (Afrique du Sud) et Triangle (Zimbabwe). L'échelonnement s'est fait en 2 composants pour permettre de réduire les risques et faciliter le développement rapide.	

Version finale

5.2.4.2. DÉVELOPPEMENT DE GRANDS PROJETS

Actions menées	Recommandations transposables
<p>Développement de l'outil « d'Evaluation de l'Etat de Préparation des Projets » (PDRA⁴, pour son sigle en anglais).</p> <p>L'outil évalue le projet aux stades de décision, design et exécution.</p>	<p>Sécurisation des budgets des projets et une anticipation des études amont</p>

5.2.4.3. EFFICIENCE OPÉRATIONNELLE

Actions menées	Recommandations transposables
<p>Mise en œuvre de la deuxième phase du projet de développement du réseau de télécommunications à fibres optiques facilitant la transmission de données et communications vocales.</p> <hr/> <p>Développement et implémentation de 4 plateformes de trading du marché :</p> <p>Plateforme long terme,</p> <p>Plateforme de marché du jour à venir [« day-ahead fixing »] (2015),</p> <p>Plateforme de marché long terme à l'échéance du mois et de la semaine (2016),</p> <p>Plateforme de marché de trading infra-journalier [« intraday continuous »] (2016).</p> <p>La plateforme évalue également le déséquilibre énergétique et le calcul des pertes.</p>	<p>Valorisation du CIC⁵ et amélioration du dispatching</p>

⁴ Project Definition Readiness Assessments

⁵ Centre d'Information et de Coordination (CIC) de l'EEEOA

6. MESURES ET ACTIONS PERMETTANT DE TRAITER LES FACTEURS CRITIQUES

Ci-après est présentée une liste de mesures et actions permettant de traiter les facteurs critiques identifiés. L'identification de ces actions découle :

- d'une part des stratégies en cours et planifiées par les gouvernements et les sociétés d'électricité et,
- d'autre part du benchmark international des meilleures pratiques transposables au contexte ouest africain.

Ces actions sont donc reliées aux défis et facteurs critiques identifiés précédemment et regroupées de manière thématique à l'image des facteurs critiques. Les thèmes sont dans ce cas les suivants :

- Actions liées à la gouvernance
- Actions liées à la planification
- Actions liées au développement de grands projets
- Actions liées à l'efficacité opérationnelle
- Actions liées à la santé financière des sociétés
- Actions liées à l'efficacité commerciale
- Actions liées au développement des compétences

6.1. Actions liées à la gouvernance

6.1.1. Un recours adapté aux contrats de gestion privée

Généralités

Les contrats de gestion sont les contrats par lesquels la personne publique opère un transfert partiel ou total de la gestion de ses infrastructures au profit d'un opérateur privé sur généralement de trois à cinq ans. Celui-ci se substitue alors à la direction de l'entreprise sans en modifier le statut juridique ni le régime de propriété.

Le contrat de gestion est un type de PPP permettant notamment de lutter contre les difficultés rencontrées par les sociétés publiques d'électricité au niveau de leur gestion. Ces difficultés peuvent concerner :

- la gestion financière et comptable de l'entreprise,
- la gestion contractuelle avec ses fournisseurs, clients et partenaires,
- la gestion organisationnelle et structurelle de l'entreprise,
- la gestion commerciale,
- la gestion technique des actifs détenus par la société.

Alors que les sociétés peuvent être affectées seulement par certaines de ces difficultés, il est habituel d'avoir recours à un contrat de gestion lorsqu'une majorité voire la totalité de ces volets sont concernés. D'autres solutions sont alors envisagées lorsqu'il s'agit de traiter ponctuellement certains des volets cités ci-dessus, en particulier par le biais de contrats de services d'assistance technique.

Alternative avec le contrat de performance

Une alternative aux contrats de gestion est la mise en place d'un contrat de performance entre la société d'électricité et l'État généralement pour une durée de trois ans. Ce contrat permet d'établir :

- les obligations et engagements des deux parties,
- les indicateurs et cibles d'amélioration de performance opérationnelle et financière – lesquels sont liés à un Plan d'entreprise triennal décliné en plans d'action opérationnels annuels,
- les mécanismes d'incitation à la performance et
- les dispositions d'audit du contrat.

De tels contrats sont en cours dans les pays de l'EEEOA à Senelec (Sénégal) et à la CEET (Togo) et ont été utilisés dans des pays hors de l'EEEOA comme par exemple pour Electra (Cap Vert), SNEL (RDC) et REGIDESO (Burundi).

Obligations du contrat de gestion

Le contrat de gestion conduit à plusieurs obligations à la charge du gestionnaire comme du propriétaire, qui nécessitent un engagement fort de la part des deux parties :

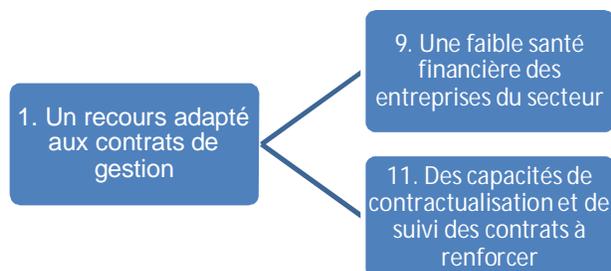
- Les obligations du gestionnaire sont :
 - une obligation de gérer pour atteindre les objectifs de performance,
 - une obligation de respects des statuts et des règlements de l'entreprise et,
 - une obligation de rendre compte.
- Les obligations du propriétaire sont :
 - une obligation de mise à disposition du bien devant être géré,
 - une obligation de financer les investissements nécessaires à la gestion et,
 - une obligation de non-immixtion dans la gestion du gestionnaire.

La rémunération du contrat de gestion se base habituellement sur les services réalisés et comporte également une partie en rapport avec la performance de l'opérateur privé (bonus et malus).

à Une mutualisation des retours d'expériences des précédents contrats de gestion menés en Guinée et au Libéria par exemple pourrait servir d'aide à la décision pour la contractualisation des prochains. De même, certaines bonnes pratiques pourraient être identifiées afin de les intégrer aux prochains contrats de ce type, dans les pays qui opteraient pour cette solution.

Application

Les principaux facteurs critiques traités par cette action sont :



6.1.2. Un renforcement du régulateur et de ses prérogatives sur la tarification de l'électricité

Généralités

La présence d'un régulateur indépendant apparaît comme nécessaire à partir du moment où le marché de l'électricité devient relativement développé en termes de régulation tarifaire, suivi des contrats de concession et instruction des demandes au titre de la production indépendante ou de l'éligibilité de certains clients à contractualiser directement avec des producteurs.

Sa présence est d'autant plus nécessaire lorsque le secteur privé affiche son intention de pénétrer le marché.

Le régulateur apporte alors différentes garanties et permet d'améliorer la gouvernance sectorielle à travers :

- Une veille de l'accès transparent et non discriminatoire aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité,
- La fixation ou un avis sur les tarifs du service public de l'électricité,
- Le contrôle des contrats conclus avec les gestionnaires ou opérateurs du système,
- L'arbitrage des différends sur les contrats conclus entre opérateurs du secteur (production, transport, distribution, clients éligibles),
- L'émission de sanctions en cas de manquement à ses obligations par un gestionnaire, un opérateur, un exploitant ou un utilisateur d'une infrastructure d'électricité.

Tarification et équilibre économique du secteur

Le régulateur doit assurer une responsabilité de garantie d'équilibre économique du secteur de l'électricité à travers la tarification de l'électricité et la rémunération du service. Le régulateur, grâce à son indépendance, apparaît comme apte à pouvoir appliquer des mécanismes d'ajustement du tarif de l'électricité en fonction des fluctuations endogènes comme exogènes ayant un impact sur le coût de l'électricité.

Le régulateur permet de faire réévaluer régulièrement le tarif de l'électricité de manière à refléter les réalités du secteur et éviter d'augmenter l'écart financier entre tarif et coût moyens. Des hausses limitées et fréquentes des tarifs sont probablement mieux acceptées à condition, en contrepartie, de garantir la bonne qualité du service de l'électricité.

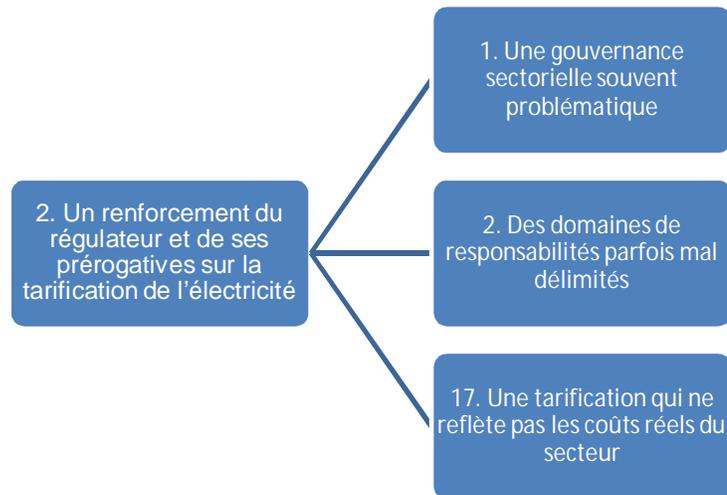
Acteurs du secteur et domaines de responsabilité

La présence du régulateur ne constitue pas toujours un facteur déterminant pour attirer le secteur privé mais elle contribue à préserver un équilibre satisfaisant entre toutes les parties prenantes. Ainsi, l'existence d'un régulateur a tendance à clarifier la délimitation des domaines de responsabilités des acteurs du secteur (régulateur, société publique d'électricité, Ministères de tutelle,...).

à La mise en place d'un régulateur, dès lors qu'il apparaît pertinent pour des raisons de maturité ou d'ambition à libéraliser le secteur de l'électricité, devient une condition sine qua non à la bonne gestion et à l'équilibre du secteur. Pour cela il doit être doté des moyens et responsabilités nécessaires à mener à bien ses missions et en particulier celle concernant la tarification de l'électricité.

Application

Les principaux facteurs critiques traités par cette action sont :



6.1.3. Une réorganisation des sociétés d'électricité pour une meilleure adéquation au marché

Généralités

Deux sortes de réorganisation des sociétés d'électricité peuvent être considérées :

- A partir d'une société intégrée, la séparation des différentes activités de la chaîne de valeur en plusieurs sociétés parapubliques (désintégration ou séparation verticale), parfois comme filiales d'une société « holding »
- La réorganisation organique d'une société donnée.

Dans un cas comme dans l'autre ces réorganisations sont réalisées de manière à répondre aux nouvelles contraintes du marché et à l'apparition des nouvelles technologies de production d'électricité, ou pour permettre d'améliorer l'efficacité et la transparence dans chaque segment d'activités.

La séparation verticale de la société

Dans le premier cas, il est question d'une séparation des différentes activités de la chaîne de valeur du secteur de l'électricité i.e. production, transport, distribution et commercialisation. Cette séparation s'effectue au sein de plusieurs sociétés parapubliques séparées juridiquement et comptablement les unes des autres.

Lorsque le marché devient assez mature et évolué cette séparation permet de favoriser la concurrence – en particulier dans le segment de production, et éventuellement à plus long terme, dans le segment de commercialisation, et conduit à l'ouverture du marché au secteur privé. Les domaines de responsabilités étant mieux délimités le marché apparaît aux yeux des opérateurs comme plus transparent et favorable à l'arrivée de nouveaux acteurs.

La réorganisation organique de la société

Dans le second cas, la réorganisation organique d'une société donnée (en particulier les sociétés de production d'électricité) permet de mieux répondre aux nouveaux défis du marché. Pour illustrer, quelques exemples peuvent être cités :

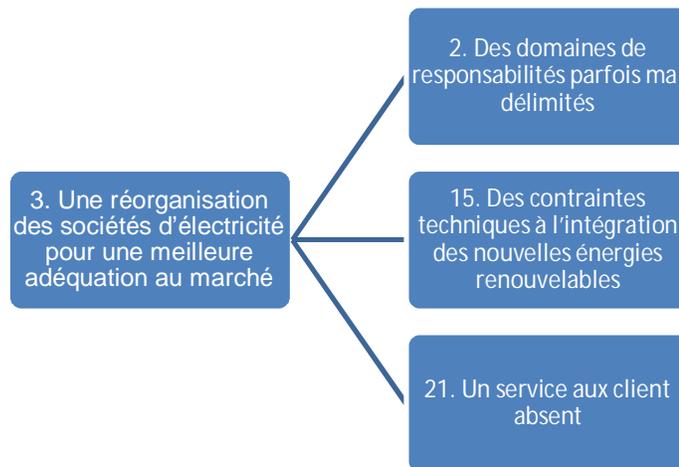
- La diversification des technologies de production ou de commercialisation d'électricité
Les compétences techniques nécessaires sont différentes selon le type de technologie considéré et, en particulier, lorsqu'il est question des énergies renouvelables. Une organisation par technologie peut alors s'avérer pertinente. De la même façon, la généralisation des compteurs à prépaiement requiert une structure spécifique
- Les options pour le développement et le financement des projets
Le financement des projets et la coordination avec les IFD et éventuellement le Ministère des Finances peut s'avérer complexe et ainsi nécessiter un département dédié.
- Les besoins en service clients
La demande d'un service clients se fait de plus en plus forte à travers les différents pays d'Afrique de l'Ouest alors qu'il est aujourd'hui souvent absent ou relativement limité.
- Les exigences d'amélioration d'efficacité
Ces exigences peuvent répondre à des pressions externes (tutelle ou financiers) ou internes (conseil d'administration) et nécessitent d'améliorer la productivité, la transparence et l'orientation commerciale des sociétés d'électricité

Les moyens humains et les besoins en ressources internes et externes doivent alors être dimensionnés de manière à répondre à ces nouvelles organisations. Une analyse approfondie de l'environnement de la société doit alors être menée. Une telle réorganisation organique a récemment été menée au sein de CI-ENERGIES constituant une base de bonnes pratiques pouvant être revalorisée pour des expériences ultérieures.

à Les sociétés d'électricité doivent s'accorder au marché et ses changements de paradigme à travers une réorganisation sectorielle par fractionnement de la chaîne de valeur en plusieurs entités juridiques différentes lorsque cela est nécessaire et ; par une réorganisation organique favorisant une plus grande agilité à répondre aux nouvelles contraintes du marché et aux exigences d'amélioration d'efficacité.

Application

Les principaux facteurs critiques traités par cette action sont :



6.2. Actions liées à la planification

6.2.1. Une valorisation du CIC et une amélioration du dispatching

Généralités

Le Centre d'Information et de Coordination (CIC) est le fruit d'une initiative de l'EEEOA. Cette action a pour vocation de promouvoir le partage entre les parties prenantes d'informations sur le marché de l'électricités et l'assistance aux sociétés d'électricité pour l'exploitation du système interconnecté. Le CIC pourra, en particulier, permettre une coordination au niveau des différents dispatching nationaux essentielle à une intégration régionale du secteur de l'électricité.

Enjeux du dispatching

Les projets prioritaires peuvent répondre à leur vocation régionale uniquement à travers la mise en place d'un dispatching de l'électricité qui soit assuré aussi bien au niveau national que régional. La coordination régionale est alors essentielle à la mutualisation et à l'optimisation des ressources du secteur de l'électricité.

Au-delà des contrats bi et multi latéraux passés entre les Etats concernant l'échange d'électricité, l'optimisation des ressources et la viabilité du système peuvent être rendues possibles à travers :

- Une gestion de la réserve tournante de manière à sécuriser la fourniture en électricité,
- une connaissance fidèle des coûts afin de baser le dispatching suprarégional sur des considérations économiques et,
- le partage d'informations à travers la centralisation des données permettant, par exemple, de vérifier les capacités techniques des centrales afin d'évaluer leur contribution aux services systèmes.

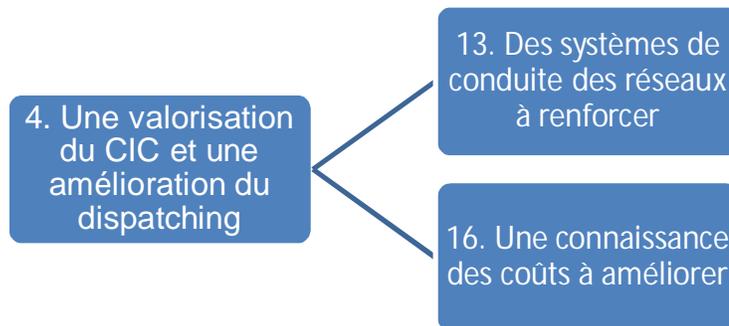
Ces éléments de gestion, connaissance et partage d'informations seront rendus possibles et fortement favorisés grâce à la mise en œuvre du CIC.

Une des manières d'assurer une intégration réussie et bénéfique des énergies renouvelables à vocation régionale passera par l'instauration d'un marché des services auxiliaires. Il s'agit principalement d'un marché incitant les producteurs d'énergie électrique à contribuer au réglage de la fréquence, de la tension et du réactif. La réalisation d'un tel marché doit faire partie des prérogatives de l'EEEOA et doit être inscrite dans sa feuille de route de manière à ensuite être décliné au niveau national. Ce marché, dans son opérationnalisation, pourra se baser sur les travaux du CIC à travers sa recherche d'optimisation du système.

à L'opérationnalisation du CIC sera un maillon essentiel à la valorisation des projets prioritaires à vocation régionale ainsi qu'à la transition vers un marché régional de l'électricité au sein de l'EEEOA.

Application

Les principaux facteurs critiques traités par cette action sont :



Version finale

6.2.2. Une homogénéité au niveau des schémas directeurs, plans stratégiques et feuilles de route

Généralités

Les schémas directeurs nationaux sont habituellement rédigés en cohérence avec les stratégies nationales et en adéquation avec les ressources des pays et leurs objectifs énergétiques. Ces derniers sont conçus à travers l'analyse des différentes options de développement de la chaîne de valeur de l'électricité propre à chaque pays.

Le présent schéma directeur régional apporte une vision d'un développement intégré des secteurs de la production et du transport d'électricité à l'échelle régionale. Les axes proposés par ce schéma directeur ne sont, pas contre, pas systématiquement intégrés au niveau des schémas directeurs nationaux des différents pays.

Axes d'amélioration

Une première amélioration vers la mise en place d'un marché régional intégré consisterait à garantir une homogénéité entre les schémas directeurs régionaux et nationaux. Cette action pourrait passer par la consultation ou la participation du Secrétariat de l'EEEOA dans le processus d'élaboration des différents schémas directeurs nationaux. Il serait alors en charge de vérifier la conformité des schémas directeurs nationaux avec celui régional ainsi qu'avec la « Politique de la CEDEAO dans le domaine des énergies renouvelables » (ECOWAS Renewable Energy Policy (EREP)) du Centre pour les Energies Renouvelables et l'Efficacité Énergétique de la CEDEAO (CEREEC).

Une garantie de fiabilité du scénario de développement retenu tient à l'actualisation fréquente des projections de demandes. Ces actualisations sont basées sur l'évolution des facteurs macroéconomiques mis à jour en fonction des événements survenus aussi bien au niveau du pays que sur les marchés internationaux.

La résilience du système découle de la diversification des ressources et technologies de production d'électricité. Le développement des nouvelles énergies renouvelables intermittentes doit être fortement considéré dans les prochains schémas directeurs et feuilles de route, au même titre que l'importation et l'exportation d'électricité transfrontalière. Pour se faire des études doivent être conduites portant sur :

- l'intégration technique des énergies renouvelables (stabilité du réseau, contraintes de raccordement, etc)
- le dispatching économique à travers l'ordre de mérite du parc de production.

Ces études peuvent être menées sous la tutelle des agences nationales dédiées aux énergies renouvelables.

Le développement de ces technologies s'inscrit également dans les agendas des IFD et des grands investisseurs du secteur. Les sociétés nationales d'électricité peuvent alors travailler en coopération étroite avec les agences dédiées aux énergies renouvelables afin de répondre à ces nouvelles problématiques.

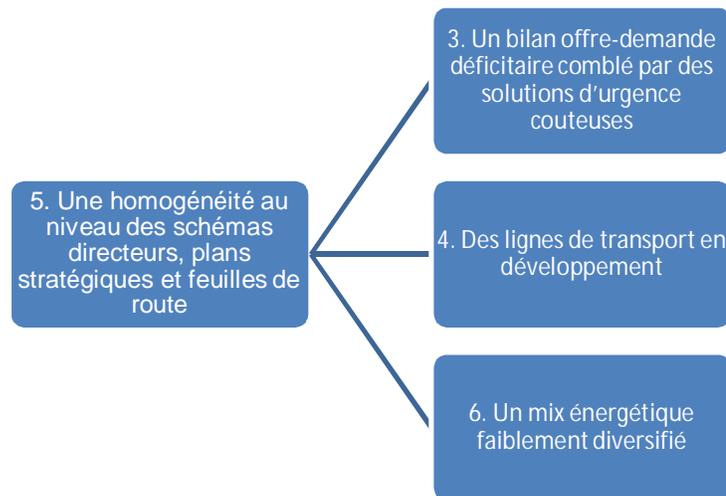
à La conjoncture des axes d'amélioration cités précédemment à savoir :

- l'homogénéité des schémas directeurs aux différentes échelles,
- une évaluation fréquente des projections de la demande en électricité et
- la diversification des moyens de production

sont les ingrédients pour d'une part éviter d'avoir recours à des solutions d'urgence polluantes et coûteuses (i.e, centrales de location diesel) et, d'autre part, avancer vers le fonctionnement optimal du marché de l'électricité.

Application

Les principaux facteurs critiques traités par cette action sont :



6.2.3. Extension, densification et renforcement des réseaux et des interconnexions comme vecteur de la performance du système

Généralités

L'ensemble des pays d'Afrique de l'Ouest déplorent des pertes techniques et non techniques sur les réseaux de transport et de distribution dépassant souvent les 20%. Bien qu'une part importante soit due aux pertes non techniques / commerciales (ce sujet sera traité ultérieurement dans le chapitre consacré à l'efficacité commerciale) une part reste la conséquence de :

- la détérioration et l'obsolescence des réseaux de transport et de distribution et des postes,
- la surcharge des réseaux de transport et de distribution.

Par ailleurs, la règle du N-1 (c'est-à-dire les dispositions permettant de traiter la perte de n'importe quel élément du réseau de transport pour limiter l'impact sur les consommateurs) est relativement peu appliquée dans la région ouest africaine.

Le réseau national

La densification et le renforcement du réseau électrique doit comprendre la modernisation du réseau entre autres afin de permettre l'intégration des nouvelles énergies renouvelables intermittentes.

L'extension des réseaux pourra permettre l'amélioration du taux d'électrification ainsi que du taux d'accès à l'électricité :

- Le taux d'électrification correspondant à l'intensification des connexions de foyers et de villages situés dans les zones déjà connectées au réseau.
- Le taux d'accès à l'électricité quant à lui correspondant à l'électrification de nouvelles zones.

L'amélioration du taux d'accès à l'électricité doit se faire en ligne avec les capacités de production et de l'offre plus généralement afin d'éviter les délestages sur le réseau.

Les interconnexions transfrontalières

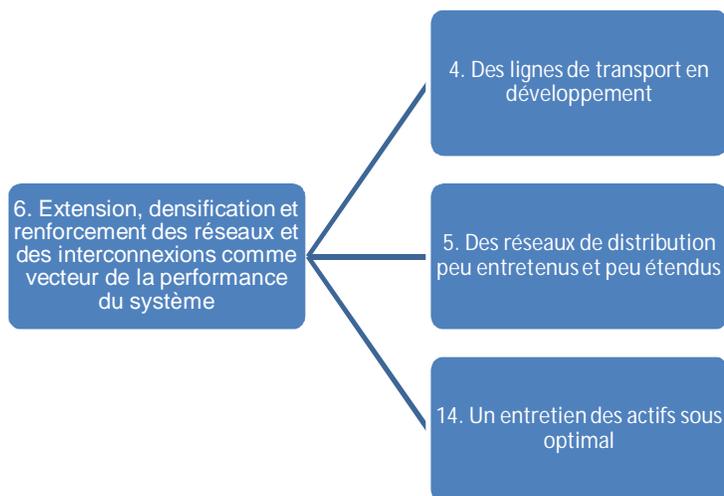
Plusieurs pays ne disposant aujourd'hui pas ou peu de centrales de production d'électricité bénéficient de leur proximité avec des pays producteurs à travers des interconnexions transfrontalières comme le Bénin et le Togo.

Ces interconnexions permettent également l'intégration des réseaux électriques nationaux au sein du réseau interconnecté ouest africain. C'est à travers ce réseau interconnecté que seront valorisés les projets prioritaires à vocation régionale.

à le développement des réseaux d'électricité au niveau national comme transfrontalier participe à la performance du système, à l'augmentation du taux d'électrification ainsi qu'au développement d'un marché régional d'électricité.

Application

Les principaux facteurs critiques traités par cette action sont :



6.3. Actions liées au développement de grands projets

6.3.1. Une diversification des modes de développement de projets et une définition du portefeuille de garanties d'Etat

Généralités

Plusieurs modes de développement de projets existent se prêtant plus ou moins bien aux caractéristiques techniques et de financement. Aujourd'hui la difficulté rencontrée dans beaucoup de pays tient à la nécessité d'avancer simultanément dans la création d'un cadre législatif et institutionnel et dans le développement des projets. Cela est particulièrement le cas pour les montages de type PPP.

Les modes de développement de projet

Pour en savoir plus sur les modes de développement de projet se reporter au *Tome 5 : Programme d'investissement prioritaire et stratégie de mise en œuvre* ; chapitre consacré à l'élaboration du programme prioritaire.

Portefeuille de garanties

Les garanties proposées par les Etats contribuent à rassurer et donc attirer les investissements privés dans des pays présentant des risques financiers importants. Actuellement, rares sont les pays d'Afrique de l'Ouest proposant de manière claire leur portefeuille de garantie d'Etat pour le développement de projets. Un accompagnement de la part de la CEDEAO, des IFD et du FMI pourrait contribuer à mieux définir la nature et les limites de ce portefeuille de garanties.

Par ailleurs, les IFD multilatérales et bilatérales disposent elles-mêmes de mécanismes de garantie couvrant de multiples types de risques au niveau national. De plus, la Banque mondiale a récemment annoncé la future mise en place d'un fonds de garantie pour les échanges régionaux d'énergie.

Particularité des projets d'interconnexion

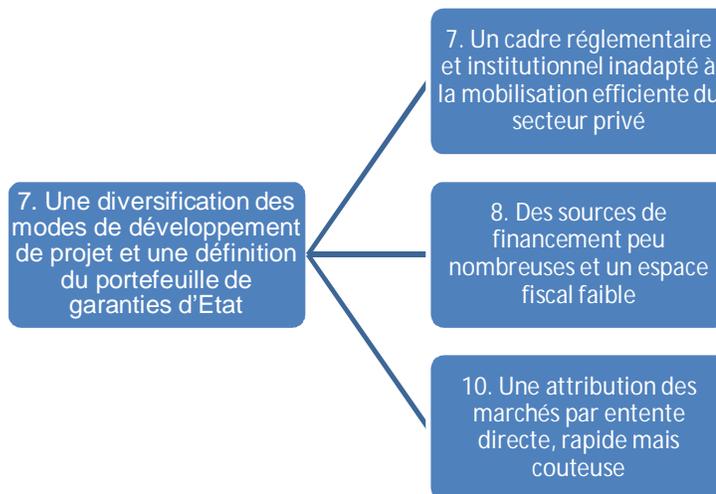
Les projets d'interconnexion sont, par définition, des projets partagés par plusieurs pays et doivent être mis en œuvre de manière simultanée. Certains exemples d'expériences réussies dans le développement de ce type de projets peuvent être relevés comme :

- La ligne CLSG à travers l'établissement de la société ad hoc Transco CLSG ayant en charge la réalisation et l'exploitation du projet.
- Le projet d'interconnexion Zimbabwe - Zambie - Botswana - Namibie (ZIZABONA) séparé en 3 composantes afin de faciliter la sécurisation du financement.
- L'échelonnement du projet de transport MOZISA entre Nzhelele (Afrique du Sud) et Triangle (Zimbabwe). L'échelonnement s'est fait en 2 composantes pour permettre de réduire les risques et faciliter le développement rapide du projet.

Il existe aujourd'hui différents modes de développement de projets engageant plus ou moins la responsabilité des acteurs privés. Ces modes de développement sont habituellement accompagnés de garanties octroyées par l'Etat hôte qu'il est important de définir. Dans le cas des interconnexions transfrontalières le retour d'expérience des bonnes pratiques nécessite d'être étudié pour le développement des projets futurs.

Application

Les principaux facteurs critiques traités par cette action sont :



6.3.2. Une meilleure clarté des procédures de passation de marchés

Généralités

Le mode de passation choisi est important car il conditionne le déroulement d'une procédure spécifique dont toutes les étapes doivent être ordonnées dans le respect des principes de mise en concurrence et d'égalité. En effet, les contrats découlant de la passation de marchés comportent d'importants enjeux tant pour la personne publique que pour son cocontractant.

Importance du cadre de passation de marchés

La passation des contrats ou leur négociation doivent se faire dans des cadres précis et transparents qui conditionnent la participation des institutions de financement telles que les IFD ou les institutions financières en capitaux ou dettes.

Un Code des Marchés Publics rigoureux est donc une pierre angulaire pour un développement de projet se déroulant dans des conditions saines et transparentes. L'application de ce Code est également à assurer pour des raisons légales ou de réputation.

Le cas des offres spontanées

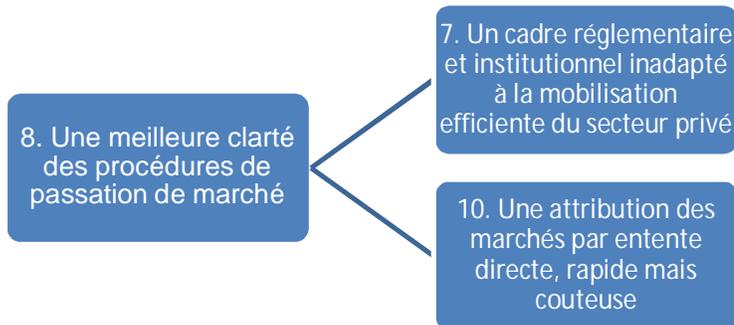
Une autre façon de signer des contrats pour la personne publique peut être le recours au gré à gré. Suite à une offre spontanée ou à la discussion avec un producteur potentiel, la personne publique et son futur partenaire négocient directement les conditions et les clauses du contrat. Cette solution suppose néanmoins la réunion d'un certain nombre de conditions spécifiques liées à la législation nationale qui doivent clairement être formalisées, ainsi qu'une capacité avérée de négociation de la personne publique et l'utilisation de pratiques de benchmarking international.

Le gré à gré reste à éviter dès lors qu'une planification efficace est développée permettant d'organiser des appels d'offres pour la construction des nouvelles infrastructures.

à Le code des marchés publics et le respect des procédures de passation de marchés sont des éléments essentiels à l'implication des acteurs internationaux (IFD, investisseurs privés, banques,...). Il est important à partir du moment où une planification a été établie de conduire la passation des marchés en temps utile et de manière transparente et concurrentielle.

Application

Les principaux facteurs critiques traités par cette action sont :



6.3.3. Un effort de sécurisation des budgets socio-environnementaux des projets et une anticipation des démarches amont

Généralités

La mobilisation d'un financement pour mener les études et définir les mesures d'atténuation des impacts environnementaux et sociaux et de réinstallation des personnes affectées par les projets est un élément souvent bloquant sur le chemin critique du processus de développement des projets.

Etudes d'impacts environnementaux et sociaux

La mise à jour des études environnementales et sociales peut s'avérer un point bloquant pour la réalisation des projets et engendrer des retards. L'anticipation de ces démarches et, en particulier, la mobilisation d'un financement complémentaire pour leur réalisation est recommandée.

Accès au foncier

Les démarches consistant à obtenir le droit de jouissance des terrains peuvent, dans certains cas, conduire à des démarches et procédures complexes. Ces ralentissements sont le résultat de :

- difficultés sociales quant à la réinstallation des populations
- difficultés organisationnelles de dédommagement des populations affectées.

Cela est particulièrement le cas dans le cadre de projets nécessitant une assiette foncière importante comme les parcs solaires PV.

Cette recommandation est à rapprocher de l'action en cours au niveau de la CEDEAO pour la mise en place du FODETE-CEDEAO (FONds de DEveloppement et de financement des secteurs des Transports et de l'Energie de la CEDEAO).

à Une collaboration anticipée avec les IFD et la CEDEAO sur ces démarches amont est vue comme une piste d'accélération des projets.

Application

Le principal facteur critique traité par cette action est :



6.4. Actions liées à l'efficacité opérationnelle

6.4.1. L'élaboration d'un code réseau garantissant l'optimisation du système

Généralités

Les Codes Réseau définissent dans leur champ d'application, des exigences techniques ou opérationnelles applicables aux différentes catégories d'acteurs.

Les principales exigences des Codes Réseaux concernent :

- le raccordement des nouvelles installations,
- les procédures de contrôle de conformité avant la mise en service et pendant la durée de vie des nouvelles installations,
- la gestion du système dans son ensemble, y compris les règles d'exploitation et de dispatch et les standards de performance.

Standardisation du Code Réseau

A ce jour, seuls 3 pays possèdent un Code Réseau national à savoir le Ghana, la Côte d'Ivoire et le Nigeria. L'établissement d'un Code Réseau régional HT au niveau de l'EEEOA permettrait :

- d'une part de favoriser l'instauration de Code Réseau pour les autres pays de la sous-région et,
- d'autre part de les standardiser en termes de raccordement, d'exploitation et de dispatch.

Ce Code régional pourrait servir de modèle pour être ensuite décliné dans les différents pays en s'adaptant au cas par cas au contexte énergétique national (profils de consommateurs, mix énergétique, cadre intentionnel, etc).

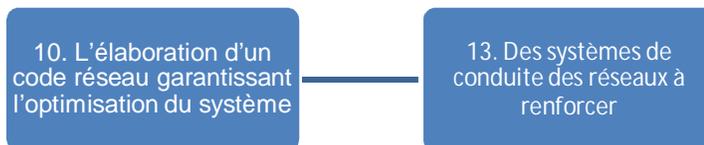
Certaines procédures ou exigences techniques des Codes Réseaux seraient alors standardisées. Cette uniformisation sur le plan technique devra être le résultat d'une coordination au sein d'un collège d'experts techniques venant des différents pays membres de l'organisation régionale afin d'échanger sur les meilleures pratiques transposables.

Il est également important que le Code Réseau soit, dans une certaine mesure, étendu au réseau de distribution. En effet la plupart des centrales solaires PV sont raccordées en moyenne tension et il est nécessaire de définir les exigences spécifiques pour leur raccordement et exploitation.

à Une telle standardisation pourra apparaître comme un facteur d'harmonisation de la gestion des interconnexions

Application

Le principal facteur critique traité par cette action est :



6.5. Actions liées à la santé financière des sociétés

6.5.1. La restructuration financière des sociétés

Généralités

Le surendettement et l'accumulation des créances des sociétés publiques d'électricité a tendance à fortement affecter l'économie nationale ainsi que la santé financière globale du secteur au niveau régional.

Dans le premier cas, l'exemple de la Gambie peut être cité où la société NAWEC étant particulièrement endettée et en situation de faillite récurrente affecte directement l'économie globale nationale.

Dans le second cas, l'accumulation des créances des sociétés de production d'électricité envers les sociétés de transport et de distribution au Togo et au Bénin, ainsi que des sociétés de distribution envers les clients publics, met en péril l'équilibre financier du secteur de l'électricité au niveau régional.

Réévaluation et transfert de dettes

Afin d'assurer une meilleure santé financière du secteur, des mesures peuvent être prises concernant les dettes des sociétés d'électricité, à travers une restructuration financière. Des solutions telles que :

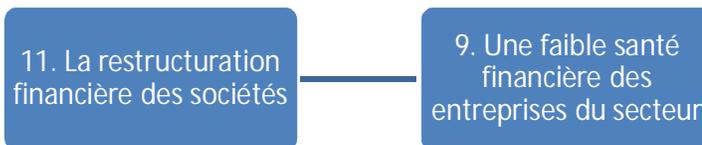
- des accords de règlement de dettes croisées entre sociétés ou entre sociétés et Etat,
 - de capitalisation des dettes des sociétés envers l'Etat,
 - d'effacement de dette ou
 - de rétrocession des dettes au niveau du budget des Etats
- pourraient être envisagées.

Ces mesures auraient intérêt à être discutées et développées avec l'aide et le conseil d'organismes internationaux comme le FMI par exemple.

à L'endettement des sociétés d'électricité doit être endigué par l'effacement des dettes ou rétrocession au niveau des finances publiques de l'Etat pour assurer une meilleure santé financière au secteur.

Application

Le principal facteur critique traité par cette action est :



6.5.2. Une comptabilité analytique, un apurement et un audit annuel des comptes pour une meilleure transparence

Généralités

Il est nécessaire pour les entreprises d'électricité verticalement intégrées d'avoir une connaissance rigoureuse de leurs bénéfices et coûts sur chacun de leurs services. Pour cela, la mise en place d'une comptabilité différenciée entre les différentes activités de la chaîne de valeur devient nécessaire. Cette séparation s'effectue à travers l'instauration d'une comptabilité analytique entre les différentes grandes activités de la société.

L'apurement des comptes, quant à lui, désigne l'opération consistant à vérifier les comptes d'une entreprise dans le cadre d'un examen définitif afin de s'assurer de la régularité des comptes et opérations transcrites.

Enfin, l'audit de comptes est l'activité consistant à réviser et à vérifier les documents comptables. Son but est de déterminer si les comptes annuels d'une entreprise reflètent fidèlement ou non le patrimoine et la situation financière de l'entité audité, conformément aux principes de comptabilité communément acceptés.

Comptabilité rigoureuse

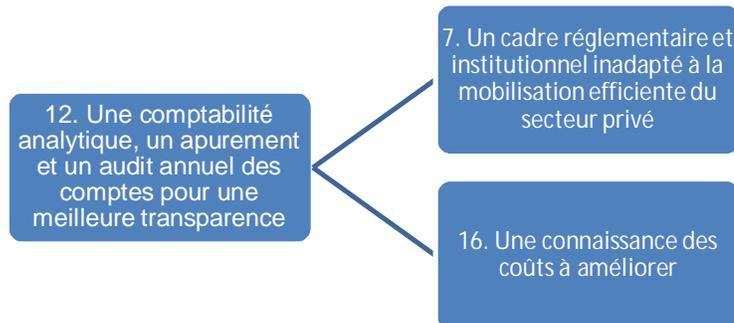
La comptabilité analytique rapproche chaque produit de ses coûts et divise les résultats par centre de décision permettant un meilleur pilotage et de mieux en apprécier la situation.

Une comptabilité rigoureuse passant par une comptabilité analytique, l'apurement et l'audit des comptes évite toute négligence dans la comptabilité des sociétés d'électricité. Ces pratiques permettant de garantir une comptabilité saine doivent être systématiquement instaurées dans les différentes sociétés d'électricité.

à Ces actions comptables sont à mener en coordination avec la Cour des Comptes du pays en question et les services compétents de la CEDEOA le cas échéant pour apporter des conseils spécifiques au secteur.

Application

Les principaux facteurs critiques traités par cette action sont :



6.6. Actions liées à l'efficacité commerciale

6.6.1. Une facilitation des échanges par la standardisation de clauses contractuelles d'import / export

Généralités

La mise en œuvre d'exportation ou importation d'électricité se matérialise par un contrat de vente, qui a pour but de répartir les frais et risques entre le vendeur et l'acheteur.

Standardisation des clauses

Dans une démarche de facilitation dans l'établissement de ces contrats certaines clauses pourraient être standardisées. Ces clauses concernent : les contractants, la nature du contrat, les prix et mode de paiement, les modalités de livraison, certaines exigences techniques, la force majeure, les risques, les garanties, le droit applicable au contrat, la juridiction (en cas de litige).

Le partage des risques est une étape cruciale de l'accord. Alors que l'allocation de certains risques est évidente il en existe d'autres pour lesquels aucune des parties ne semble naturellement plus capable de les supporter. Ils font partie des éléments restant à discuter au cas par cas. Ces risques, une fois partagés, doivent être évalués et atténués par des mécanismes adéquats, et un juste coût doit leur être alloué afin de pouvoir les intégrer dans les conditions financières du projet.

Adaptation des contrats et plateforme de trading de marché

Etant donné, d'une part, la diversification des modes de production à travers le développement des nouvelles technologies renouvelables et, d'autre part, la mise en œuvre d'un réseau régional interconnecté, de nouveaux outils d'échange d'électricité et de contractualisation devraient apparaître. Ces outils à mettre en place participeraient à la fluidification du marché et la valorisation des ressources.

A l'image du Système d'Echange d'Energie Electrique Sud Africain (SAPP), l'instauration de plateformes de trading du marché favoriserait ces échanges. Plusieurs plateformes sont envisageables comme :

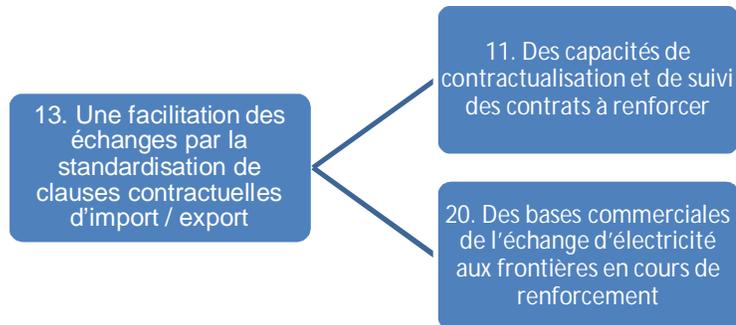
- Plateforme long terme,
- Plateforme de marché du jour à venir [« day-ahead fixing »]
- Plateforme de marché de trading infra-journalier [« intraday continuous »]

Ces plateformes évalueraient également le déséquilibre énergétique et le calcul des pertes en coordination avec le CIC.

à La standardisation de certaines clauses de ces accords permettra de favoriser les échanges binationaux mais surtout multinationaux dans un objectif de simplification du marché. Dans une vision plus long-termiste, la mise en place de plateformes de trading de marché participerait à la fluidification du marché et la valorisation des ressources dans un contexte de mix diversifié et largement interconnecté.

Application

Les principaux facteurs critiques traités par cette action sont :



6.6.2. La mise en place de logiciels de gestion de la clientèle et de centres d'appel

Généralités

La connaissance du profil des clients et les activités liées à la facturation participent l'un comme l'autre à la bonne gestion commerciale d'une entreprise. Le profil des clients et l'identification de leurs besoins permet à la société d'électricité d'adapter son offre et de mieux répondre à leurs attentes. L'activité de facturation reste à améliorer, ainsi que le recouvrement des factures dont les taux varient entre 80% et 96% pour la plupart des pays de la région.

Le retour d'expérience international indique que les défaillances d'estimation de la consommation sont concentrées de manière disproportionnée chez les clients grands comptes et électro-intensifs. En ciblant en priorité les clients grands comptes et électro-intensifs, une réduction significative des pertes serait possible engendrant un minimum de perte de bien-être : « Réduire les pertes dues à une consommation mal estimée et à une collecte de factures inefficace – tout en maintenant cette réduction au fil du temps – s'avère être bien plus impactant que de s'attaquer au sureffectif, en particulier dans un contexte de demande croissante et de nécessité d'accroître rapidement les capacités de chaque pays. » - *Making Power Affordable for Africa and Viable for Its Utilities*, M. Kojima and C. Trimble, World Bank Group, 2016, p. 34.

Amélioration de la gestion commerciale

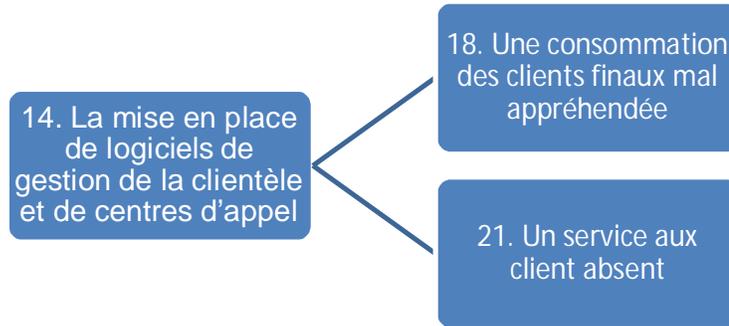
Des efforts doivent alors être menés sur :

- la fidélisation de la clientèle et en particulier les clients grands comptes qui peuvent avoir tendance à se retourner vers des solutions d'autoconsommation alors qu'ils constituent une partie importante des revenus des sociétés ;
- la communication avec les futurs potentiels clients désireux d'être raccordés au réseau public d'électricité et prêts à s'engager financièrement pour jouir de ce service ;
- la compréhension des modes de consommation des clients finaux à travers l'analyse de leurs profils (résident, commercial, industriel, administration publique,...).

à La mise en place de logiciels modernes de gestion clients et de centres d'appel apparait comme nécessaire pour une meilleure conduite de la gestion commerciale des sociétés d'électricité.

Application

Les principaux facteurs critiques traités par cette action sont :



6.6.3. L'instauration de compteurs à prépaiement et la décentralisation des activités de facturation et de leur recouvrement

Généralités

De nombreuses familles peinent à régler leurs factures d'électricité, factures en général alourdies par l'usage de nouveaux appareils ou appareils électroménagers énergivores et vétustes. Ces difficultés de paiement mènent le plus souvent :

- soit à la coupure du service entraînant de surcroît des frais pour impayés, de coupure, et ensuite de rétablissement quand les dettes ont pu être remboursées ;
- soit au raccordement illégal en amont des compteurs.

Solutions proposées

Face à ce processus d'exclusion de la coupure systématique alourdie par des procédures complexes de remise sous tension certaines sociétés d'électricité - comme la SONABEL et plusieurs autres- ont adopté la solution des compteurs à prépaiement. D'un côté les clients bénéficient d'une anticipation et de la maîtrise de leur consommation tout en ayant la possibilité de régler régulièrement de petites sommes calées sur leurs rentrées de fonds et ; d'un autre côté, les compagnies d'électricité sont assurées de recevoir un paiement anticipé.

Cependant, plusieurs limites ont d'ores et déjà été identifiées au niveau de l'implémentation et de la phase d'opération des compteurs à prépaiement qu'il convient de dépasser. Ces limites concernent en particulier :

- Des projets subventionnés par des bailleurs (fréquemment des IFD) avec un financement limité à un nombre restreint de modules ne permettant pas d'assurer leur mise en place pour les nouveaux raccordements au réseau. Les bénéficiaires induits par les compteurs sur le recouvrement des factures présentent une inertie plus importante que les besoins en déploiement des modules.
- La mise en place de cette solution n'a pas toujours été réalisée dans une démarche de projet global intégrant également le volet formation des techniciens à l'entretien et la maintenance des modules.
- Les perturbations de fréquence sur le réseau sont apparues comme étant des facteurs de détérioration des modules.
- Lorsque la gestion, l'opération et la maintenance des dispositifs ont été confiées à des sociétés privées il n'a pas toujours été anticipé qu'un suivi rigoureux était nécessaire par la société d'électricité.

Les solutions envisagées face à ces difficultés afin de pérenniser ce système sont :

- Une harmonisation des standards pour les procédures et de la technologie des systèmes à prépaiement de manière à mutualiser les efforts en termes de formation et de coordination Sud-Sud.
- La réalisation systématique d'études ex-post et la diffusion auprès des acteurs susceptibles d'être les plus nécessiteux de telles ressources.

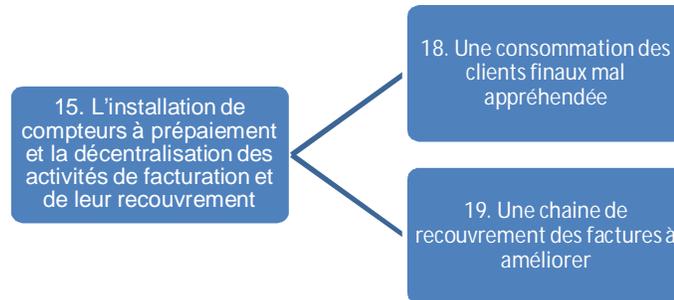
Par ailleurs, afin de lutter contre les pertes non techniques / commerciales, la Gambie a instauré un département de détection et prévention des fraudes permettant de limiter ces types de pertes, avec l'application de sanctions aux fraudeurs.

Enfin, à l'image de l'Ethiopie, la décentralisation des activités de facturation et de recouvrement des factures par délégation des compétences à des agences régionales pourrait être envisagée lorsque le contexte le permet. Cette organisation permettrait de réduire la chaîne décisionnelle et d'améliorer l'efficacité des procédures.

à L'amélioration des recettes des sociétés d'électricité peut passer par l'adoption des compteurs à prépaiement, la mise en place d'une organisation dédiée afin de lutter contre les pertes non techniques et la décentralisation de la compétence de facturation à des agences locales.

Application

Les principaux facteurs critiques traités par cette action sont :



6.7. Actions liées au développement des compétences

6.7.1. Un renforcement des supports techniques et juridiques de la part des IFD

Généralités

Des compétences spécifiques sur les questions techniques liées aux nouvelles énergies renouvelables intermittentes se font de plus en plus ressentir.

De même, une expertise en rédaction et négociation des contrats spécifiques au secteur de l'électricité est également apparue. Ce besoin se fait particulièrement ressentir dans le cas des contrats de concession et d'achat d'électricité (PPA).

Recours aux IFD

Le but des IFD est d'accompagner le développement des projets et de participer à leur financement. Ces IFD comptent donc des experts dotés d'expertises spécifiques nécessaires aux différentes étapes du développement d'un projet, aussi bien sur les questions techniques que contractuelles.

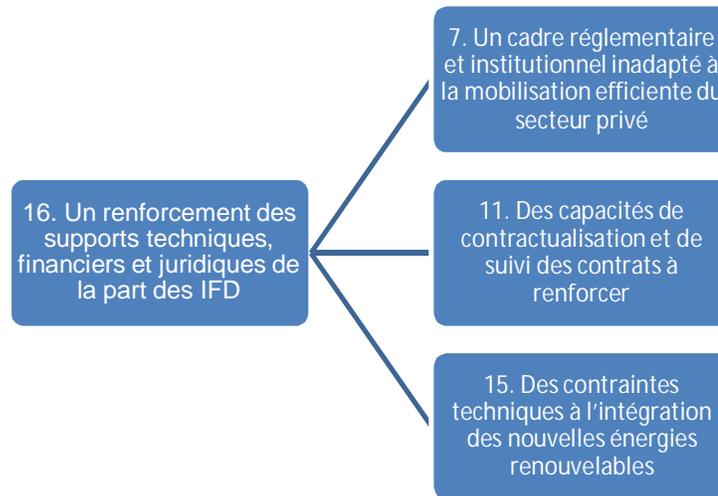
L'implication des IFD dans le cadre du développement d'un projet faisant intervenir des investisseurs privés apparaît comme une formule gagnant-gagnant. L'IFD permet d'apporter :

- à la société d'électricité un support sur les questions techniques,
- à la société d'électricité et/ou l'Etat un support sur les questions de rédaction et de négociation contractuelles et,
- à l'investisseur ou développeur privé une garantie concernant :
 - le recours à des garanties partielles de risques
 - la validation et le suivi des études environnementales et sociales
 - une protection contre le risque de réputation
 - la garantie de la mise en place du cadre juridique et institutionnel adéquat pour le développement du projet

à Les IFD ayant pour vocation le développement de projets dans les meilleures conditions possibles sont également dotés d'expertises techniques, financières et juridiques pouvant être mis à disposition des Etats et sociétés d'électricité à partir du moment où ils sont sollicités relativement en amont des projets.

Application

Les principaux facteurs critiques traités par cette action sont :



6.7.2. Un renforcement des capacités techniques et contractuelles à travers le réseau universitaire régional

Généralités

Le secteur de l'électricité est un secteur d'activité complexe qui allie des aspects techniques, financiers, économiques, sociaux, environnementaux et juridiques avec, qui plus est, des changements de paradigme impulsés par :

- le développement de nouvelles technologies de production d'électricité renouvelables intermittentes,
- de nouveaux modes de développement de projet (PPP, IPP, concessions,...) faisant intervenir de nouveaux acteurs du secteur privé et,
- de nouvelles normes internationales relatives aux impacts sociaux et environnementaux,

Le développement de nouvelles compétences devient alors essentiel afin de faire face à ces bouleversements.

Développement de partenariats avec le réseau universitaire régional

De nouveaux métiers apparaissent donc au sein des sociétés d'électricité ne pouvant pas toujours être compensés par le recrutement de nouvelles recrues à cause de leur faible expérience ou par effort budgétaire nécessaire.

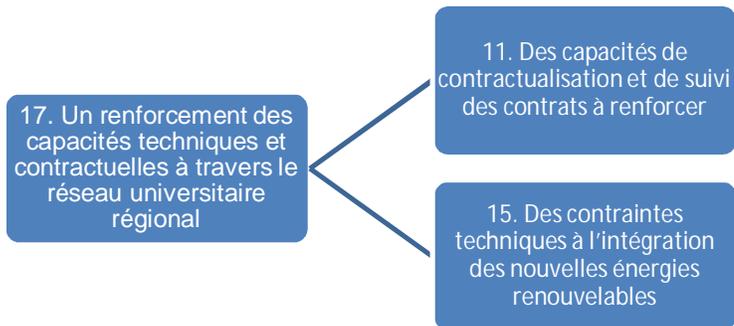
Une solution tient donc à la réalisation de partenariats avec les différentes universités de la région enseignant le droit, l'ingénierie électrique, l'économie... Ces partenariats serviraient à faciliter :

- le recrutement des formations initiales et
- la requalification du personnel en mettant en place des formations continues ciblées.

à Pour ce faire, l'EEEOA pourra envisager de mobiliser auprès de ses bailleurs une ligne de financement relative à l'appui à la formation et la montée en compétence sur ces sujets à destination d'une ou de plusieurs universités dans la sous-région pour dispenser ces cours.

Application

Les principaux facteurs critiques traités par cette action sont :



6.8. Synthèse des principales mesures et actions correctives

Thèmes	Actions correctives
 Gouvernance	<ul style="list-style-type: none">• 1. Un recours adapté aux contrats de gestion• 2. Un renforcement du régulateur et de ses prérogatives sur la tarification de l'électricité• 3. Une réorganisation des sociétés d'électricité pour une meilleure adéquation au marché
 Planification	<ul style="list-style-type: none">• 4. Une valorisation du CIC et une amélioration du dispatching• 5. Une homogénéité au niveau des schémas directeurs, plans stratégiques et feuilles de route• 6. Extension, densification et renforcement des réseaux et des interconnexions comme vecteur de la performance du système
 Développement de grands projets	<ul style="list-style-type: none">• 7. Une diversification des modes de développement de projet et une définition du portefeuille de garanties d'Etat• 8. Une meilleure clarté des procédures de passation de marché• 9. Un effort de sécurisation des budgets des projets et une anticipation des démarches amont
 Effizienz opérationnelle	<ul style="list-style-type: none">• 10. L'élaboration d'un code réseau garantissant l'optimisation du système
 Santé financière	<ul style="list-style-type: none">• 11. La restructuration financière des sociétés• 12. Une comptabilité analytique, un apurement et un audit annuel des comptes pour une meilleure transparence
 Effizienz commerciale	<ul style="list-style-type: none">• 13. Une facilitation des échanges par la standardisation de clauses contractuelles d'import / export• 14. La mise en place de logiciels de gestion de la clientèle et de centres d'appel• 15. L'instauration de compteurs prépayés et la décentralisation des activités de facturation et de leur recouvrement
 Développement de compétences	<ul style="list-style-type: none">• 16. Un renforcement des supports techniques et juridiques de la part des IFD• 17. Un renforcement des capacités techniques et contractuelles à travers le réseau universitaire régional

Version finale

Figure 14: Synthèse des principales mesures et actions correctives

7. SYNTHÈSE SUR LES ACTIONS PERMETTANT DE TRAITER LES FACTEURS CRITIQUES PRIORITAIRES

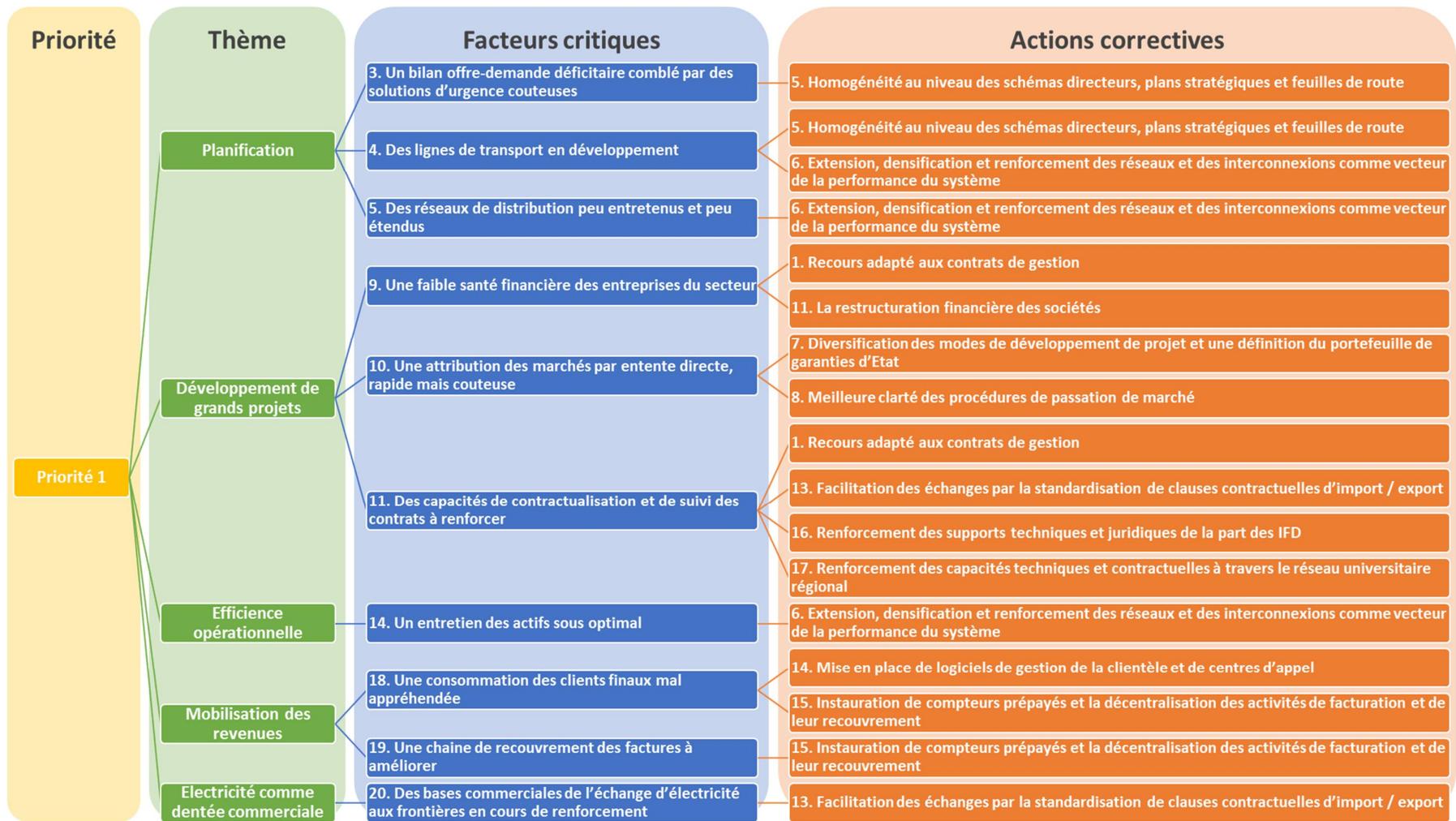
7.1. Actions traitant les facteurs critiques prioritaires

Sur la base des éléments précédents une liste d'actions et de mesures permettant de traiter les défis et facteurs critiques prioritaires peut être dressée.

Pour rappel les facteurs critiques prioritaires sont ceux qui répondent aux critères de la priorité 1, à savoir : impactant, transverse et adressable.

Pour ce faire un rapprochement entre les actions correctives et les facteurs critiques est effectué. Sont reliés les facteurs critiques prioritaires et les actions permettant de les traiter directement. Ce rapprochement découle des logigrammes présentés en fin de chaque action dans le chapitre précédent.

La figure suivante présente les actions traitant les facteurs critiques de priorité 1.



Version finale

Figure 15: Actions correctives traitant les facteurs critiques de priorité 1

7.2. Hiérarchisation des actions correctives

Enfin, une hiérarchisation des actions correctives est réalisée sur la base des facteurs critiques pouvant être traités par ces derniers. Cette hiérarchisation permet de classer les actions selon un certain degré d'importance. Sont considérées comme importantes les actions transverses aux facteurs critiques prioritaires.

La hiérarchisation des actions correctives est réalisée sur une échelle reposant sur quatre niveaux :

Niveau 1

Le niveau 1 correspond aux actions traitant aux moins trois facteurs critiques prioritaires i.e impactants, transverses et adressables.

Niveau 2

Le niveau 2 correspond aux actions traitant deux facteurs critiques prioritaires i.e impactants, transverses et adressables.

Niveau 3

Le niveau 3 correspond aux actions traitant un seul facteur critique prioritaire i.e impactant, transverse et adressable.

Niveau 4

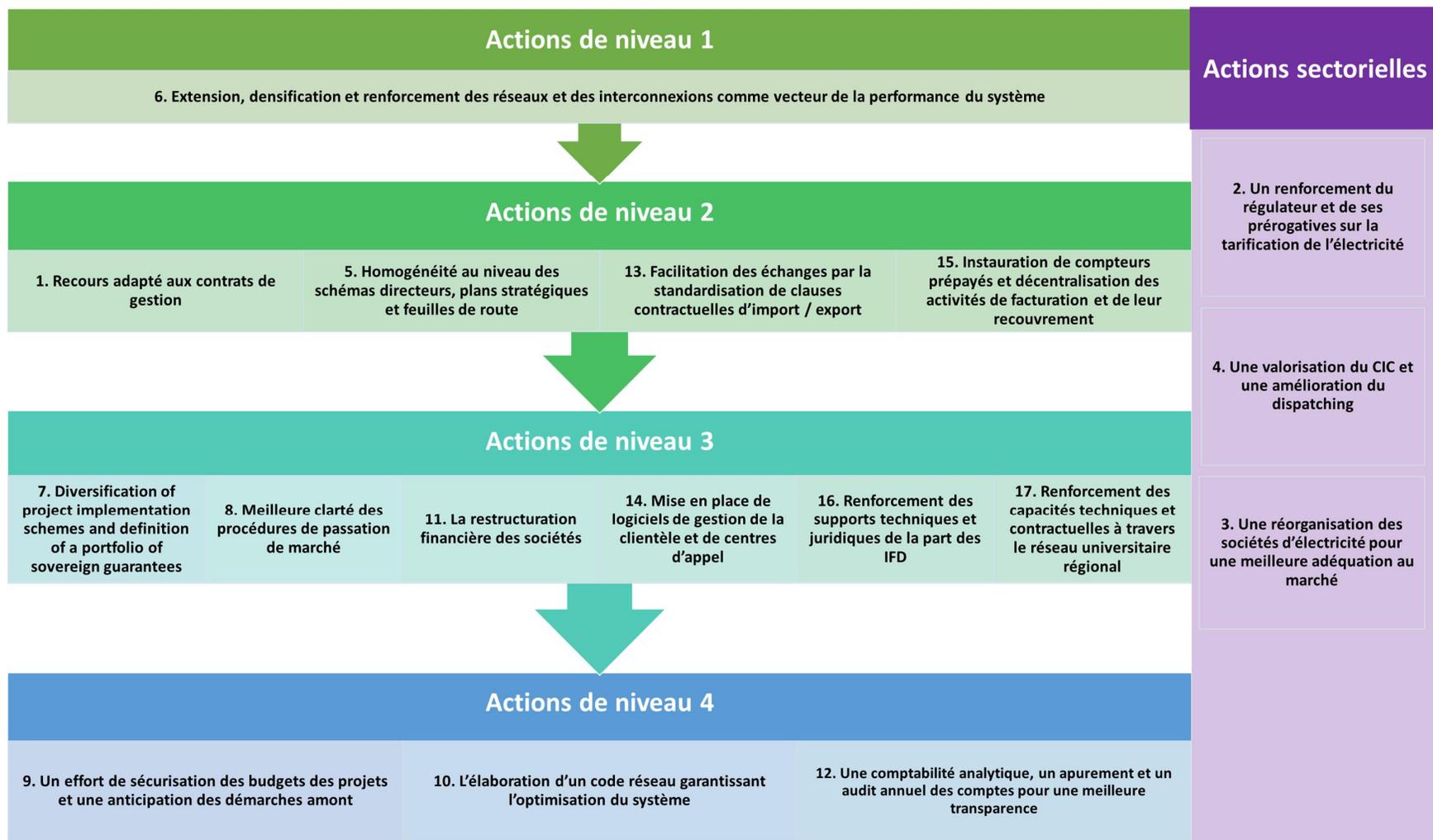
Le niveau 4 correspond aux actions pouvant être portées par les sociétés d'électricité traitant les autres facteurs critiques sans traiter ceux qui sont prioritaires.

Actions sectorielles

Les actions sectorielles sont celles correspondant aux facteurs critiques non adressables par les sociétés d'électricité relatifs à la stratégie sectorielle. Elles répondent aux problématiques de gouvernance, d'organisation et de régulation du secteur et de cadre réglementaire et institutionnel.

Les actions de niveau 1, 2 et 3 peuvent également traiter des facteurs critiques non prioritaires.

La figure ci-après présente cette hiérarchisation.



Version finale

Figure 16 : Hiérarchisation des actions relative aux facteurs critiques de priorité 1 adressés

7.3. Activités pouvant être portées par l'EEEOA

L'EEEOA à travers son rayonnement régional peut mener certaines activités facilitant la mise en œuvre d'actions correctives transverses. Ces activités sont regroupées par typologie :

- Les activités de mutualisation et de communication
- Les activités de coordination
- Les activités de conseil
- Les démarches proactives

Activités de mutualisation des informations et de communication sur les bonnes pratiques

Des activités de mutualisation des informations et de communication sur les bonnes pratiques transposables peuvent être portées par l'EEEOA à travers :

- Une mutualisation et une centralisation des retours d'expériences des précédents contrats de gestion privée menés en Guinée et au Libéria. L'audit comparatif mené par l'EEEOA pourrait faire ressortir des points de vigilance et des bonnes pratiques à transposer pour des expériences futures.
- Une valorisation du CIC par une campagne de communication dans les différents pays membres.
- Une étude de marché et une analyse ex post sur l'adoption de compteurs à prépaiement au Burkina Faso, au Sénégal et au Togo. Une telle analyse permettrait de mieux appréhender leur mise en place dans d'autres pays de la région.

Activités de coordination

Des activités de coordination peuvent être portées par l'EEEOA à travers :

- La coordination entre l'Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Electricité de la CEDEAO (ARREC) et les autorités administratives des différents pays membres dans le cadre de la mise en place ou du renforcement des prérogatives du régulateur national.
- La coordination multipays pour le développement des réseaux de transport d'électricité et des interconnexions grâce à sa vision régionale du secteur de l'électricité.
- La coordination avec les IFD sur les différents sujets liés au développement de projets et à l'amélioration de l'organisation sectorielle, à savoir :
 - La création d'un cadre législatif et institutionnel pour le développement de projets et l'opportunité de le transposer à différents pays ;
 - La planification des démarches amont de développement de projets pour les études et la définition des mesures d'impacts environnementaux et sociaux particulièrement en ce qui concerne les projets prioritaires régionaux ;

- Le transfert de compétences techniques et juridiques des IFD vers les administrations et les sociétés d'électricité demandeuses.

Activités de conseil

Des activités de conseil peuvent être portées par l'EEEOA à travers :

- La standardisation des dispositions, procédures et exigences techniques dans le cadre de l'élaboration des Codes Réseaux nationaux.
- Des recommandations dans l'élaboration des schémas directeurs nationaux grâce à une participation ou consultation lors de cette élaboration, de manière à assurer leur harmonisation avec le schéma directeur régional.
- La standardisation de certaines clauses contractuelles des accords d'import / export d'électricité afin de faciliter les échanges multinationaux dans un objectif de fluidification du marché. [Principalement à renforcer car cette activité a déjà été menée par l'EEEOA.]

Les démarches proactives

Des démarches proactives peuvent être portées par l'EEEOA à travers la mobilisation auprès de ses bailleurs d'une ligne de financement servant à la formation de collaborateurs des sociétés d'électricité sur le besoin de nouvelles compétences sectorielles. Cette démarche serait accompagnée de la formalisation de partenariats entre l'EEEOA et les universités de la région spécialisées sur les sujets techniques, financiers, économiques et juridiques.

ANNEXES

Les annexes à ce tome correspondent aux plans d'actions par société d'électricité de service public membres de l'EEEOA.

Les facteurs critiques actions présentés sont ceux appliqués au secteur de l'électricité au niveau national. En gras sont présentées les actions sur lesquelles la société d'électricité est directement impliquée.

Le budget renseigne sur l'effort financier nécessaire à l'implémentation de l'action. Quatre niveaux sont alors considérés :

- +++ : Investissement important (plusieurs dizaines voire centaines de millions d'USD)
- ++ : Investissement modéré (au plus quelques millions d'USD)
- + : Investissement léger (au plus quelques dizaines de milliers d'USD)
- - : Ne nécessite pas de réel investissement

Le calendrier indicatif donne une information sur le délai de mise en œuvre des actions.

Les partenaires renseignent sur les organisations et les institutions auprès desquelles les sociétés ou les autorités administratives peuvent se rapprocher pour implémenter les actions.

Les activités menées sont les activités d'ores et déjà entreprises par les sociétés d'électricité.

Ces plans sont présentés dans la suite sous forme de fiche pour en faciliter la lecture. Les sociétés sont les suivantes :

- SBEE - Bénin
- CEB – Bénin/Togo
- SONABEL – Burkina Faso
- CI-ENERGIES – Cote d'Ivoire
- NAWEC - Gambie
- ECG - Ghana
- GRIDCO - Ghana
- NEDCO - Ghana
- VRA - Ghana
- EDG - Guinée
- EAGB – Guinée Bissau
- LEC - Libéria
- EDM-SA - Mali
- NIGELEC - Niger
- NBET - Nigeria
- TCN - Nigeria
- SENELEC - Sénégal
- EDSA – Sierra Leone
- CEET - Togo

SBEE - Bénin

SBEE - Bénin



Facteurs critiques identifiés :

1. Une gouvernance sectorielle souvent problématique
6. Un mix énergétique faiblement diversifié
9. Une faible santé financière des entreprises du secteur
13. Des systèmes de conduite des réseaux à renforcer
14. Un entretien des actifs sous optimal

Actions adaptées :

1. **Un recours adapté aux contrats de gestion**
2. Un renforcement du régulateur et de ses prérogatives sur la tarification de l'électricité
4. Une valorisation du CIC et une amélioration du dispatching
5. Une homogénéité au niveau des schémas directeurs, plans stratégiques et feuilles de route (production et transport)
6. **Extension, densification et renforcement des réseaux et des interconnexions comme vecteur de la performance du système**

Budget :

++
+
-
-
+++

Calendrier indicatif :

3-5 ans
Long terme
Long terme
Continue
Long terme

Partenaires :

Sociétés privés / IFD
ARREC / IFD
EEEOA
EEEOA / CEREEC
IFD / Investisseurs internationaux

10. L'élaboration d'un code réseau garantissant l'optimisation du système	+	1-3 ans	EEEEOA / IFD / ASEA
11. La restructuration financière des sociétés	++	1-5 ans	FMI / Ministère de tutelle
<p><u>Activités menées :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> · Réformes et renforcement institutionnel · Réorganisation du secteur de la production d'électricité · Amélioration de la distribution d'électricité · Projet d'accès à l'électricité hors réseau · Contrat de gestion de la SBEE 			

CEB – Bénin/Togo

CEB – Bénin/Togo



Facteurs critiques identifiés :

- 9. Une faible santé financière des entreprises du secteur
- 14. Un entretien des actifs sous optimal

Actions adaptées :

- 6. **Extension, densification et renforcement des réseaux et des interconnexions comme vecteur de la performance du système**
- 11. **La restructuration financière des sociétés**

Budget :

+++

++

Calendrier indicatif :

Long terme

1-5 ans

Partenaires :

IFD / Investisseurs internationaux

FMI / Ministère de tutelle

Activités menées :

n.a

SONABEL – Burkina Faso



SONABEL – Burkina Faso

Facteurs critiques identifiés :

1. Une gouvernance sectorielle souvent problématique
3. Un bilan offre-demande déficitaire
5. Des réseaux de distribution peu entretenus et peu étendus
13. Des systèmes de conduite des réseaux à renforcer
16. Une connaissance des coûts à améliorer

Actions adaptées :

2. Un renforcement du régulateur et de ses prérogatives sur la tarification de l'électricité
4. Une valorisation du CIC et une amélioration du dispatching
5. **Une homogénéité au niveau des schémas directeurs, plans stratégiques et feuilles de route**
6. **Extension, densification et renforcement des réseaux et des interconnexions comme vecteur de la performance du système**
10. **L'élaboration d'un code réseau garantissant l'optimisation du système**

Budget :

+
-
-
+++
+

Calendrier indicatif :

Long terme
Long terme
Continue
Long terme
1-3 ans

Partenaires :

ARREC / IFD
EEEOA
EEEOA / CEREEC
IFD / Investisseurs internationaux
EEEOA / IFD / ASEA

Version finale

12. Une comptabilité analytique, un apurement et un audit annuel des comptes pour une meilleure transparence	+	1-3 ans	Cour des Comptes / CEDEAO
<p>Activités menées :</p> <p>Le Ministère en charge de l'Energie entend mettre en œuvre le programme Energie :</p> <p><u>Action 1 : Approvisionnement en énergie électrique</u></p> <p>Afin d'assurer un approvisionnement régulier, sécurisé, durable et à moindre coût de l'énergie électrique, il sera entrepris :</p> <ul style="list-style-type: none"> • La construction d'interconnexions électriques sous régionales à travers le Système d'Echange d'Energie Electrique Ouest Africain (EEEOA) • Le renforcement des capacités de productions locales • La diversification des sources de production d'énergie électrique • La constitution du Réseau National Interconnecté <p><u>Action 2 : Accessibilité du service électrique</u></p> <p>L'accroissement de l'accès au service électrique se traduira par :</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'électrification de nouvelles localités par extension de réseau • La densification du réseau électrique dans les localités déjà électrifiées • La promotion de solutions décentralisées <p>Parallèlement, l'augmentation de l'accès à l'électricité favorisera les activités du secteur privé et permettra de collecter des revenus supplémentaires.</p> <p>Stabilité financière</p> <p>Le Gouvernement veille à assurer la stabilité financière du secteur de l'énergie. Pour ce qui concerne le sous-secteur de l'électricité, il s'agit d'assurer la viabilité financière de la SONABEL et de la SONABHY à travers notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> • l'apurement des dettes de la SONABEL vis à vis de la SONABHY • la fixation d'un prix plafond d'achat du carburant de la SONABEL à la SONABHY • l'adoption d'un plan de protection des revenus de la SONABEL 			

Ouverture du marché au secteur privé

Pour la mise en œuvre des projets d'investissements, le Gouvernement manifeste sa volonté d'impliquer le secteur privé à travers les Partenariats Publics Privés (PPP). Ce recours aux PPP est inscrit dans la politique économique du Gouvernement. Pour ce faire, un cadre institutionnel et juridique a été mis en place au niveau national.

CI-ENERGIES – Cote d’Ivoire

CI-ENERGIES – Cote d’Ivoire



Facteurs critiques identifiés :

- 6. Un mix énergétique faiblement diversifié
- 11. Des capacités de contractualisation et de suivi des contrats à renforcer
- 19. Une chaîne de recouvrement des factures à améliorer

Actions adaptées :

- 5. Une homogénéité au niveau des schémas directeurs, plans stratégiques et feuilles de route**
- 13. Une facilitation des échanges par la standardisation de clauses contractuelles d’import / export
- 15. L’instauration de compteurs à prépaiement et la décentralisation des activités de facturation et de leur recouvrement**
- 16. Un renforcement des supports techniques et juridiques de la part des IFD
- 17. Un renforcement des capacités techniques et contractuelles à travers le réseau universitaire régional

Budget :

-
-
- ++
-
- +

Calendrier indicatif :

- Continue
- 1-3 ans
- 1-5 ans
- Continue
- Continue

Partenaires :

- EEEEOA / CEREEC
- EEEEOA
- IFD
- IFD
- EEEEOA / ASEA

Version finale

Activités menées :

Le Gouvernement a pris de nombreuses mesures permettant d'accroître la transparence et d'assurer la bonne gouvernance du secteur énergétique, ce qui a permis d'instaurer un climat de confiance avec les investisseurs.

La Côte d'Ivoire à travers l'appui de l'Etat a lancé un processus d'accélération de l'encaissement des arriérés export y compris les pénalités.

Le gouvernement a donné son accord pour la réalisation de 4 plans directeurs dans tous les segments du secteur électrique afin de rationaliser les séquences d'investissements sur la période 2014-2030. Ces plans directeurs présentent comme enjeux majeurs :

- i) la sécurité d'approvisionnement ;
- ii) la fiabilité du système,
- iii) le développement des énergies renouvelables,
- iv) la qualité de service et
- v) l'accès à l'électricité pour tous, notamment en zone rurale.

Un programme de planification cohérente des investissements du secteur de l'électricité sur la période 2014-2030 a donc été conçu à travers la mise en œuvre des quatre (04) Plans Directeurs : Production-Transport, Distribution, Automatisation-Téléconduite et Electrification Rurale. Ces plans directeurs ont permis de traduire en programme d'investissements la vision du Gouvernement de Côte d'Ivoire, à savoir faire de la Côte d'Ivoire le principal acteur du marché sous régional de l'énergie et réaliser l'électrification totale de la Côte d'Ivoire.

Par voie légale et contractuelle, le gouvernement met tous les moyens en œuvre pour assurer la formation du personnel du secteur de l'énergie. A titre d'illustration, l'article 53 du code pétrolier stipule que « *dès le commencement des opérations pétrolières, le titulaire du contrat pétrolier doit établir et financer un programme de formation de personnel ivoirien, de toutes qualifications, dans les conditions qui sont fixées dans le contrat pétrolier* ». L'ensemble des 4 plans directeurs cités précédemment contiennent également un large volet consacré à la formation des équipes de la CI-ENERGIES.

De plus, le Gouvernement a mis en place un dispositif de bourses d'étude qui permet à des jeunes de suivre des études de haut niveau en Côte d'Ivoire ou à l'étranger.

Enfin, l'effort de recrutement et de formation devra être maintenu dans les années à venir pour assurer une bonne maîtrise de la transition du système électrique ivoirien.

NAWEC - Gambie

NAWEC – Gambie



Facteurs critiques identifiés :

- 2. Des domaines de responsabilités parfois mal délimités
- 3. Un bilan offre-demande déficitaire comblé par des solutions d'urgence coûteuses
- 9. Une faible santé financière des entreprises du secteur
- 14. Un entretien des actifs sous optimal
- 16. Une connaissance des coûts à améliorer
- 17. Une tarification qui ne reflète pas les coûts réels du secteur

Actions adaptées :

- 1. **Un recours adapté aux contrats de gestion**
- 2. Un renforcement du régulateur et de ses prérogatives sur la tarification de l'électricité
- 3. **Une réorganisation des sociétés d'électricité pour une meilleure adéquation au marché**
- 5. **Une homogénéité au niveau des schémas directeurs, plans stratégiques et feuilles de route**
- 6. **Extension, densification et renforcement des réseaux et des interconnexions comme vecteur de la performance du système**

Budget :

++
+
+/
-
+++

Calendrier indicatif :

3-5 ans
Long terme
1-5 ans
Continue
Long terme

Partenaires :

Sociétés privés / IFD
ARREC / IFD
Sociétés publiques / ASEA
EEEEOA / CEREEC
IFD / Investisseurs internationaux

Version finale

11. La restructuration financière des sociétés	++	1-5 ans	FMI / Ministère de tutelle
12. Une comptabilité analytique, un apurement et un audit annuel des comptes pour une meilleure transparence	+	1-3 ans	Cour des Comptes / CEDEAO

Activités menées :

Plan de développement et politique sectorielle

La mise en place d'une feuille de route en 2017 pour le secteur de l'électricité est un tournant particulièrement important. Cette feuille de route s'accompagne d'une volonté marquée de réaliser une planification rigoureuse du secteur pour les années à venir.

à Le coût de l'offre devrait diminuer à moyen et long terme grâce au développement des projets de l'OMVG.

Pertes non techniques

Une campagne de contrôle des pertes non techniques (fraudes) a été lancée : elle s'appuie sur une « police » ou « brigade » ayant pour mission d'identifier les sites sur lesquels des fraudes sont avérées.

Dissociation comptable

Une séparation comptable entre les différentes activités est lancée sur la période 2018-2020. Elle permettra de fournir des indicateurs de performance précis et de déterminer ainsi les besoins en financement de chacune des activités.

ECG - Ghana

ECG – Ghana



Facteurs critiques identifiés :

- 2. Des domaines de responsabilités parfois mal délimités
- 3. Un bilan offre-demande déficitaire comblé par des solutions d'urgence coûteuses
- 9. Une faible santé financière des entreprises du secteur
- 10. Une attribution des marchés par entente directe rapide mais coûteuse
- 11. Des capacités de contractualisation et de suivi des contrats à renforcer
- 17. Une tarification qui ne reflète pas les coûts réels du secteur

Actions adaptées :

- 2. Un renforcement du régulateur et de ses prérogatives sur la tarification de l'électricité
- 3. Une réorganisation des sociétés d'électricité pour une meilleure adéquation au marché
- 5. Une homogénéité au niveau des schémas directeurs, plans stratégiques et feuilles de route (production et transport)
- 11. **La restructuration financière des sociétés**

Budget :

- +
- + / ++
-
- ++

Calendrier indicatif :

- Long terme
- 1-5 ans
- Continue
- 1-5 ans

Partenaires :

- ARREC / IFD
- Sociétés publiques / ASEA
- EEEOA / CEREEC
- FMI / Ministère de tutelle

Version finale

Activités menées :

Réseau

Les projets visant au renforcement du réseau régional se sont concrétisés et devraient tous être mis en service prochainement renforçant ainsi les liaisons côtières avec la Côte d'Ivoire et le Togo. Les liaisons vers le nord devraient permettre d'exporter vers le Burkina et le Mali, ce qui valorisera les investissements réalisés sur le parc de production ghanéen.

GRIDCO - Ghana

GRIDCO – Ghana



Facteurs critiques identifiés :

- 2. Des domaines de responsabilités parfois mal délimités
- 3. Un bilan offre-demande déficitaire comblé par des solutions d'urgence coûteuses
- 9. Une faible santé financière des entreprises du secteur
- 10. Une attribution des marchés par entente directe rapide mais coûteuse
- 11. Des capacités de contractualisation et de suivi des contrats à renforcer
- 17. Une tarification qui ne reflète pas les coûts réels du secteur

Actions adaptées :

- 5. **Une homogénéité au niveau des schémas directeurs, plans stratégiques et feuilles de route**
- 11. **La restructuration financière des sociétés**
- 13. Une facilitation des échanges par la standardisation de clauses contractuelles d'import / export

Budget :

-
++
-

Calendrier indicatif :

Continue
1-5 ans
1-3 ans

Partenaires :

EEEEOA / CEREEC
FMI / Ministère de tutelle
EEEEOA

Activités menées :

Réseau

Les projets visant au renforcement du réseau régional se sont concrétisés et devraient tous être mis en service prochainement renforçant ainsi les liaisons côtières avec la Côte d'Ivoire et le Togo. Les liaisons vers le nord devraient permettre d'exporter vers le Burkina et le Mali, ce qui valorisera les investissements réalisés sur le parc de production ghanéen.

NEDCO - Ghana

NEDCO – Ghana



Facteurs critiques identifiés :

- 2. Des domaines de responsabilités parfois mal délimités
- 3. Un bilan offre-demande déficitaire comblé par des solutions d'urgence coûteuses
- 9. Une faible santé financière des entreprises du secteur
- 10. Une attribution des marchés par entente directe rapide mais coûteuse
- 11. Des capacités de contractualisation et de suivi des contrats à renforcer
- 17. Une tarification qui ne reflète pas les coûts réels du secteur

Actions adaptées :

- 2. Un renforcement du régulateur et de ses prérogatives sur la tarification de l'électricité
- 3. Une réorganisation des sociétés d'électricité pour une meilleure adéquation au marché
- 5. Une homogénéité au niveau des schémas directeurs, plans stratégiques et feuilles de route (production et transport)
- 11. **La restructuration financière des sociétés**

Budget :

- +
- + / ++
-
- ++

Calendrier indicatif :

- Long terme
- 1-5 ans
- Continue
- 1-5 ans

Partenaires :

- ARREC / IFD
- Sociétés publiques / ASEA
- EEEOA / CEREEC
- FMI / Ministère de tutelle

Activités menées :

Version finale

VRA - Ghana

VRA – Ghana



Facteurs critiques identifiés :

2. Des domaines de responsabilités parfois mal délimités
3. Un bilan offre-demande déficitaire comblé par des solutions d'urgence coûteuses
9. Une faible santé financière des entreprises du secteur
10. Une attribution des marchés par entente directe rapide mais coûteuse
11. Des capacités de contractualisation et de suivi des contrats à renforcer
17. Une tarification qui ne reflète pas les coûts réels du secteur

Actions adaptées :

2. Un renforcement du régulateur et de ses prérogatives sur la tarification de l'électricité
3. **Une réorganisation des sociétés d'électricité pour une meilleure adéquation au marché**
5. **Une homogénéité au niveau des schémas directeurs, plans stratégiques et feuilles de route**
7. Une diversification des modes de développement de projet et une définition du portefeuille de garanties d'Etat
8. Une meilleure clarté des procédures de passation de marché

Budget :

+
+ / ++
-
+
+

Calendrier indicatif :

Long terme
1-5 ans
Continue
1-3 ans
1-3 ans

Partenaires :

ARREC / IFD
Sociétés publiques / ASEA
EEEOA / CEREEC
CEDEAO / IFD / FMI /
Ministère de tutelle
IFD / Ministère de tutelle

Version finale

11. La restructuration financière des sociétés	++	1-5 ans	FMI / Ministère de tutelle
16. Un renforcement des supports techniques et juridiques de la part des IFD	-	Continue	IFD
17. Un renforcement des capacités techniques et contractuelles à travers le réseau universitaire régional	+	Continue	EEEEOA / ASEA
<u>Activités menées :</u>			

EDG - Guinée

EDG – Guinée



ELECTRICITE
DE GUINEE

Facteurs critiques identifiés :

- 3. Un bilan offre-demande déficitaire comblé par des solutions d'urgence coûteuses
- 4. Des lignes de transport en développement
- 7. Un cadre réglementaire et institutionnel inadapté à la mobilisation efficiente du secteur privé
- 8. Des sources de financement peu nombreuses et un espace fiscal faible
- 9. Une faible santé financière des entreprises du secteur
- 11. Des capacités de contractualisation et de suivi des contrats à renforcer
- 17. Une tarification qui ne reflète pas les coûts réels du secteur
- 20. Des bases commerciales de l'échange d'électricité aux frontières en cours de renforcement

Actions adaptées :

1. Un recours adapté aux contrats de gestion

2. Un renforcement du régulateur et de ses prérogatives sur la tarification de l'électricité

5. Une homogénéité au niveau des schémas directeurs, plans stratégiques et feuilles de route

6. Extension, densification et renforcement des réseaux et des interconnexions comme vecteur de la performance du système

Budget :

++

+

-

+++

Calendrier indicatif :

3-5 ans

Long terme

Continue

Long terme

Partenaires :

Sociétés privés / IFD

ARREC / IFD

EEEOA / CEREEC

IFD / Investisseurs internationaux

Version finale

7. Une diversification des modes de développement de projet et une définition du portefeuille de garanties d'Etat	+	1-3 ans	CEDEAO / IFD / FMI / Ministère de tutelle
8. Une meilleure clarté des procédures de passation de marché	+	1-3 ans	IFD / Ministère de tutelle
12. Une comptabilité analytique, un apurement et un audit annuel des comptes pour une meilleure transparence	+	1-3 ans	Cour des Comptes / CEDEAO
13. Une facilitation des échanges par la standardisation de clauses contractuelles d'import / export	-	1-3 ans	EEEEOA
15. L'instauration de compteurs à prépaiement et la décentralisation des activités de facturation et de leur recouvrement	++	1-5 ans	IFD
16. Un renforcement des supports techniques et juridiques de la part des IFD	-	Continue	IFD
17. Un renforcement des capacités techniques et contractuelles à travers le réseau universitaire régional	+	Continue	EEEEOA / ASEA

Autres facteurs critiques identifiés par EDG

Le diagnostic stratégique de l'infrastructure de transport révèle que les principaux enjeux concernent la prise en charge de la maintenance du réseau et la poursuite du développement du réseau afin de répondre à l'augmentation de l'offre. A l'image du réseau de transport, la distribution exige une large mise à niveau, notamment en qui concerne la structure du réseau, la maintenance des ouvrages, les outils modernes de gestion et les ressources mises à disposition.

Le diagnostic stratégique de la fonction commerciale révèle que les principaux défis portent sur le déploiement des compteurs intelligents, la modernisation de la Gestion Commerciale et la diversification des moyens de paiements.

Les principaux défis de EDG en matière de gestion Ressources Humaines portent essentiellement sur la gestion prévisionnelle des compétences, l'assurance de l'adéquation des profils aux postes et la redynamisation de la politique de motivation du personnel. Par ailleurs, EDG est caractérisée aujourd'hui par un personnel vieillissant, avec une moyenne d'âge de 45 ans, dont la moitié enregistre plus de 15 ans d'ancienneté. La pyramide des âges traduit pour EDG un contexte interne marqué par :

- i) une majorité d'agents expérimentés, mais plutôt fermés aux innovations et souvent peu au fait des nouvelles technologies,

- ii) de faibles possibilités d'évolution pour les jeunes,
- iii) des risques élevés de pertes de compétences clés en l'absence d'une véritable stratégie de relève,
- iv) une charge salariale importante compte tenu des niveaux dans la grille salariale,
- v) une baisse de la productivité dans certains métiers (e.g. techniques) et
- vi) une moins grande disposition à la mobilité professionnelle.

Afin de sécuriser les effectifs et de couvrir l'ensemble des départs à la retraite de EDG d'ici 2021, il sera nécessaire de procéder à de nouveaux recrutements tels que nécessaires, en veillant au préalable à l'optimisation du niveau d'adéquation de la charge de travail et des effectifs.

Activités menées :

La mise en place du contrat de gestion d'EDG et les actions menées par le gouvernement (plans stratégique de développement, loi sectorielle,...) devraient stabiliser le secteur électrique guinéen.

Cette stabilité est une garantie recherchée par les bailleurs de fonds. Elle devrait donc faciliter le déblocage de financements pour les nombreux projets d'ores et déjà identifiés.

EAGB – Guinée Bissau

EAGB – Guinée Bissau



Facteurs critiques identifiés :

1. Une gouvernance sectorielle souvent problématique
3. Un bilan offre-demande déficitaire comblé par des solutions d'urgence coûteuses
5. Des réseaux de distribution peu entretenus et peu étendus
8. Des sources de financement peu nombreuses et un espace fiscal faible
9. Une faible santé financière des entreprises du secteur
13. Des systèmes de conduite des réseaux à renforcer
14. Un entretien des actifs sous optimal
18. Une consommation des clients finaux mal appréhendée

Actions adaptées :

1. **Un recours adapté aux contrats de gestion**
2. Un renforcement du régulateur et de ses prérogatives sur la tarification de l'électricité
5. **Une homogénéité au niveau des schémas directeurs, plans stratégiques et feuilles de route**
6. **Extension, densification et renforcement des réseaux et des interconnexions comme vecteur de la performance du système**

Budget :

++
+
-
+++

Calendrier indicatif :

3-5 ans
Long terme
Continue
Long terme

Partenaires :

Sociétés privés / IFD
ARREC / IFD
EEEOA / CEREEC
IFD / Investisseurs internationaux

Version finale

7. Une diversification des modes de développement de projet et une définition du portefeuille de garanties d'Etat	+	1-3 ans	CEDEAO / IFD / FMI / Ministère de tutelle
10. L'élaboration d'un code réseau garantissant l'optimisation du système	+	1-3 ans	EEEOA / IFD / ASEA
14. La mise en place de logiciels de gestion de la clientèle et de centres d'appel	++	1-3 ans	Sociétés privées
15. L'instauration de compteurs à prépaiement et la décentralisation des activités de facturation et de leur recouvrement	++	1-5 ans	IFD

Activités menées :

- Le rétablissement d'un conseil d'administration et la mise en place d'un contrat de gestion, tel que discuté avec la Banque Mondiale dans le cadre du financement additionnel du projet « Emergency water and electricity services upgrading project »
- Le développement à court terme de nouvelles capacités de production pour remplacer le coûteux contrat de location de capacité
- Le développement d'un plan de production à moindre coût en partenariat avec la Banque Mondiale, considérant le développement du potentiel hydroélectrique et l'importation depuis la boucle OMVG
- Plusieurs projets de renforcement des réseaux de distribution
- En accompagnement du projet de contrat de gestion, un financement a été mobilisé par la Banque Mondiale pour :
 - la poursuite du recensement des consommateurs ;
 - l'achat et l'installation de nouveaux compteurs à prépaiement ;
 - l'acquisition d'un nouveau logiciel de gestion de la clientèle ;
 - la création d'un nouveau centre d'appel ;
 - des formations du personnel d'EAGB.

LEC - Libéria

LEC – Libéria



Facteurs critiques identifiés :

- 7. Un cadre réglementaire et institutionnel inadapté à la mobilisation efficace du secteur privé
- 18. Une consommation des clients finaux mal appréhendée
- 19. Une chaîne de recouvrement des factures à améliorer
- 21. Un service aux clients absent

Actions adaptées :

1. Un recours adapté aux contrats de gestion

3. Une réorganisation des sociétés d'électricité pour une meilleure adéquation au marché

7. Une diversification des modes de développement de projet et une définition du portefeuille de garanties d'Etat

12. Une comptabilité analytique, un apurement et un audit annuel des comptes pour une meilleure transparence

14. La mise en place de logiciels de gestion de la clientèle et de centres d'appel

Budget :

++

+ / ++

+

+

++

Calendrier indicatif :

3-5 ans

1-5 ans

1-3 ans

1-3 ans

1-3 ans

Partenaires :

Sociétés privées / IFD

Sociétés publiques / ASEA

CEDEAO / IFD / FMI /
Ministère de tutelle

Cour des Comptes /
CEDEAO

Sociétés privées

15. L’instauration de compteurs à prépaiement et la décentralisation des activités de facturation et de leur recouvrement	++	1-5 ans	IFD
16. Un renforcement des supports techniques et juridiques de la part des IFD 14. La mise en place de logiciels de gestion de la clientèle et de centres d’appel	-	Continue	IFD
<p>Activités menées :</p> <p>Mise en place d'un régulateur La mise en place d'un régulateur indépendant est une des réformes prioritaires de ces dernières années. Le régulateur a pour mandat d'accroître la solvabilité du secteur, de permettre les réformes du marché (développement des PPAs) et de faciliter la participation des investisseurs privés au développement de projets de production d'énergie.</p> <p>Importations d'énergie et développement de l'hydroélectricité Les importations provenant de l'interconnexion CLSG et le développement de grandes centrales hydroélectriques sur le fleuve Saint-Paul devraient permettre d'accroître l'offre d'électricité et de réduire les coûts opérationnels de production.</p> <p>Contrat de gestion et amélioration opérationnelle de LEC Les actions suivantes sont prévues pour être mises en œuvre :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mise en place d'un système moderne de gestion de l'information pour la facturation et le recouvrement • Mise à niveau du centre d'appels du service client 			

EDM-SA - Mali

EDM-SA – Mali



Facteurs critiques identifiés :

- 3. Un bilan offre-demande déficitaire comblé par des solutions d'urgence coûteuses
- 9. Une faible santé financière des entreprises du secteur
- 13. Des systèmes de conduite des réseaux à renforcer
- 14. Un entretien des actifs sous optimal
- 17. Une tarification qui ne reflète pas les coûts réels du secteur

Actions adaptées :

- 2. Un renforcement du régulateur et de ses prérogatives sur la tarification de l'électricité
- 4. Une valorisation du CIC et une amélioration du dispatching
- 5. Une homogénéité au niveau des schémas directeurs, plans stratégiques et feuilles de route**
- 6. Extension, densification et renforcement des réseaux et des interconnexions comme vecteur de la performance du système**
- 10. L'élaboration d'un code réseau garantissant l'optimisation du système
- 11. **La restructuration financière des sociétés**

Budget :

+
-
-
+++
+
++

Calendrier indicatif :

Long terme
Long terme
Continue
Long terme
1-3 ans
1-5 ans

Partenaires :

ARREC / IFD
EEEOA
EEEOA / CEREEC
IFD / Investisseurs internationaux
EEEOA / IFD / ASEA
FMI / Ministère de tutelle

Version finale

Activités menées :

Afin de faire face à l'ensemble de ses difficultés, EDM a lancé un Plan Directeur Production – Transport – Distribution de Bamako sur la période 2018-2040. La mise en œuvre de ce plan ambitieux devra fait l'objet d'un suivi et d'un monitoring rigoureux.

L'Etat du Mali a également procédé à un apurement des comptes d'EDM afin de lui donner un second souffle pour faire face à ses défis.

NIGELEC - Niger

NIGELEC – Niger



Facteurs critiques identifiés :

1. Une gouvernance sectorielle souvent problématique
5. Des réseaux de distribution peu entretenus et peu étendus
6. Un mix énergétique faiblement diversifié
7. Un cadre réglementaire et institutionnel inadapté à la mobilisation efficiente du secteur privé
9. Une faible santé financière des entreprises du secteur
13. Des systèmes de conduite des réseaux à renforcer
20. Des bases commerciales de l'échange d'électricité aux frontières en cours de renforcement

Actions adaptées :

2. Un renforcement du régulateur et de ses prérogatives sur la tarification de l'électricité
4. Une valorisation du CIC et une amélioration du dispatching
5. **Une homogénéité au niveau des schémas directeurs, plans stratégiques et feuilles de route**
6. **Extension, densification et renforcement des réseaux et des interconnexions comme vecteur de la performance du système**

Budget :

+
-
-
+++

Calendrier indicatif :

Long terme
Long terme
Continue
Long terme

Partenaires :

ARREC / IFD
EEEOA
EEEOA / CEREEC
IFD / Investisseurs internationaux

7. Une diversification des modes de développement de projet et une définition du portefeuille de garanties d'Etat	+	1-3 ans	CEDEAO / IFD / FMI / Ministère de tutelle
8. Une meilleure clarté des procédures de passation de marché	+	1-3 ans	IFD / Ministère de tutelle
10. L'élaboration d'un code réseau garantissant l'optimisation du système	+	1-3 ans	EEEOA / IFD / ASEA
11. La restructuration financière des sociétés	++	1-5 ans	FMI / Ministère de tutelle
12. Une comptabilité analytique, un apurement et un audit annuel des comptes pour une meilleure transparence	+	1-3 ans	Cour des Comptes / CEDEAO
13. Une facilitation des échanges par la standardisation de clauses contractuelles d'import / export	-	1-3 ans	EEEOA
16. Un renforcement des supports techniques et juridiques de la part des IFD	-	Continue	IFD
Activités menées :			
<p>Aujourd'hui le Niger a entrepris une transformation de son secteur de l'électricité. Cette démarche se concrétise par un nombre important de réformes institutionnelles et législatives parmi lesquelles le nouveau Code de l'électricité.</p> <p>L'objectif à atteindre est la libéralisation du secteur de la production et de la distribution d'énergie électrique tout en maintenant un rôle fort de l'État sur différentes missions.</p>			

NBET - Nigeria

NBET – Nigeria



Facteurs critiques identifiés :

- 2. Des domaines de responsabilités parfois mal délimités
- 9. Une faible santé financière des entreprises du secteur
- 13. Des systèmes de conduite des réseaux à renforcer
- 14. Un entretien des actifs sous optimal
- 17. Une tarification qui ne reflète pas les coûts réels du secteur
- 19. Une chaîne de recouvrement des factures à améliorer
- 20. Des bases commerciales de l'échange d'électricité aux frontières en cours de renforcement

Actions adaptées :

- 2. Un renforcement du régulateur et de ses prérogatives sur la tarification de l'électricité
- 3. Une réorganisation des sociétés d'électricité pour une meilleure adéquation au marché**
- 13. Une facilitation des échanges par la standardisation de clauses contractuelles d'import / export

Budget :

- +
- + / ++
-

Calendrier indicatif :

- Long terme
- 1-5 ans
- 1-3 ans

Partenaires :

- ARREC / IFD
- Sociétés publiques / ASEA
- EEEOA

Version finale

Activités menées :

Afin de résoudre les problèmes techniques par le biais de la chaîne de valeur de l'électricité, le plan d'investissement dans la production, le transport et la distribution d'électricité est prévu dans la feuille de route pour la réforme du secteur énergétique. De plus, un important plan de développement a été lancé sur le secteur du T & D financé par des IFDs.

La société de transmission du Nigéria a développé un nouveau plan de développement TSO qui couvre la période 2017-2032.

L'objectif à atteindre est la libéralisation du secteur de la production et de la distribution d'énergie électrique tout en maintenant un rôle fort de l'État sur différentes missions.

TCN - Nigeria

TCN – Nigeria



Facteurs critiques identifiés :

- 2. Des domaines de responsabilités parfois mal délimités
- 9. Une faible santé financière des entreprises du secteur
- 13. Des systèmes de conduite des réseaux à renforcer
- 14. Un entretien des actifs sous optimal
- 17. Une tarification qui ne reflète pas les coûts réels du secteur
- 19. Une chaîne de recouvrement des factures à améliorer
- 20. Des bases commerciales de l'échange d'électricité aux frontières en cours de renforcement

Actions adaptées :

- 2. Un renforcement du régulateur et de ses prérogatives sur la tarification de l'électricité
- 3. Une réorganisation des sociétés d'électricité pour une meilleure adéquation au marché**
- 4. Une valorisation du CIC et une amélioration du dispatching
- 6. Extension, densification et renforcement des réseaux et des interconnexions comme vecteur de la performance du système**

Budget :

+
+/
-
+++

Calendrier indicatif :

Long terme
1-5 ans
Long terme
Long terme

Partenaires :

ARREC / IFD
Sociétés publiques / ASEA
EEEEOA
IFD / Investisseurs internationaux

10. L'élaboration d'un code réseau garantissant l'optimisation du système	+	1-3 ans	EEEOA / IFD / ASEA
11. La restructuration financière des sociétés	++	1-5 ans	FMI / Ministère de tutelle
13. Une facilitation des échanges par la standardisation de clauses contractuelles d'import / export	-	1-3 ans	EEEOA

Activités menées :

Afin de résoudre les problèmes techniques par le biais de la chaîne de valeur de l'électricité, le plan d'investissement dans la production, le transport et la distribution d'électricité est prévu dans la feuille de route pour la réforme du secteur énergétique. De plus, un important plan de développement a été lancé sur le secteur du T & D financé par des IFDs.

La société de transmission du Nigéria a développé un nouveau plan de développement TSO qui couvre la période 2017-2032..

SENELEC - Sénégal

SENELEC – Senegal



Facteurs critiques identifiés :

- 4. Des lignes de transport en développement
- 11. Des capacités de contractualisation et de suivi des contrats à renforcer
- 19. Une chaîne de recouvrement des factures à améliorer

Actions adaptées :

5. Une homogénéité au niveau des schémas directeurs, plans stratégiques et feuilles de route

6. Extension, densification et renforcement des réseaux et des interconnexions comme vecteur de la performance du système

13. Une facilitation des échanges par la standardisation de clauses contractuelles d'import / export

15. L'instauration de compteurs à prépaiement et la décentralisation des activités de facturation et de leur recouvrement

16. Un renforcement des supports techniques et juridiques de la part des IFD

17. Un renforcement des capacités techniques et contractuelles à travers le réseau universitaire régional

Budget :

-

+++

-

++

-

+

Calendrier indicatif :

Continue

Long terme

1-3 ans

1-5 ans

Continue

Continue

Partenaires :

EEEEOA / CEREEC

IFD / Investisseurs internationaux

EEEEOA

IFD

IFD

EEEEOA / ASEA

Version finale

Activités menées :

Présence des IPPs

La présence d'IPP au Sénégal est importante, que ce soit pour la production en fuel ou, ces dernières années, pour les projets de centrales à charbon et solaire. La crédibilité financière de la SENELEC, l'acheteur unique, est essentielle pour attirer les investissements privés.

Diversification des sources et développement des énergies renouvelables

La diversification des sources d'énergies passe par une stratégie correctement établie et soutenue par des mesures incitatives en matière d'énergies renouvelables, autant pour les gros projets qu'en matière d'autoproduction.

L'obligation de raccordement et de tarifs de rachat en matière d'énergie renouvelable permet d'assurer une certaine viabilité financière des investisseurs privés, notamment grâce aux compensations. Si l'appui des pouvoirs publics est présent, les tarifs de rachat sont encore jugés trop bas.

Electrification rurale et mise en concession

En matière d'électrification rurale, des retours positifs sont observés sur les mises en concession. La subvention apportée par les pouvoirs publics et l'obligation de performance (au regard du nombre de raccordement) ont été bénéfiques.

Développement de la SENELEC

Le plan stratégique Yeesal 2020 est ambitieux. La réussite de l'emprunt obligataire lancé début 2018 sera un signe de la confiance des épargnants et des investisseurs institutionnels en la SENELEC.

Par ailleurs, ce plan devra faire l'objet d'un pilotage et d'un suivi rigoureux compte tenu de son ampleur : il concerne toutes les dimensions de l'entreprise (techniques, humaines, commerciales et financières).

EDSA – Sierra Leone

EDSA – Sierra Leone



Facteurs critiques identifiés :

- 3. Un bilan offre-demande déficitaire comblé par des solutions d'urgence coûteuses
- 4. Des lignes de transport en développement
- 5. Des réseaux de distribution peu entretenus et peu étendus
- 7. Un cadre réglementaire et institutionnel inadapté à la mobilisation efficiente du secteur privé
- 17. Une tarification qui ne reflète pas les coûts réels du secteur
- 18. Une consommation des clients finaux mal appréhendée
- 19. Une chaîne de recouvrement des factures à améliorer
- 21. Un service aux client absent

Actions adaptées :

- 5. **Une homogénéité au niveau des schémas directeurs, plans stratégiques et feuilles de route**
- 6. **Extension, densification et renforcement des réseaux et des interconnexions comme vecteur de la performance du système**
- 7. Une diversification des modes de développement de projet et une définition du portefeuille de garanties d'Etat
- 8. Une meilleure clarté des procédures de passation de marché

Budget :

-
- +++
- +
- +

Calendrier indicatif :

- Continue
- Long terme
- 1-3 ans
- 1-3 ans

Partenaires :

- EEEOA / CEREEC
- IFD / Investisseurs internationaux
- CEDEAO / IFD / FMI / Ministère de tutelle
- IFD / Ministère de tutelle

Version finale

12. Une comptabilité analytique, un apurement et un audit annuel des comptes pour une meilleure transparence	+	1-3 ans	Cour des Comptes / CEDEAO
14. La mise en place de logiciels de gestion de la clientèle et de centres d'appel	++	1-3 ans	Sociétés privées
15. L'instauration de compteurs à prépaiement et la décentralisation des activités de facturation et de leur recouvrement	++	1-5 ans	IFD
16. Un renforcement des supports techniques et juridiques de la part des IFD	-	Continue	IFD

Activités menées :

La Distribution d'électricité et de la Supply Authority (EDSA) a défini un plan d'action pour s'attaquer à ses difficultés et, plus généralement, celles du secteur de l'électricité. Ces actions sont les suivantes :

- Réduire les pertes commerciales
- Appliquer la politique de protection contre le vol, comprenant le paiement de la pénalité
- Améliorer l'efficacité de collection
- Renforcer les opérations et la réparation des pannes
- Développer le programme de placement de réduction de perte technique
- Régler les frais de connexion à l'état profond coût récupération.

CEET - Togo

CEET – Togo



Facteurs critiques identifiés :

- 6. Un mix énergétique faiblement diversifié
- 9. Une faible santé financière des entreprises du secteur
- 17. Une tarification qui ne reflète pas les coûts réels du secteur
- 13. Des systèmes de conduite des réseaux à renforcer
- 19. Une chaîne de recouvrement des factures à améliorer

Actions adaptées :

1. **Un recours adapté aux contrats de gestion**

2. Un renforcement du régulateur et de ses prérogatives sur la tarification de l'électricité

4. Une valorisation du CIC et une amélioration du dispatching

5. Une homogénéité au niveau des schémas directeurs, plans stratégiques et feuilles de route (production et transport)

10. **L'élaboration d'un code réseau garantissant l'optimisation du système**

11. **La restructuration financière des sociétés**

Budget :

++

+

-

-

+

++

Calendrier indicatif :

3-5 ans

Long terme

Long terme

Continue

1-3 ans

1-5 ans

Partenaires :

Sociétés privés / IFD

ARREC / IFD

EEEEOA

EEEEOA / CEREEC

EEEEOA / IFD / ASEA

FMI / Ministère de tutelle

15. L'instauration de compteurs à prépaiement et la décentralisation des activités de facturation et de leur recouvrement	++	1-5 ans	IFD
<p>Activités menées :</p> <p>Sous tarification Concernant le tarif du service d'électricité, le gouvernement du Togo a décidé d'augmenter les tarifs aux consommateurs en mars 2017.</p> <p>Forte dépendance aux importations Concernant la dépendance du Togo aux importations, le gouvernement du Togo a décidé de réduire la part des importations et d'augmenter celle de la centrale de Contour Global depuis 2016. Cette action permet de renforcer la production nationale dans le mix mais s'est effectuée de manière relativement brutale du point de vue de la CEB et de ses engagements vis-à-vis de ses pays exportateurs.</p>			

En tant qu'acteur de la transition énergétique, Tractebel propose à ses clients un éventail complet de conseils et services en ingénierie couvrant l'ensemble du cycle de vie des réalisations, y compris la conception et la gestion de projets. Reconnue comme une des plus grandes entreprises mondiales de conseils en ingénierie et s'appuyant sur plus de 150 ans d'expérience, la société a pour mission de façonner le monde de demain. Avec près de 4.400 experts et des implantations dans 33 pays, nous sommes en mesure de proposer à nos clients des solutions multidisciplinaires dans les domaines de l'énergie, de l'eau et des infrastructures.

TRACTEBEL ENGINEERING S.A.

Boulevard Simón Bolívar 34-36
1000 - Bruxelles - BELGIQUE
tractebel-engie.com

Laurence CHARLIER
tel. +32 2 476 31 07 92
laurence.charlier@tractebel.engie.com