

# BANQUE AFRICAINE DE DEVELOPPEMENT



Référence No: P-CM-FA0-005  
Distribution: Equipe d'évaluation du projet  
Chefs de projet: M. Faraoun / C. Eboumbou

Langue: Français  
Original: Anglais

---

## RAPPORT D'ÉVALUATION DE PROJET

### PROJET D'ÉNERGIE DE KRIBI

**CAMEROUN**

**Juin 2011**

Le présent rapport ne peut être communiqué qu'aux membres du personnel dont les activités concernent le sujet qui y est traité. Toute autre distribution doit être autorisée par le Directeur, OPSM.

## **TABLE DES MATIERES**

SIGLES ET ABREVIATIONS.....	II
LISTE DES TABLEAUX ET GRAPHIQUES .....	III
<b>1. INTRODUCTION.....</b>	<b>1</b>
<b>2. PROJET .....</b>	<b>1</b>
Description .....	1
Promoteurs .....	3
Structure du coût et plan de financement.....	4
Rôle de la BAD .....	5
Mécanisme de mise en oeuvre .....	6
Le marché.....	10
<b>3. JUSTIFICATION DE LA PARTICIPATION DE LA BANQUE.....</b>	<b>12</b>
Analyse de l'alignement stratégique.....	12
Analyse de la viabilité commerciale .....	13
Analyse des résultats du développement.....	17
Analyse de l'additionalité et de la complémentarité.....	21
<b>4. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>22</b>

## **LISTE DES ANNEXES**

ANNEXE 1: CADRE LOGIQUE AXÉ SUR LES RÉSULTATS.....	24
ANNEXE 2 : REFORMES DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE AU CAMEROUN.....	27
ANNEXE 3 : IMPACT D'ALUCAM SUR LE DEVELOPPEMENT.....	28

## SIGLES ET ABREVIATIONS

AES	AES Corporation
AFD	Agence Française de Développement
AIC	Accord d'installation des connexions
ARSEL	<i>Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité)</i>
BAD	Banque africaine de développement
BEAC	Banque des Etats de d'Afrique Centrale
BOOT	Construction-possession-exploitation et transfert
BT	Basse tension
CAC	Conception-achat-construction
COBAC	Commission Bancaire de l'Afrique Centrale
DPDC	Dibamba Power Development Company
EIES	Evaluation de l'impact environnemental et social
FCFA	Franc CFA
GC	Gouvernement du Cameroun
GCA	Gaffner, Cline & Associates
GPR	Garantie partielle du risqué
GPC	Garantie partielle de crédit
HT	Haute tension
IFD	Institution de financement du développement
KPDC	Kribi Power Development Corporation
MT	Moyenne tension
MW	Mégawatt
MWH	Mégawatt heure
OMD	Objectifs du millénaire pour le développement
PAR	Plan d'action de réinstallation
Perenco	Perenco Cameroon
PGES	Plan de gestion environnementale et sociale
PIB	Produit intérieur brut
PIE	Producteur indépendant d'énergie
PPP	Partenariat public-privé
RC	République du Cameroun
SFI	Société financière internationale
SNH	Société Nationale des Hydrocarbures
SONEL	Ancienne société nationale de distribution d'électricité au Cameroun
TIBEUR	Taux interbancaire offert en euros
TVA	Taxe sur la valeur ajoutée
UC	Unité de compte

## LISTE DES TABLEAUX ET DES GRAPHIQUES

### **Tableaux**

TABLEAU 1: STRUCTURE DU COÛT .....	4
TABLEAU 2: PLAN DE FINANCEMENT .....	5
TABLEAU 3: VENTILATION DES RECETTES.....	14
TABLEAU 4: ANALYSE DES PARTENAIRES.....	21

### **Graphiques**

GRAPHIQUE 1: CARTE DU SITE .....	2
GRAPHIQUE 2: CADRE CONTRACTUEL.....	7
GRAPHIQUE 3: EQUILIBRE DEMANDE-OFFRE EN MW .....	12

Equivalences monétaires (juin 2011)

1 EUR = XOF (FCFA) 655,957

## RESUME – PROJET D'ENERGIE DE KRIBI

<b>Description du projet</b>	Le projet porte sur la construction et l'exploitation d'une centrale à gaz de 216 MW à Mpolongwe, un village situé à 9 km au Nord de la ville balnéaire de Kribi, dans la région du Sud du Cameroun, et d'une ligne de transport d'énergie de 225 KV, longue de 100 km, qui devra être connectée au réseau interconnecté Sud du pays. Le projet sera exécuté sous le mode de construction-possession-exploitation-transfert.
<b>Client/Promoteur</b>	AES Corporation est l'une des plus grandes entreprises mondiales de production, transport et distribution d'énergie. AES, à travers sa filiale AES SONEL, a un bilan remarquable en matière d'amélioration du secteur de l'électricité au Cameroun. La Banque a eu une précédente expérience avec le promoteur, en débloquant 60 millions d'euros en 2006 pour financer en partie le programme d'investissement d'AES SONEL. La Banque a également offert 22 millions d'euros pour le projet de Centrale de Dibamba qui a été exécuté par le même promoteur.
<b>Structure du coût et plan de financement:</b>	Le coût total du projet est estimé à 255,8 millions d'euros. Les investisseurs en actions contribueront à hauteur de 25% et les 75% restants seront financés par une association de banques commerciales locales, dans le cadre de la Garantie de risque partiel de la Banque mondiale qui représente 23% de la dette totale.
<b>Rôle de la Banque:</b>	La Banque se propose d'accorder un prêt privilégié n'excédant pas 45 millions d'euros à KPDC pour financer le projet, ce qui représente 17% du coût total. <i>Les conditions financières sont les suivantes:</i> - <i>Echéance: une période n'excédant pas 12, 5 ans</i> - <i>Période de grâce: 3 ans au maximum</i> - <i>Taux d'intérêt indicatif: Taux fixe de l'équivalent swap, TIBEUR 6 mois+400 points de base</i> - <i>Frais initiaux: 90 points de base; engagement: 50 points de base; évaluation: 75.000 dollars EU (50.000 dollars EU déjà payés), Supervision : Euro 20 000.</i>
<b>Mécanismes de mise en œuvre:</b>	Le projet sera exécuté dans le cadre d'une structure à finalité spécifique, Kribi Power Development Project (KPDC), constituée au Cameroun au titre d'une coentreprise entre la République du Cameroun (RC) et AES Kribi Holding BV, une filiale d'AES Corporation. La RC détient 44% des actions et AES Corporation 56%. KPDC conclura, à travers un processus d'appel d'offres, un Accord d'achat d'énergie ferme de 20 ans et un accord de fourniture de gaz de 20 ans avec la Société Nationale d'Hydrocarbures (SNH). La construction de la centrale et de la ligne de transport sera effectuée dans le cadre de contrats de conception-achat-construction clés en main et à prix forfaitaire distincts. KPDC signera des accords de service avec AES SONEL et AES Corporation pour offrir des services consultatifs et l'appui nécessaire en matière de développement, de construction, de mise en service, d'essai, d'exploitation et d'entretien du projet.
<b>Marché</b>	La demande a augmenté rapidement au cours des récentes années du fait de l'accroissement simultané de la population et du PIB. La croissance de la demande d'énergie était estimée à 6% par an sur le moyen terme. Le Cameroun exploite ses abondantes ressources hydroélectriques, et l'énergie thermique est produite essentiellement pendant la saison sèche lorsque la production d'énergie hydroélectrique est en baisse. Si sa capacité n'est pas accrue à court terme, le pays fera face à un important déficit énergétique. Le projet s'avère nécessaire pour réduire l'ampleur du déficit énergétique. Environ 45% de la production totale d'électricité est consommé par les clients haute tension (HT). Le coût d'exploitation effectif de la production d'énergie à Kribi, y compris tous les frais d'exploitation, du carburant et d'investissement, est très compétitif et s'élève à 5,9 centimes d'euro/kWh. Les prix moyens des services publics se présentent comme suit : faible voltage (LV) 81,04 FCFA/kWh (soit environ 12 centimes d'euros), voltage moyen (MV) 65,22 FCFA/kWh (soit environ 9,9 centimes d'euro par kWh), catégorie sociale : 30 FCFA/kWh (soit environ 4,5 centimes d'euro par kWh), et prix Alucam : 13,99 FCFA/kWh (soit environ 2,1 centimes d'euro/kWh).
<b>Justification de l'implication de la Banque:</b>	
<b>Alignement stratégique</b>	Le projet est aligné sur le Document intégral de stratégie de réduction de la pauvreté (DSRP) du Cameroun adopté en avril 2003, pour la période 2003-2015. Les principaux éléments des programmes d'action décrits dans le DSRP nécessitent le développement de l'infrastructure à l'appui des secteurs productifs et sociaux. De plus, le projet est tout à fait en conformité avec la stratégie de la Banque au Cameroun qui, entre autres piliers, met l'accent sur l'amélioration des infrastructures en vue d'appuyer la croissance économique et de contribuer à la réduction de la pauvreté. Le projet est également conforme à la stratégie du secteur privé de la Banque qui encourage le développement des infrastructures à travers le partenariat PPP.
<b>Viabilité commerciale</b>	L'accord d'achat d'électricité et le contrat de connexion-installation prévoient un paiement de capacité par l'exploitant, pour compenser les coûts d'investissement, du service de la dette, et d'exploitation de KPDC à travers une formule intermédiaire assortie d'une clause forfaitaire. Les paiements au titre de l'accord d'achat d'électricité et du contrat de connexion-installation sont destinés à produire un rendement des capitaux propres de 18% en faveur de KPDC. Le taux de couverture minimum du service de la dette est élevé, soit 1,63 fois.
<b>Résultats de développement</b>	Le projet accroîtra la capacité de production énergétique de 216 MW et renforcera la fiabilité de l'offre d'électricité. En outre, il diversifiera les sources de production de l'énergie au Cameroun à travers le développement de la production gazière, tout en délocalisant les centrales thermiques à mauvais rendement, réduisant ainsi l'impact environnemental, y compris les émissions de carbone. Le projet exploitera également le champ gazier de la Sanaga et permettra au pays de mettre à profit ses propres ressources pour remplacer les importations de carburant. Par ailleurs, le projet permettra de soutenir l'industrie de l'Aluminium au Cameroun. Le taux de rendement économique interne prévu est élevé, soit 35% en termes réels, et la valeur actualisée nette s'élève à 209 millions d'euros.
<b>Additionnalité et complémentarité</b>	L'engagement de la BAD et d'autres IFD avec les promoteurs et les autorités nationales, depuis le démarrage du projet en 2007, a permis aux promoteurs de négocier un cadre contractuel sain pour le projet. Le projet est une illustration du partenariat africain du financement, au titre duquel la Banque et d'autres IFD collaborent activement pour accorder des financements privés aux secteurs de première importance de manière rentable et pour un impact maximum. Par ailleurs, la Banque et d'autres IFD ont plaidé en faveur de la participation des banques commerciales à la transaction.
<b>Plan de traitement:</b>	
<b>Equipe d'évaluation du projet:</b>	Malik Faraoun (OPSM.3); Caroline Eboumbou (OPSM.3), Sanders Mutandwa (FFMA.2); Julius Musoke (GECL.1); Alli Dimple Mukasa (EDRE); Samba Ndiaye Guirane (EDRE); Andrey Klevchuk (OPSM.1) ; Awatef Fourati (ONEC.3); Christiane Bollo-Tema (CMFO), Joseph Mbi Tihngang (OPSM.5)
<b>Revue exploratoire:</b>	23 septembre 2007
<b>Revue conceptuelle:</b>	10 mars 2010
<b>Revue finale:</b>	29 juin 2011
<b>Approbation par le Conseil:</b>	15 juillet 2011

## **1. INTRODUCTION**

1.1 En 2007, les promoteurs ont approché la Banque en vue du financement de deux centrales électriques de secours au titre du projet Kribi–Dibamba, afin de remédier à la pénurie d'électricité d'urgence au Cameroun, de réduire le délestage et de répondre aux besoins persistants d'électrification d'une population et d'une économie camerounaises en pleine croissance. AES Corporation et la République du Cameroun (RC) ont signé un accord de coentreprise pour promouvoir le projet Kribi-Dibamba afin de combler les récents déficits énergétiques du Cameroun. En 2007, la Banque a évalué le projet suite à l'approbation de la Note conceptuelle du projet en novembre 2007. Toutefois, le traitement du projet a été différé en attendant la finalisation de l'accord d'alimentation en gaz de la centrale de Kribi. Pour satisfaire la demande pressante, les promoteurs ont décidé de séparer les deux projets et mis en place une centrale indépendante à Dibamba dont les opérations commerciales ont démarré.

1.2 L'accord d'alimentation en gaz a été signé en janvier 2008 et modifié en mars 2009 afin d'améliorer la bancabilité du projet. Un autre amendement sera signé en juillet 2011 pour aligner la date de la première livraison de gaz sur la date cible de mise en exploitation. L'équipe du projet a obtenu l'approbation du concept en mars 2010<sup>1</sup>; toutefois, la qualité du gaz s'est avérée inférieure aux attentes, ce qui a nécessité de nouvelles négociations et une amélioration de l'installation de traitement de gaz. Par la suite, le traitement du projet a été différé en attendant la confirmation que la qualité du gaz peut être adaptée aux exigences de la centrale. En mai 2011, les promoteurs et l'ingénieur indépendant des bailleurs de fonds ont informé les bailleurs de fonds qu'un accord a été conclu avec le fournisseur de gaz et que la centrale peut fonctionner avec le gaz disponible.

1.3 Le projet profite de l'expérience acquise pendant le traitement de Dibamba<sup>2</sup>, premier producteur indépendant d'énergie (PIE) du pays. Les modèles de documents du projet seront élaborés sur la base des documents de Dibamba et la négociation des documents de Kribi devrait prendre moins de temps. Par ailleurs, la plupart des autorisations et permis requis pour Kribi ont été sollicités et obtenus en même temps que ceux de Dibamba ce qui va permettre de réduire considérablement le temps nécessaire pour le bouclage financier et le premier décaissement.

1.4 Le présent rapport d'évaluation de projet a été élaboré sur la base des nombreuses réunions organisées avec les promoteurs. Il comprend quatre sections. Après l'introduction, la deuxième section présente brièvement le projet, notamment les promoteurs, le plan de financement, le rôle de la Banque, les mécanismes de mise en œuvre et le marché. La troisième section analyse le projet au regard des quatre principaux critères de sélection de la Banque pour les projets du secteur privé, à savoir : (i) l'alignement stratégique, (ii) la viabilité commerciale, (iii) les résultats de développement escomptés, et (iv) l'additionnalité et la complémentarité de la Banque. La dernière section résume les premières conclusions et présente les recommandations de la Direction. Le cadre logique axé sur les résultats est présenté à l'annexe 1 du présent rapport.

## **2. LE PROJET**

### **Description**

2.1. Le projet de centrale électrique de Kribi (le Projet), deuxième projet de producteur indépendant d'énergie au Cameroun<sup>3</sup>, sera exploité par Kribi Power Development Corporation

---

<sup>1</sup> On constatera que la structure et la conception du projet restent inchangées.

<sup>2</sup> Le projet Dibamba a été approuvé en avril 2010, signé en mai 2011 et le décaissement est attendu en juillet 2011.

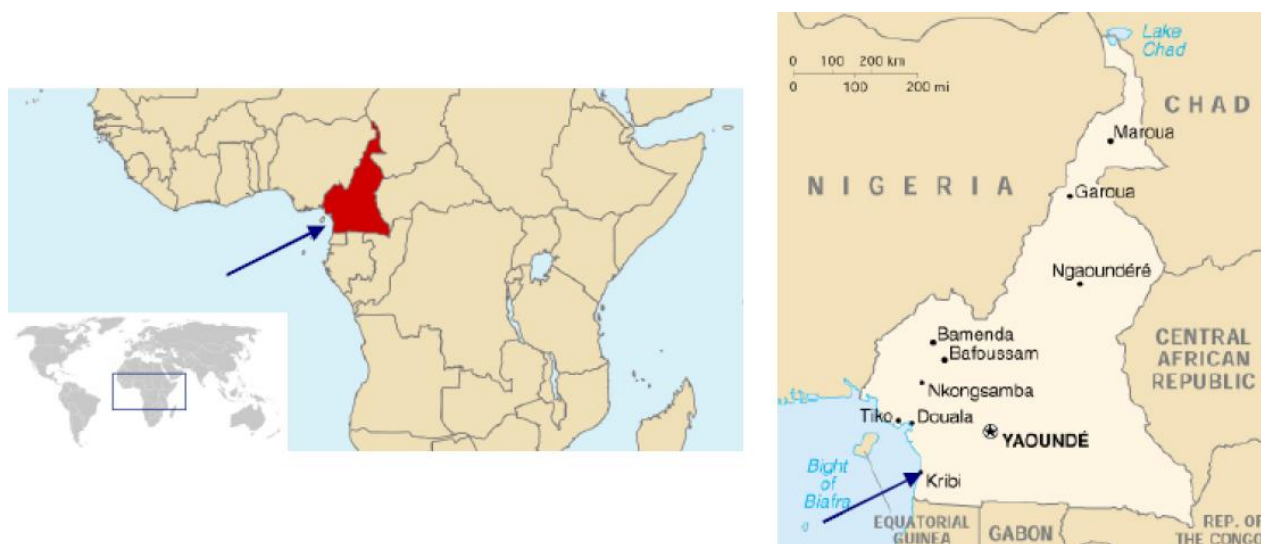
<sup>3</sup> Le premier PIE étant le projet énergétique de Dibamba.

(KPDC), une société à finalité spécifique créée par AES Corporation (AES) et la République du Cameroun. Le projet vise la construction d'une installation de production de 216 MW bruts (211 MW nets) alimentée au gaz et la création d'une ligne de transport d'énergie et d'installations de sous-station afin de connecter la centrale au réseau électrique. Les générateurs bénéficieront de la technologie de moteur alternatif et utiliseront deux combustibles : le gaz naturel comme carburant primaire et le fuel léger ou lourd comme combustibles secondaires.

2.2. La partie du projet relative à la centrale électrique se compose de 13 moteurs alternatifs à gaz d'une capacité de production de 16,6 MW chacun. Les générateurs bénéficieront de la technologie de moteur alternatif et utiliseront deux combustibles : le gaz naturel comme carburant primaire et le fuel léger ou lourd comme combustibles secondaires. La composante du projet afférente au transport d'énergie se compose d'une ligne de transport de 225 kV, longue de 100 km, dotée d'une sous-station d'allumage à la centrale et d'un équipement terminal à la sous-station de Mangombe à Edéa, à l'autre extrémité de la ligne de transport d'énergie. Le projet devrait fonctionner avec une charge de base de 50 MW à 60 MW pendant la saison pluvieuse avec des pointes quotidiennes atteignant 213 MW. Pendant la saison sèche, alors que l'énergie hydroélectrique est moins disponible, la production de la centrale sera plus élevée.

2.3. La centrale électrique sera implantée à Mpolongwe, village situé 9 km au nord de la ville balnéaire de Kribi, dans la région du sud Cameroun (voir Figure 1 ci-dessous).

**Schéma 1: Carte du site**



2.4. Il s'agit d'un projet construction-possession-exploitation-transfert (BOOT) doté d'une licence de production et de vente d'une durée de 20 ans, délivrée par l'Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité (ARSEL). AES-SONEL sera le seul exploitant de l'énergie électrique en vertu d'un accord d'achat d'énergie électrique. Au terme de la période de validité de la licence, en cas de non renouvellement, la centrale électrique sera vendue à la RC au prix du marché. Les droits sur les installations de transport et de sous-station seront transférés à AES-SONEL lors de la mise en service de la centrale électrique.

2.5. La centrale achètera le gaz naturel, dans le cadre d'un accord d'alimentation en gaz, au bassin de la Sanaga Sud qui est aménagé par la Société Nationale des Hydrocarbures (SNH) et

Perenco Cameroon (Perenco), filiale de Perenco<sup>4</sup>, une société privée des hydrocarbures. Le gaz naturel sera fourni par la SNH au titre d'un accord d'achat ferme de 20 ans. Le projet devrait être le seul exploitant de gaz de la SNH. L'exploration gazière de la SNH est un projet commun distinct qui n'aurait pas été développé en l'absence d'une centrale électrique de déchargement, puisque la qualité et la quantité des réserves de gaz ne justifient pas la construction d'un gazoduc ou d'installations de liquéfaction, mais nécessitent plutôt un utilisateur national. Le projet peut utiliser rationnellement le gaz disponible, et il permettra au pays de tirer profit de l'une de ses rares richesses en ressources naturelles.

2.6. Le gaz naturel sera livré à la SNH par le biais d'un système d'alimentation en gaz en amont, mis en œuvre par Perenco, et qui se composera de trois puits à creuser dans le champ gazier offshore de la Sanaga Sud, près du site de Kribi. Perenco livrera le gaz à la SNH à l'aile de sortie de son installation de traitement de gaz; la SNH fera construire un gazoduc sur terre, d'une longueur de 18 km, de l'installation de traitement de gaz au site de la centrale électrique.

### **Promoteurs**

2.7. Le projet est conjointement financé par le Gouvernement du Cameroun (44%) et AES Corporation, principal investisseur (56%). AES Corporation est une société d'électricité mondiale cotée à la Bourse de New York et basée aux Etats-Unis, qui exerce les activités de production et de distribution d'énergie électrique dans 29 pays à travers 5 continents. Elle compte 25 000 travailleurs dans le monde. AES Corporation totalise environ trois décennies d'expérience dans le développement et l'exploitation d'installations d'énergie. En Afrique, elle possède et exploite des centrales électriques au Cameroun et au Nigeria.

2.8. En 2001, AES a signé un accord de concession de 20 ans<sup>5</sup> au titre d'une coentreprise (AES-SONEL) avec la RC, pour la possession et l'exploitation du réseau électrique national, notamment une capacité de production de 933 MW, 32 000 km de lignes de transport et un réseau de distribution desservant plus d'un demi million de clients. En vertu de la concession, la puissance maximale d'AES-SONEL se limite à 1000 MW. Tout besoin de capacité de production supplémentaire doit être comblé par les PIE et approuvé par ARSEL.

2.9. En 2006, la Banque a approuvé une facilité de dette de 60 millions d'euros en faveur d'AES-SONEL à titre de financement partiel de son programme d'investissement<sup>6</sup> dont le montant total s'élève à environ 380 millions de dollars EU. Le programme comprend la rénovation des biens de production, de transport et de distribution, l'augmentation, à plus du double, du nombre de personnes desservies par la société au cours des 15 prochaines années et l'extension du réseau aux régions du pays non desservies.

2.10. Dans l'ensemble, la performance d'AES-SONEL a été satisfaisante, et elle a honoré ses obligations au titre de la concession. S'agissant de la production, la société a effectivement achevé la réhabilitation du projet hydroélectrique d'Edéa, construit la centrale de fuel lourd de Logbaba II et effectué plusieurs autres réhabilitations et remplacements d'équipement. Dans le réseau de transport, AES-SONEL a réparé des transformateurs et des sous-stations et mis en œuvre deux projets de câble à fibre optique. Dans le domaine de la distribution, AES-SONEL doit, dans le cadre de la concession, connecter 50 000 nouveaux clients au réseau chaque année, et elle est évaluée sur trois ans. Les nouveaux branchements devraient avoir un important impact positif sur le

---

<sup>4</sup> Perenco est le constructeur des installations en mer, des puits de gaz, et des installations de traitement sur terre; c'est une société pétrolière et gazière expérimentée qui exerce ses activités au Cameroun depuis 1993, dans la production pétrolière.

développement. AES-SONEL investit également dans la réduction des pertes de distribution, l'amélioration de l'exactitude de la facturation et la réduction des factures impayées ; du reste, elle a fait de grands progrès sur ces plans en 2009.

### Structure des coûts et plan de financement

2.11 Le coût total du projet est estimé à 255 millions d'euros, dont 75% de dette<sup>7</sup> (186,6 millions d'euros). Le tableau 1 ci-dessous présente la ventilation des coûts du projet.

**Tableau 1: Structure des coûts**  
(millions d'euros)

Usages	Montant (millions d'euros)	%
Coût de CAC de la centrale	119,8	47%
Coût de CAC des interconnexions	42,8	17%
Impondérables	14,0	5%
Développement	21,8	9%
Réinstallation <sup>8</sup>	6,1	2%
Mise en service	11,2	4%
DSRA	14,8	6%
Coûts de financement	19,7	8%
Accord d'alimentation en gaz – Lettre de crédit	5,6	2%
<b>Total</b>	<b>255,8</b>	<b>100%</b>

2.12 Les coûts susmentionnés ont été examinés par l'ingénieur indépendant des bailleurs de fonds<sup>9</sup>, et ils se sont avérés dans les normes industrielles pour la région. Les principaux éléments de coûts sont les contrats de conception-achat-construction (CAC) pour la centrale et la ligne de transport qui représentent les deux tiers du coût total du projet.

2.13 Les imprévus correspondent à 5% du coût total du projet et représentent 11% des coûts inutilisés. Ces imprévus ont été comparés à ceux des projets similaires, et ils sont appropriés puisque l'élément CAC représente des contrats à prix forfaitaire signés et que les autres coûts traduisent une étude approfondie au cours du processus de développement. L'ingénieur indépendant des bailleurs de fonds a jugé les impondérables raisonnables.

2.14 Pour lancer la mise en œuvre du projet, les promoteurs ont contracté un prêt local de préfinancement<sup>10</sup> d'un montant de 60 milliards de FCFA (soit environ 91 millions d'euros). La facilité de prêt-relais a une échéance de 6 mois et couvrira les coûts du projet entre mai 2011 et la

<sup>5</sup> AES-SONEL fonctionne dans le cadre d'accords de concession qui expirent en 2021. Il convient de relever qu'il y a non concordance entre la durée de l'accord d'achat d'électricité et la concession d'AES SONEL (cf. section 23.19 Conformité légale)

<sup>6</sup> Le projet est à la phase de mise en œuvre. La Banque a entièrement décaissé son prêt. L'évaluation de l'actuel crédit interne et la qualité est 5 (« acceptable »). La performance financière du projet est satisfaisante et AES-SONEL est en conformité avec les ratios financiers minimums spécifiés dans les accords de prêts d'investissement. Le numéro SAP du projet est P-CM-FA0-002

<sup>7</sup> Non compris la lettre de crédit de l'accord d'approvisionnement en gaz.

<sup>8</sup> La réinstallation sera financé par le projet de SPV (KPDC) en utilisant les capitaux propres.

<sup>9</sup> Suite à un appel d'offres, les bailleurs de fonds ont retenu Sargent & Lundy Engineers L.L.C comme leur ingénieur indépendant. Sargent & Lundy Engineers L.L.C est une firme d'ingénierie de premier ordre qui jouit d'une grande expérience en tant que conseiller en matière de projet d'énergie thermique.

<sup>10</sup> C'est une particularité des grands projets d'infrastructure privés de contracter des prêts-relais afin de démarrer l'exécution du projet, en attendant la mise en place du financement à long terme.

clôture financière à long terme<sup>11</sup>. Il comprend une garantie de la RC ainsi qu'une action engagée sur la société du projet. Les banques qui participent au préfinancement sont : ECOBANK Cameroun, ECOBANK Centrafrique, ECOBANK Congo, ECOBANK GABON, ECOBANK Tchad, ECOBANK Sao Tome et Principe, ATTIJARI BANK, Afriland First Bank, UBA Cameroun et BGFI Bank.

2.15 Comme le révèle le tableau 2 ci-dessous, les investisseurs contribueront pour 25% environ et les 75% restants seront assurés par une dette combinée des banques commerciales locales au titre d'une garantie partielle du risque (GPR) de la Banque mondiale qui représente 23% de la dette totale.

**Tableau 2: Plan de financement**  
(millions d'euros)

Instrument	Source	Montant	Proportion
<b>Prêt privilégié</b>	BAD	35 au max	14% - 17%
		45	
	IFC	35	14%
	BEI	35	14%
	Proparco	13,6	5%
	BDEAC	8	3%
	Banques commerciales locales et régionales	60	23%
<b>Intérêt direct</b>	Intérêt AES	35,6	
	Intérêt RC	28	25%
<b>Lettre de crédit de l'AAG</b>		5,6	2%
	<b>TOTAL</b>	<b>255,8</b>	<b>100%</b>

2.16 Il convient de relever que la COBAC (*Commission bancaire de l'Afrique centrale*) ne permet pas aux banques commerciales locales d'assurer un financement pendant plus de 7 ans. Les banques commerciales bénéficieront d'une GPR de la Banque mondiale. La GPR favorisera une amélioration adéquate des termes de crédit de ces banques. La Standard Chartered Bank a été mandatée pour organiser la tranche relative aux banques commerciales.

2.17 Si la facilité des banques commerciales locales est confirmée, la Banque réduira sa participation au projet, qui passera de 45 millions d'euros à 35 millions d'euros, soit 15% du coût total du projet. Dans le même ordre d'idées, les autres IED cadreraient proportionnellement avec le plan de financement en cas de déficit de financement commercial. La facilité de prêt commercial comporte le risque de déficit dans le plan de financement, mais elle est équilibrée par l'importante additionnalité générée par les efforts de regroupement des banques commerciales, ce qui stimulerait les marchés financiers locaux et régionaux.

### **Le rôle de la BAD**

2.18 La Banque se propose d'octroyer à KPDC, un prêt privilégié n'excédant pas 45 millions d'euros, pour financer le projet. L'échéance du prêt de la BAD ne dépassera pas 12,5 ans, avec un différé d'amortissement ne dépassant pas 3 ans. Le taux d'intérêt sera égal au taux fixe de l'équivalent swap, TIBEUR 6 mois, plus une marge de 400 points de base environ.

<sup>11</sup> La clôture financière à long terme du projet devrait se produire le 30 août 2011.

2.19 En concertation avec les autres bailleurs de fonds, la Banque s'est activement engagée, aux côtés d'AES et de la RC, dans la création de conditions de bancabilité des projets de Kribi et de Dibamba<sup>12</sup> ; aussi a-t-elle examiné les documents et accords du projet qui ont permis d'améliorer la viabilité commerciale et les résultats de développement du projet.

2.20 **Leçons apprises** : Les leçons apprises des précédentes expériences de la Banque au Cameroun, y compris le programme de dépense en capital d'AES et les projets de Dibamba, se formulent comme suit: (i) des promoteurs et une gestion professionnelle solides sont un facteur clé de la réussite du projet ; (ii) l'engagement permanent de l'ensemble des organismes publics concernés est essentiel pour le bouclage financier du projet dans les délais ; (iii) il est capital que les bailleurs de fonds bénéficient de l'avis d'un ingénieur indépendant accrédité ; (iv) un organisme de réglementation compétent est capital pour une répartition équilibrée des intérêts entre les parties prenantes (Gouvernement, PIE, exploitant et consommateurs), et (v) un partage des risques convenable entre les secteurs public et privé est déterminant pour la réussite de tout projet PPP.

2.21 D'autres leçons ont été tirées des expériences antérieures de la Banque dans le secteur de l'énergie, à savoir: (i) un prix fixe et un contrat CAC à durée déterminée sont une mesure d'atténuation majeure pour le dépassement de coûts ; (ii) il est important que la technologie utilisée soit éprouvée et testée avec les combustibles aux normes locales ; (iii) les questions environnementales et sociales liées au développement du projet devraient être traitées le plus tôt possible ; et (iv) les documents financiers devraient prévoir une sécurité et des provisions suffisantes pour la bancabilité du projet.

### **Mécanismes de mise en œuvre**

2.22 **Société promotrice du projet** : Kribi Power Development Project (KPDC) est la société promotrice du projet<sup>13</sup>. Il s'agit d'une société à finalité spécifique (SFS) de droit camerounais, une coentreprise entre la RC et AES Kribi Holding BV, une filiale d'AES Corporation. La RC détient 44% des actions, tandis qu'AES Corporation en détient 56%. Au départ, la RC avait souhaité que les projets de Dibamba et de Kribi soient développés par AES Sonel dans le cadre de son programme d'investissement. Ce qui entraînerait l'augmentation de la puissance maximale d'AES Sonel à plus de 1000 MW. Toutefois, en 2005, la Banque mondiale et d'autres institutions de financement du développement (IFD) ont fait savoir à la RC qu'il serait mieux de créer une SFS distincte pour le projet Kribi-Dibamba dans le cadre d'une structure financière du projet standard, au lieu de les développer dans le cadre de la concession d'AES Sonel. En décembre 2006, les IFD avaient reconnu que le projet pouvait être développé en tant que filiale d'AES Sonel, si la RC et AES Sonel le souhaitaient<sup>14</sup>, et en février 2007, la RC a informé les IFD qu'elle a confié le développement du projet Kribi-Dibamba à KPDC. En 2005, la licence a été octroyée directement à une filiale d'AES Sonel dans le cadre d'une procédure d'urgence, pour les raisons suivantes : (i) les fonctionnaires et les organismes de régulation manquaient manifestement de capacités pour conduire un appel d'offres complexe, et (ii) l'appel d'offres aurait davantage différé le projet. AES Sonel ne supplantait pas non plus les autres projets de PIE, car ils étaient libres de faire leurs propres propositions d'investissement.

2.23 La préférence accordée à une structure financière de projet a permis de préparer le terrain pour de futures PIE avec des tiers, en même temps qu'elle a renforcé la transparence et la

---

<sup>12</sup> Les deux projets ont des structures similaires et suscitent les mêmes problèmes.

<sup>13</sup> A l'origine, KPDC a été créée pour développer Kribi et Dibamba. Le projet Dibamba a été dissocié de KPDC en tant qu'entité distincte, la Dibamba Power Development Company (DPDC).

<sup>14</sup> Référence est faite à l'accord d'échéances courantes passé entre AES Sonel et les institutions financières de développement pour le financement du programme d'investissement.

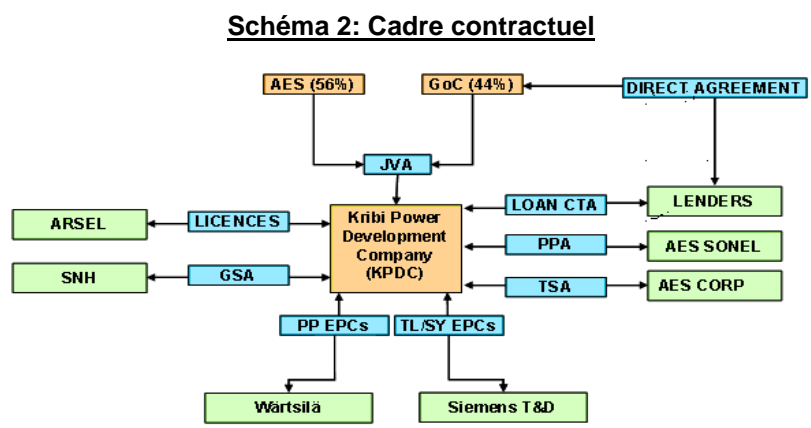
visibilité de Kribi et de Dibamba en tant que projets distincts. Elle n'a eu aucune répercussion négative sur la capacité de la concession d'AES Sonel à accroître son capital dans l'avenir. Au départ, Dibamba et Kribi étaient développés dans le cadre d'une SFS (KPDC); toutefois, en 2009, la Banque et les autres bailleurs de fonds ont fait savoir au promoteur et à la RC qu'il était nécessaire de dériver Dibamba de KPDC puisque les deux projets sont financés par différentes parties et la séparation des deux actifs était nécessaire pour assurer la bancabilité de chaque projet.

2.24 **Gouvernance d'entreprise :** La convention des actionnaires a été conclue en juillet 2008 entre AES Corporation et la RC. Le conseil d'administration de KPDC comprend sept administrateurs, et le président du conseil est nommé par le conseil d'administration sur proposition de la RC. Le Ministre de l'Energie en est le président en exercice. Trois administrateurs sont élus parmi les candidats proposés par AES Corporation. Le président du conseil d'administration n'a pas voix prépondérante.

2.25 **Direction :** L'équipe centrale de direction est constituée de cadres d'AES ayant une grande expérience et de solides connaissances dans le secteur de l'électricité. La direction de KPDC sera assurée par un Directeur général (DG) proposé par AES, aussi longtemps qu'elle détiendra 56% des droits de vote et du capital social de KPDC. Le DG est assisté de deux Directeurs généraux adjoints, nommés par le Conseil sur proposition de la RC et d'AES respectivement. Le Directeur général, Francis Simb Nag, est un Camerounais qui a travaillé pour la SONEL et pour AES-SONEL pendant plus de 20 ans, dans le secteur du transport et la distribution d'énergie. Au cours des trois dernières années, il a assumé les fonctions de directeur de gestion du réseau et du système de transmission à AES-SONEL. Les deux directeurs généraux adjoints sont Frédéric Mvondo et Mamat Zibrine, représentant respectivement AES et la RC. Frédéric Mvondo, de nationalité camerounaise, travaille à AES-SONEL depuis 2005 dans le cadre des projets de financement et de structuration de la dette de la société. Mamat Zibrine a occupé plusieurs postes dans l'administration camerounaise depuis 2004.

2.26 Un accord de services techniques permettra à KPDC de profiter de la vaste expérience mondiale d'AES dans l'exploitation des centrales électriques. En outre, un accord de services de développement permettra à KPDC de profiter des services d'AES Sonel, tels que les ressources humaines (RH) et les technologies de l'information (TI). KPDC demandera également aux entrepreneurs de CAC d'assurer une formation en matière de centrale et dans d'autres domaines spécifiques, dans le cadre de leurs contrats. Le projet bénéficiera également de l'expérience acquise par le personnel du promoteur dans le cadre de l'exécution du projet de Dibamba.

2.27 **Contrats et accords :** Le principal cadre contractuel du projet est présenté au schéma 2 ci-dessous.



Les principaux contrats et accords qui régissent le projet sont décrits ci-dessous:

**Contrats CAC :** La construction du projet de centrale électrique et de ligne de transport sera réalisée dans le cadre de contrats CAC clés en main forfaitaires distincts. Les deux contrats ont été attribués suite à un appel d'offres. L'entrepreneur du contrat CAC de la centrale électrique est Wärtsilä qui jouit d'une grande expérience dans l'exécution de projets à travers le monde. L'entrepreneur du contrat CAC de la ligne de transport est Siemens qui a fait équipe avec KEC. Siemens est mondialement connu pour ses solutions dans le domaine de l'électricité. KEC est un entrepreneur indien.

2.28 Grâce à son expérience internationale antérieure, l'ingénieur indépendant des bailleurs de fonds a analysé les paramètres techniques des deux contrats CAC qui se sont avérés complets et acceptables. Les deux contrats CAC sont décrits ci-dessous:

2.29 **CAC de la centrale électrique:** Le contrat CAC de la centrale électrique a été signé en décembre 2009 avec Wärtsilä, un fabricant finlandais de gros moteurs diesel et constructeur de centrales électriques. Wärtsilä fabrique essentiellement des moteurs alternatifs. Elle a réalisé des projets CAC en Afrique, en Asie et dans d'autres régions du monde. Grâce à ces projets, Wärtsilä jouit d'une grande expérience dans l'exécution des projets CAC. Au Cameroun, Wärtsilä a récemment achevé le projet Dibamba. Le type d'équipement installé par Wärtsilä dans les centrales électriques utilise une solution modulaire. Le projet Kribi ne présente pas de défi inhabituel. L'ingénieur indépendant des bailleurs de fonds a décrit Wärtsilä comme étant un entrepreneur de CAC capable présentant un bilan positif en matière de réalisations.

2.30 Le contrat CAC comprend des garanties de bonne fin et la protection des dommages-intérêts convenus. Le contrat CAC prévoit le paiement des pénalités, à raison de 90 000 euros par jour pendant le premier mois de retard, et de 200 000 euros par jour par la suite. Le plafond des pénalités totales de retard est fixé à 15% du prix du contrat. Wärtsilä fournira également une garantie de bonne exécution équivalant à 20% du prix du contrat qui sera réduite à 5% du prix du contrat à l'achèvement.

2.31 En mai 2011, Wärtsilä a fabriqué et testé 13 moteurs et les activités sur les sites ont été achevées. Les travaux restants englobent : (i) l'importation et l'installation des moteurs et de leurs auxiliaires électriques et mécaniques, et ii) l'importation et l'installation de la partie classique de la centrale, le transport sur le site de tout le matériel acquis, l'installation de tout l'équipement, y compris les moteurs et la mise en service de la centrale électrique.

2.32 **CAC de la ligne de transport:** le contrat CAC pour la ligne de transport a été signé en janvier 2010 avec Siemens Transmission & Distribution et KEC International Limited. La section énergie de Siemens, qui s'occupe des activités de transport et de distribution de Siemens, est un grand fournisseur de produits et de services d'installation pour le transport et la distribution d'électricité. KEC International (KEC), basée en Inde, est l'une des plus grandes sociétés de CAC de transport d'électricité. Cette société totalise plus de 60 ans d'expérience dans la construction de lignes de transport, et elle exerce actuellement ses activités dans plus de 20 pays.

2.33 Le contrat CAC comprend une garantie de restitution d'acompte équivalant à 15% du prix du contrat et une caution de bonne fin égale à 20% du prix du contrat à exécuter, laquelle caution sera réduite à 5% du prix du contrat, plus 150% de la valeur de la liste des travaux à compléter, après achèvement substantiel de l'ouvrage. Les travaux relatifs à la ligne de transport ont démarré en mai 2011 et sont en bonne voie.

2.34 **Accord d'achat d'énergie:** KPDC signera un accord d'achat d'énergie de prise ferme avec AES Sonel, correspondant à l'accord d'approvisionnement en gaz. L'accord d'achat d'énergie prévoit un paiement en fonction de la disponibilité par l'exploitant, à titre de compensation à KPDC pour ses frais de combustibles, ses frais d'exploitation et d'entretien variables hors combustibles et ses frais d'exploitation et d'entretien fixes. La compensation accordée à KPDC comprend le paiement des frais d'exploitation et d'entretien fixes et variables, les paiements versés à ARSEL (l'agence nationale de régulation), les frais de combustibles et les frais d'énergie auxiliaire de la station de Kribi. Une composante des frais de mobilisation des capacités, ajustable en fonction de l'inflation, couvre le service de la dette et la réalisation de 18% du taux de rendement interne après impôt global du capital investi. Le coût de capacité est basé sur la capacité manifeste plutôt que sur l'énergie réellement produite, puisque dans le système, la centrale permet principalement de compléter les unités hydrauliques et d'assurer une fiabilité à géométrie variable en cas de perte rapide de production des centrales hydrauliques et pendant la saison sèche. En outre, la garantie/les pénalités relatives à la capacité et à la disponibilité de la centrale électrique seront normalement prévues. Le risque de disponibilité de la ligne de transport est imputé à AES Sonel qui en assurera l'exploitation. L'accord d'achat d'énergie prévoira la possibilité de demander à AES-SONEL de transférer ses droits et obligations en cas d'expiration de la concession d'AES-SONEL.

2.35 **Accord d'approvisionnement en gaz:** L'accord d'approvisionnement en gaz est un accord de 20 ans passé entre KPDC et la SNH, qui garantit une source stable de combustible pendant la durée du projet. Le contrat assurera l'approvisionnement, en quantité et en qualité, de gaz nécessaire au fonctionnement de la centrale à sa capacité prévue. La SNH a une expérience avérée dans le pays, avec un bilan sérieux et une solide capacité d'autofinancement de ses activités dans leur envergure actuelle. Le contrat d'achat ferme de ce volume est déterminé sur une base annuelle et subdivisé quotidiennement. La SNH fournira à KPDC un certificat délivré par un ingénieur indépendant attestant que la conception et la construction des installations permettent une exploitation sécurisée et appropriée de la structure conjointement avec la centrale de Kribi. En cas de non livraison de gaz par la SNH dans les délais et pour d'autres raisons, la SNH paiera à KPDC les coûts marginaux induits au titre des contrats CAC et de l'accord d'achat d'énergie, y compris les dommages-intérêts liquidés. La SNH versera également à KPDC une somme égale au paiement de capacité perdu.

2.36 **Accord d'installation des connexions:** AES-SONEL et KPDC passeront un accord d'installation des connexions, en compensation du coût d'installation des connexions par le projet. Il couvrira le service de la dette et fournira à KPDC 18% du rendement des capitaux propres pendant la durée de l'accord de 20 ans.

2.37 **Exploitation et entretien:** KPDC recrutera des personnes qualifiées, ainsi que certains employés qualifiés d'AES-SONEL, qui seront chargés de l'exploitation et de l'entretien de la centrale sous l'autorité et la supervision de KPDC. KPDC demandera aux entrepreneurs et aux vendeurs de dispenser des cours de formation en matière de centrale et d'équipement, au titre de leurs contrats. Les opérateurs et les techniciens bénéficieront d'une formation lorsqu'ils se joindront à l'équipe de KPDC. La formation portera sur la technologie spécifique utilisée à la centrale et comprendra un volet technique et pratique.

2.38 La centrale suivra un programme d'entretien, constitué de la maintenance préventive, la maintenance prédictive et l'entretien programmé. La gestion du programme d'entretien se fera à l'aide du logiciel développé par Wärtsilä. Les plans de maintenance préventive sont établis sur la base des pratiques normales du secteur, de l'historique de l'équipement et des programmes de révision.

2.39 **Accords de services:** Il y en aura deux: (i) l'accord de services techniques (AST) entre KPDC et AES qui prévoit des services d'appui en faveur de KPDC, notamment certains services consultatifs et d'appui afférents au développement, à la construction, la mise en service, l'essai, l'exploitation et l'entretien du projet. Ainsi, KPDC peut avoir accès aux ressources d'AES à l'appui de la société promotrice du projet. Les services techniques sont rattachés à l'exploitation, à l'entretien, aux services et à la formation, et (ii) l'accord de services de développement (ASD) entre KPDC et AES-SONEL qui permettra à KPDC de bénéficier des services spécifiques d'AES-SONEL, tels que les ressources humaines et les technologies de l'information.

2.40 **Passation de marchés:** Le processus de passation de marchés utilisé par AES Sonel pour sélectionner Wartsila Finland pour l'EPC de Kribi au gaz thermique et Siemens / KEC pour l'EPC de ligne de transport et la sous-centrale est jugée acceptable, car elle est conforme aux exigences de la Banque. En fait, les documents relatifs à la passation de marchés et à l'appel d'offres ont été préparés conformément aux directives de la BEI sur la passation de marchés. L'examen des documents a confirmé que les contrats EPC ont été accordés sur une base concurrentielle à travers l'évaluation indépendante des offres faite par SKM. En outre, le rapport souligne que les offres soumises par Wartsila Finland et Siemens / KEC répondent aux spécifications techniques et offrent des équipements et des matériaux modernes et fiables, respectivement pour la centrale électrique de Kribi et la ligne de transport. Entre temps, en tant que SPV créée par AES Sonel et Roc, KPDC doit avoir la capacité requise pour gérer efficacement le projet, les contrats EPC et les accords pertinents grâce à un appui technique et à un développement efficace de AES Sonel tel que décrit dans le présent rapport d'évaluation de projet.

## **Le marché**

2.41 Depuis la promulgation de la loi sur l'électricité en 2006, le marché s'est ouvert aux PIE, dans le souci de fournir une puissance supplémentaire. Les PIE doivent obtenir des concessions ou des licences spécifiques délivrées par le Ministère de l'Eau et de l'Energie, sur recommandation d'ARSEL. Dans le souci de soutenir le développement à court/moyen terme d'une offre d'énergie concurrente, la puissance d'AES-SONEL plafonne à 1000 MW. Ainsi la demande croissante ne peut être satisfaite que par la puissance supplémentaire des PIE.

2.42 La Cameroun compte trois grands réseaux, à savoir : le réseau interconnecté sud qui représente 90% de la demande totale et nécessite 730 MW pendant les heures de pointe en 2011, consommés par Alucam<sup>15</sup>, (180 MW de puissance de base) et le secteur public (550MW de puissance de pointe). Le réseau interconnecté nord représente 9% de la demande totale et 1% restant représente les centres de productions isolés. La centrale de Kribi alimentera le réseau sud.

2.43 **Demande :** Le Cameroun compte environ 19 millions d'habitants et sa croissance démographique annuelle est de 3%, selon les projections. Par ailleurs, l'accès de la population rurale à l'électricité devrait accroître considérablement au cours des prochaines années. Les clients nationaux et commerciaux, constitués de 525 000 clients basse tension (BT) et moyenne tension (MT), représentent 55% de la demande totale du système. La demande des clients BT et MT a augmenté de 6% au cours des dernières années et devrait maintenir ce taux de croissance dans un avenir prévisible, conformément aux prévisions de croissance économique. Environ 45% de la production totale d'énergie est consommé par les clients haute tension (HT) ; Alucam, le plus grand consommateur, absorbe 95% de ce volume. La puissance contractuelle annuelle d'Alucam est

---

<sup>15</sup> Alucam est une fonderie d'aluminium. Elle a signé avec l'ex-Sonel un contrat de fourniture d'électricité à long terme qui garantit la fourniture de 145 MW en saison sèche et 165 MW en saison pluvieuse. Alucam est détenue par le RoC 46,67%, Rio Tinto Alcan 46,67%, l'Agence Française de Développement (AFD) de 5,6% et les salariés 1,1%.

d'environ 185-190 MW. A compter de 2012, la demande contractuelle sera revue à la baisse chaque année, en fonction de la demande publique, et ramenée à 70 MW pendant la saison sèche jusqu'à la mise en ligne de Kribi, et elle sera portée à 250 MW en 2015 en fonction des projets Lom-Pangar et Nachtigal. La société a annoncé le plan d'expansion de ses activités d'aluminerie, qui ferait passer sa demande moyenne de 145/165 MW à 200 MW environ (soit une augmentation de 30% environ).

2.44 **Approvisionnement :** Le Cameroun utilise ses abondantes ressources d'énergie hydraulique. La capacité de production d'énergie hydroélectrique du Cameroun est actuellement de 77%, soit 95% de l'énergie consommée. Le gros de l'énergie thermique, soit 80%, est produit pendant la saison sèche, alors que la production d'énergie hydraulique est moins abondante. AES Sonel a une capacité installée de 933 MW, dont 721 MW de puissance hydroélectrique, 188 MW de puissance thermique connectée au réseau et 24 MW de puissance thermique isolée. Cependant, les faibles débits d'eau enregistrés dans le pays ces dernières années ont pesé lourdement sur les ressources hydroélectriques pendant la saison sèche. L'énergie hydraulique étant tributaire de plusieurs facteurs, notamment de la pluviosité, des besoins agricoles et du transport fluvial, les centrales de production d'énergie thermique sont incluses dans le profil de production d'énergie d'un pays à forte production d'énergie hydroélectrique, afin de renforcer la fiabilité de la fourniture d'électricité.

2.45 La puissance supplémentaire prévue en sus de Kribi proviendra de deux centrales hydroélectriques: (i) le barrage de Lom-Pangar dont le débit en saison sèche fournira une puissance garantie de 110 MW et dont l'exploitation commerciale devrait commencer en 2014/2015, et (ii) la centrale hydroélectrique de Memve'ele qui aura une puissance nominale de 200 MW, dont 100 MW garantis, et dont l'exploitation commerciale devrait commencer en 2015/2016. A court terme, il n'y a pas une autre option pour Kribi puisque les projets dont la phase de construction est proche, ne peuvent être exploités qu'après 2014. Si Kribi n'est pas mis en service en 2012, le Cameroun connaîtra une grave crise énergétique dès le début de la saison sèche 2013, avec un déficit énergétique de 56 GWh environ. Dans le même ordre d'idées, Kribi permettra d'éviter des coupures totales d'électricité et des demandes d'énergie non satisfaites, équivalentes à 70 GWh en 2014. Ce déficit évité atteindra 87 GWh en 2016 et augmentera constamment par la suite.

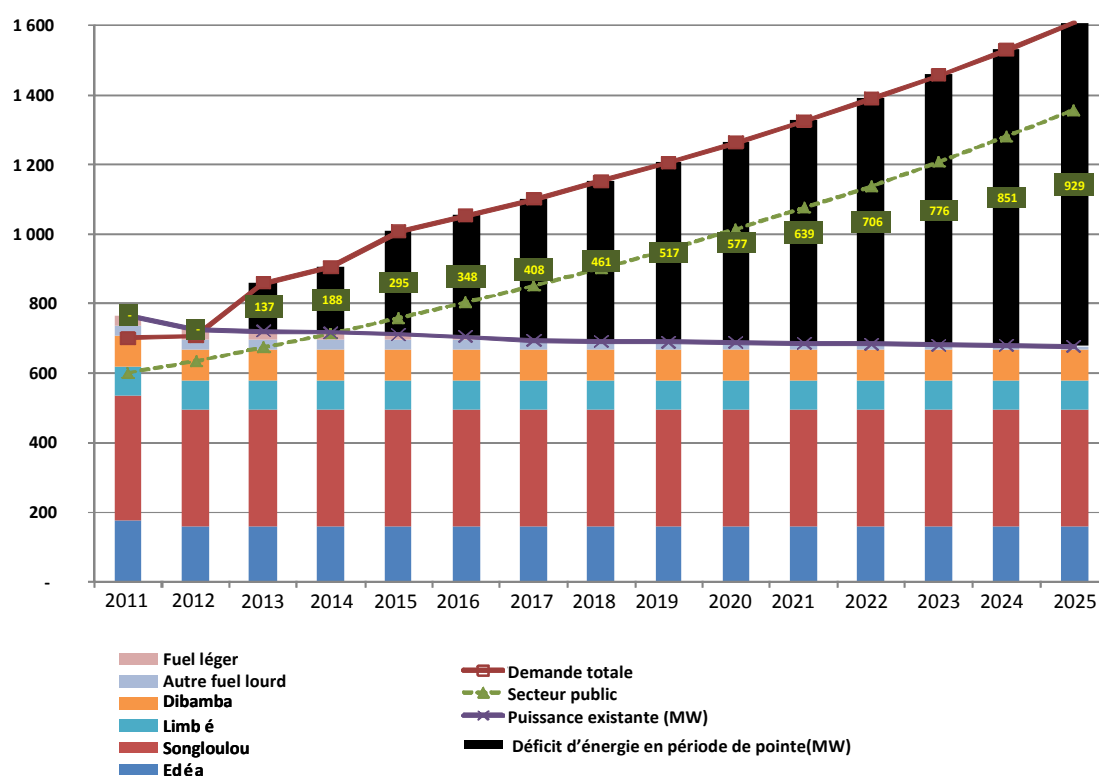
2.46 **Tarif :** Les coûts de Kribi seront reflétés dans les services publics fournis. Toutefois, le tarif officiel moyen n'augmentera pas. En fait, il baissera en termes réels. Par conséquent, les tarifs resteront, en général, compatibles avec la volonté de payer des clients. Les tarifs payés par les grands consommateurs tels que les industries sont supérieurs à leur coût de service spécifique, l'objectif étant de subventionner le coût pour les consommateurs à faible revenu, sur décision d'ARSEL et de la RC. Le coût d'exploitation effectif de la production d'énergie à Kribi, y compris tous les frais d'exploitation, de combustibles et des investissements est très compétitif et atteint 5,9 centimes d'euro/kWh, taux considéré comme faible pour une centrale thermique. Ainsi, le service public peut maintenir l'ensemble des tarifs du système à des niveaux abordables. Les prix moyens des services publics se présentent comme suit : basse tension (LV) 81,04 FCFA/kWh (soit environ 12 centimes d'euros), tension moyenne (MV) 65,22 FCFA/kWh (soit environ 9,9 centimes d'euro par kWh), catégorie sociale : 30 FCFA/kWh (soit environ 4,5 centimes d'euro par kWh), et prix Alucam : 13,99 FCFA/kWh (soit environ 2,1 centimes d'euro/kWh).

2.47 **Concurrence :** Depuis la promulgation de la loi sur l'électricité, la RC a ouvert le marché de l'énergie aux PIE afin d'accroître la puissance. Une concession exclusive a été accordée à AES-SONEL pour le réseau national de transport. Les PIE ont le droit de se connecter au réseau existant et ils peuvent vendre l'électricité directement aux clients dont la demande est supérieure à 1 MW. Dans le souci d'encourager la concurrence sur le marché, AES-SONEL est autorisé à

produire une puissance maximale de 1000 MW. Compte tenu de ce plafond, la puissance supplémentaire nécessaire pour satisfaire la demande croissante doit être fournie par des producteurs indépendants.

2.48 **Opportunité :** Il est fort probable qu'une pénurie d'énergie se produise en raison d'une hydrologie défavorable en saison sèche, surtout que la courbe à long terme de l'hydrologie est descendante. Le scénario d'hydrologie indique qu'il y aura un déficit d'énergie de grande magnitude. Le projet de Kribi est capital pour compenser ces retards en réduisant la magnitude du déficit d'énergie. En conséquence, il est fort probable que des délestages surviennent au cours des cinq prochaines années, si la capacité de production de l'énergie thermique n'est pas accrue. Cette analyse révèle une croissance du marché de l'électricité pour les potentiels PIE au Cameroun. Le schéma 4 ci-dessous montre que le pays connaîtra d'importants déficits si sa capacité énergétique n'est pas accrue.

**Schéma 4: Equilibre de l'offre et de la demande en MW**



### 3. JUSTIFICATION DE LA PARTICIPATION DE LA BANQUE

#### Analyse de l'alignement stratégique

3.1 **Priorités nationales :** La fourniture sûre d'électricité est une priorité absolue pour la croissance et la réduction de la pauvreté au Cameroun. Selon les estimations, l'absence de services énergétiques fiables coûte au Cameroun environ 2% de croissance du PIB. Le projet s'aligne sur le Document de stratégie complet de réduction de la pauvreté (DSRP) du Cameroun adopté en avril 2003, pour la période 2003-2015. Les principaux éléments des programmes d'action décrits dans le DSRP nécessitent le développement de l'infrastructure à l'appui des secteurs productifs et sociaux

y incluant l'industrie de l'aluminium. L'extension de la couverture du territoire par le réseau électrique national et la rapide résolution des problèmes liés aux déficits de production d'électricité, figurent parmi les domaines prioritaires du développement de l'infrastructure. Par ailleurs, le projet cadre avec la stratégie nationale pour la croissance économique et l'emploi.

3.2 L'appui de la RC se traduit par une participation de 44% au projet. En outre, la RC facilite activement le processus d'obtention des permis et licences requis par le projet. La RC a également concédé à KPDC certaines exonérations fiscales, notamment une exonération de 13,5% des droits de douane sur le matériel et l'équipement achetés à l'étranger et une exonération de la TVA, soit 19,25% sur l'équipement et le matériel acquis au plan local.

3.3 **Priorités de la BAD :** Le projet proposé cadre avec les priorités identifiées dans le Document de stratégie pays du Cameroun (DSP) pour la période 2010-2014. La stratégie de la Banque au Cameroun repose sur deux piliers, notamment: (i) le renforcement de la gouvernance dans la perspective d'améliorer la gestion stratégique du gouvernement central ; et (ii) le développement de l'infrastructure. Le présent projet cadre pleinement avec le deuxième pilier, puisque la construction d'installations énergétiques améliorera la disponibilité et la fiabilité de l'électricité distribuée à la population et à tous les secteurs de l'économie, contribuant ainsi à la réduction de la pauvreté. Le projet cadre également avec la stratégie à moyen terme de la Banque, pour la période 2008-2012, ainsi qu'avec sa stratégie des opérations du secteur privé qui met l'accent sur la nécessité d'une plus forte concentration sectorielle sur le développement de l'infrastructure et du secteur privé.

3.4 **Priorités des opérations du secteur privé :** La construction de l'infrastructure énergétique permet au projet de réaliser un des principaux objectifs de la Banque en faveur du secteur privé, notamment l'amélioration de l'environnement pour le développement des entreprises privées. La construction d'une installation de production d'une puissance supplémentaire de 216 MW permet au réseau électrique de répondre aux besoins d'électricité des consommateurs, y compris les entreprises privées. Le projet appuiera l'expansion et le développement des installations industrielles, notamment l'expansion prévue d'Alucam.

3.5 **Evaluation globale du cadre stratégique :** Le cadre stratégique global du projet est solide et en conformité avec la stratégie à moyen terme de la Banque, les opérations du secteur privé, le DSP et le plan de développement national du Gouvernement du Cameroun.

### **Analyse de la viabilité commerciale**

3.6 La viabilité commerciale du projet est solide puisque les recettes au titre du paiement de capacité et du contrat de connexion-installation devraient couvrir les dépenses d'exécution, y compris le financement de la dette, et produire un rendement des capitaux propres de 18% pour KPDC. L'accord d'achat d'électricité prévoit un paiement de capacité par l'exploitant, pour compenser les frais de combustibles, les coûts variables et fixes des opérations et de l'entretien hors combustibles, de KPDC. Les frais de mobilisation des capacités, une des composantes du paiement de capacité, compensent la construction des installations de production d'électricité par KPDC. Un paiement mensuel fixe, au titre du contrat de connexion-installation, couvre également le coût des installations de connexion après leur construction et leur transfert à AES-SONEL. Les frais de mobilisation des capacités peuvent être ajustés sur la base des tests de performance annuelle et pourraient engendrer des pénalités en cas de dépassement des taux garantis de coupures prévues et forcées. Les paiements s'effectuent en FCFA, mais les coûts induits et calculés en euros sont indexés sur les fluctuations du taux de change pendant la durée du contrat. Les paiements

versés à KPDC sont basés sur l'accord d'achat d'électricité et le contrat de connexion-installation, et sont présentés au tableau 3 ci-dessous.

**Tableau 3: Ventilation des recettes**

Accord d'achat d'électricité				Installations des connexions
Remboursement au prix coûtant	Rendement recherché	Mesures incitatives liées au rendement	Autres	Transport
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consommation de carburant</li> <li>• E&amp;M fixe</li> <li>• E&amp;M variable</li> <li>• Redevance ARSE</li> <li>• Consommation auxiliaire</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Frais de mobilisation des capacités sur:</li> <li>• 18% de rendement</li> <li>• Couverture de la dette</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Disponibilité</li> <li>• Coût thermique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Services auxiliaires</li> <li>• Carburant de remplacement</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prix forfaitaire</li> <li>• Transfert de la ligne de transport</li> </ul>
+				

**3.7 Analyse financière :** Un modèle financier pour le projet a été élaboré par AES et examiné par la Banque. L'ingénieur indépendant des bailleurs de fonds a également examiné les données d'entrée pour s'assurer de leur vraisemblance ; par ailleurs, il a examiné comment ces données sont utilisées dans le modèle au regard des conditions des différents accords du projet. Les hypothèses du modèle financier se sont avérées appropriées. Il ressort des projections financières de référence que le projet pourrait aisément assurer le service de sa dette. Le taux de couverture minimum prévu du service de la dette est élevé, soit 1,63 fois, et le taux moyen est de 2,48 fois. L'excédent brut d'exploitation est essentiellement régi par les frais de mobilisation des capacités. Les frais de mobilisation des capacités sont réglés en un paiement mensuel fixe, tandis que les coûts opérationnels sont basés sur la formule de rétrocession immédiate.

**3.8 Risque du marché :** Le projet passera un accord d'achat d'électricité de 20 ans avec AES Sonel, assorti d'un paiement de capacité garanti, basé sur le paiement pour les capacités disponibles et un transfert des obligations de prise ferme de gaz, ainsi le projet n'assume directement aucun risque lié à la demande d'électricité. Sur les 216 MW de puissance supplémentaire fournie par le projet au réseau, une puissance minimale de 50 MW pourrait être vendue par la compagnie d'électricité à Alucam<sup>16</sup>. La puissance disponible restante achetée par AES Sonel servira à répondre à la demande du public qui devrait enregistrer une augmentation annuelle de 6% au cours des prochaines années. Une étude économique réalisée par Sogreah, selon les termes de référence de la Banque mondiale, valide le scénario de référence de la demande qui - selon les hypothèses de croissance du PIB du FMI - est jugé très simple. Il est évident qu'une réduction de la demande de distribution du système n'influe pas considérablement sur la capacité du service de la dette, car la structure de l'accord d'achat d'électricité est telle que l'accent est mis sur la disponibilité de la centrale, plutôt que sur l'électricité réellement produite. Dans les années à faible hydrologie et pendant les saisons sèches, la demande de distribution devrait augmenter effectivement et Kribi devra produire davantage d'énergie pour compléter la production hydraulique.

**3.9 Risques liés au gaz:** Le projet est exposé à différents risques liés à la disponibilité, à la livraison, à la qualité et au prix du gaz. Pour atténuer ces risques, la centrale peut fonctionner avec le diesel, et passer en définitive au fuel léger ou lourd. Un certain nombre de risques liés au gaz ont été examinés ci-dessous:

**3.10 Risque lié à la disponibilité du gaz :** Le projet nécessitera au total 204,5 milliards de pi<sup>3</sup> (std) pour répondre à la demande de 28 mmscfd de prise ferme pendant 20 ans. En juin 2008,

<sup>16</sup> Une capacité supplémentaire à Alucam nécessitera la signature d'un nouveau contrat de vente avec la compagnie d'électrifié avec des termes incluant le prix à négocier.

Gaffney Cline & Associates ont estimé que la quantité de gaz recouvrable dans le champ de Sanaga sud est de 428 milliards de pieds cubes, soit plus du double de la quantité nécessaire pour la centrale de Kribi pendant 20 ans.

3.11 Il existe également un risque lié au retard dans la construction des installations à gaz connexes. Toutefois, en raison de la proximité de la centrale et de la technologie standard utilisée par les installations connexes, la construction devrait s'achever à temps pour appuyer la mise en service de Kribi. L'accord d'approvisionnement en gaz dispose que la SNH doit payer à KPDC les dommages et intérêts induits par le retard de la livraison initiale, l'interruption de livraison ou une livraison insuffisante. Ces dommages et intérêts permettent de compenser complètement les coûts en vertu des contrats CAC et de l'accord d'achat d'électricité, y compris les paiements de capacité. Les obligations de la SNH sont des obligations directes de la RC, la SNH étant une société publique.

3.12 **Risque lié à l'alimentation en gaz :** L'accord d'achat d'électricité et l'accord d'approvisionnement en gaz sont des accords dos à dos. Par exemple, si la centrale ne peut fournir l'électricité en raison de la non disponibilité de gaz à la SNH, AES-SONEL ne versera pas de paiement de capacité au titre de l'accord d'achat d'électricité, mais la SNH devrait alors verser ce paiement au projet conformément à l'accord d'approvisionnement en gaz qui dispose qu'après le démarrage du service commercial, la SNH devra compenser le projet pour les pertes subies suite à la non disponibilité de gaz. ARSEL a effectué un contrôle indépendant<sup>17</sup> de l'accord d'approvisionnement en gaz. L'objectif était d'examiner les accords de vente et les plans topographiques en place afin de s'assurer que le mécanisme de fixation des prix du gaz est juste, transparent et basé sur un programme optimal de développement et de livraison de gaz. L'accord d'approvisionnement en gaz a été jugé équitable et, en tant que tel, il peut être considéré relativement équilibré en ce qui concerne le maintien de la rentabilité pour KPDC et la SNH.

3.13 **Risque lié à la qualité du gaz :** Il existe un risque lié à la qualité du gaz qui pourrait limiter le rendement de la centrale électrique. Le rendement ciblé par la centrale sera ajusté sur la qualité du gaz. La qualité du gaz est liée à l'indice de méthane dans le gaz. L'indice de méthane devrait se situer entre 70 et 80, pour un rendement de 195 MW à 216 MW. Il convient de relever que la véritable qualité du gaz ne sera connue qu'après la construction des installations de traitement de gaz et du gazoduc, ainsi qu'à la réception du gaz dans la centrale. Les accords d'achat d'électricité et d'approvisionnement en gaz prévoient l'ajustement du rendement de la centrale en fonction de la qualité du gaz, afin d'en atténuer le risque.

3.14 **Risque lié au prix du gaz :** Le projet bénéficie d'un prix de gaz concurrentiel. Le prix du gaz est fixé et prédéterminé, en vertu de l'accord d'approvisionnement en gaz, à 2,23 euros par pi<sup>3</sup>M pour la quantité de prise ferme. Ainsi, le projet est à l'abri du risque lié à l'augmentation du prix du gaz au cours des 20 prochaines années, sous réserve du mécanisme d'indexation du prix du gaz (l'indexation sera ajustée sur l'inflation à l'aide de l'indice des prix à la consommation (IPC) des Etats-Unis). Les tests de sensibilité ont confirmé la robustesse de la conception du projet et de la capacité du service de la dette, même dans un scénario de prix de carburant élevé.

3.15 **Risque lié au change :** La dette est libellée en euros, tandis que les recettes seront en CFA, d'où la non concordance des devises entre le service de la dette et les recettes. L'accord d'achat d'électricité devra assurer l'ajustement monétaire complet de l'euro et du FCFA pour toutes les composantes des recettes et la structure de cet accord ne permet pas de risque lié aux devises. Le coût du gaz et le gros de la dette du projet seront libellés en euros, tandis que les recettes seront

---

<sup>17</sup> ARSEL a passé un contrat d'audit avec Gaffner, Cline & Associates (GCA).

en FCFA. Le taux de change entre l'euro et le FCFA est stable depuis assez longtemps, puisque le FCFA a été arrimé à l'euro. Toutefois, il y a un risque lié à la réévaluation du FCFA, mais ce risque sera atténué par un accord d'achat d'électricité qui aura assuré un ajustement complet de l'euro par rapport au FCFA pour toutes les composantes des recettes, et sa structure ne permet pas de risque lié aux devises.

**3.16 *Risque lié à la construction :*** La construction du projet se fera dans le cadre d'un contrat CAC à prix fixe forfaitaire. Un impondérable de 5% a été inclus dans le coût du projet pour prévoir tout dépassement de coût imprévu. L'impondérable représente actuellement 11% des fonds inutilisés. Ce niveau d'impondérable a été examiné par l'ingénieur indépendant des bailleurs de fonds et jugé approprié. L'analyse de sensibilité révèle que les dépassements de coût de la construction n'ont aucune répercussion négative sur la capacité du service de la dette du projet, car l'ampleur des travaux restants et la possibilité de dépassement de coût sont limitées, et l'accord d'achat d'électricité permettra de transférer les augmentations de coûts à l'exploitant avec des intérêts et remboursements d'emprunts légèrement élevés. Une équipe de construction spécialisée composée du personnel d'AES, entre autres, assurera la gestion de la construction.

**3.17 *Risque lié aux opérations :*** KPDC conclura un accord de service à long terme ou dépendra d'un accord de service technique avec AES Corporation. Des accords à long terme seront également passés avec les fabricants de l'équipement, afin de garantir un bon entretien et la disponibilité de la centrale électrique. Par ailleurs, l'équipement de Wärtsilä est bien connu et présente plusieurs applications. La puissance et le coût thermique utilisés pour le moteur dans le présent projet sont standards, et l'utilisation du gaz naturel est privilégiée et réduit les risques. L'ingénieur indépendant des bailleurs de fonds est très confiant quant au rendement et au coût thermique de la centrale.

**3.18 *Risque lié au pays :*** Le risque souverain du Cameroun est évalué à 4 - ce qui constitue un risque modéré.

**3.19 *Conformité légale :*** La structure légale du projet est basée sur le modèle de financement du projet standard pour les projets électriques privés. Tous les accords et documents juridiques statutaires du projet seront élaborés aux fins de garantir aisément un financement à long terme. La Banque est représentée par un cabinet international d'avocats qui collabore avec le groupe des bailleurs de fonds en vue de finaliser les nécessaires documents de transaction. Le forfait sécuritaire devrait comprendre: l'engagement des actions de l'emprunteur, les droits relatifs au paiement au titre de la licence de production et de l'accord d'achat d'électricité, les avoirs de l'emprunteur, la garantie des droits de l'emprunteur dans le cadre des documents du projet et toutes les autorisations de licences, la garantie d'assurance et de sécurité sur les comptes bancaires de l'emprunteur (dans le pays et à l'étranger) et le compte de réserve du service de la dette.

**3.20** Puisque la concession accordée à AES Sonel expire en 2021, alors que l'échéance du prêt et la durée de l'accord d'achat d'électricité dépassent cette date, il existe un risque lié à la non concordance entre la durée de la concession d'AES Sonel et la durée du prêt de la Banque et de l'accord d'achat d'électricité. Ce risque sera atténué par un accord direct avec la RC qui s'assurera que les obligations de l'exploitant (qu'il s'agisse d'AES-SONEL avec une nouvelle concession ou une autre structure) visées par les documents du projet restent intactes jusqu'au remboursement intégral du prêt.

**3.21 *Conformité réglementaire :*** Depuis les années 1990, le secteur de l'énergie électrique au Cameroun subit d'importantes réformes qui ont abouti, en 1998 à la promulgation de la loi sur l'électricité (l'annexe 2 de fournir la liste des réformes entreprises). La loi n° 98/022 définit une

nouvelle organisation institutionnelle du secteur, ainsi que la base d'un marché compétitif. Outre la loi sur l'électricité, il existe 4 décrets portant organisation du secteur. ARSEL, créée par la loi sur l'électricité de 1998, est responsable du traitement des demandes de concessions, de licences et de permis dans le secteur de l'électricité. Par ailleurs, elle est chargée de la promotion de la concurrence dans le secteur, dans des conditions d'objectivité, de transparence et de non-discrimination. La RC envisage une nouvelle loi sur l'électricité au Cameroun. Le cadre de cette loi a été adopté par le Parlement en avril 2011, mais son entrée en vigueur nécessite un décret d'application présidentiel. Le projet de loi a été examiné par la communauté des institutions financières de développement, y compris la Banque et les conseillers juridiques des bailleurs de fonds et des observations ont été faites sur le projet de loi qui, en l'état actuel, pourrait avoir des répercussions sur le projet de Kribi. La documentation financière prévoira une disposition appropriée relative au changement de la loi.

**3.22 *Permis et licences* :** Conformément aux dispositions réglementaires en vigueur, le Gouvernement a publié en juillet 2009 un décret autorisant AES SONEL à contracter la puissance électrique auprès de KPDC, à concurrence de 418 MW. Le même décret autorisait le Ministère sectoriel et ARSEL à veiller à l'application des directives du décret. En conséquence, KPDC nécessitera une licence de production et de commercialisation d'électricité. La licence de production couvre, entre autres, le droit de construire des installations de production, des installations de connexion et des lignes d'alimentation. En juillet 2009, KPDC a obtenu les permis de construction nécessaires du Ministère de l'Industrie, des Mines et du Développement technologique et de la Communauté urbaine de Douala.

### **Analyse des résultats de développement**

**3.23 *Performance économique* :** Le principal avantage du présent projet sera la diversification de l'actuel système de production qui est hydroélectrico-dépendant et présente une faible flexibilité en saisons sèches et pendant les années de faible hydrologie. Contrairement aux unités hydroélectriques, une centrale thermique à gaz, à l'instar de celle de Kribi, est pratiquement toujours disponible, et elle peut facilement démarrer très rapidement, et la production peut augmenter ou baisser en fonction du flux d'énergie des unités hydroélectriques existantes. Kribi devrait fournir au système 20-30% de l'énergie produite, lorsque les conditions hydrologiques ne permettent pas une utilisation maximale de la puissance hydroélectrique, ainsi que pendant les périodes de pointe saisonnières et quotidiennes. La valeur ajoutée économique estimée du présent projet est forte et s'élève à 209 millions d'euros en valeur actuelle dévolue, actualisée à 12% en termes réels. Le taux de rentabilité économique du projet est estimé à 35%, ce qui signifie qu'il s'agit d'un investissement hautement rentable pour le pays. Le Gouvernement collecte certaines taxes supplémentaires du projet, d'un montant de 56 millions d'euros en valeur actualisée. La consommation des ménages devrait profiter du surplus des consommateurs, sur une énergie plus fiable et à un coût plus abordable, d'une valeur ajoutée estimée à 81 millions d'euros en valeur actualisée.

**3.24** Les bénéfices générés par une fourniture d'électricité fiable et sûre sont énormes. Il existe une forte corrélation entre l'approvisionnement en électricité et la croissance du PIB, laquelle corrélation est bien documentée par la recherche économique. Une fourniture d'électricité fiable et sûre a un impact direct et positif sur l'industrie manufacturière. Les entreprises manufacturières africaines font état d'une moyenne de 56L jours de coupure d'électricité par an. Par conséquent, les entreprises perdent 5-6 % de leurs recettes de ventes. En général, le coût des coupures s'élève à environ 2% du PIB.

**3.25 Impacts environnementaux et sociaux** Conformément aux procédures de la Banque en matière d'évaluation environnementale et sociale, le projet a été classé à la catégorie 1, nécessitant ainsi une évaluation de l'impact environnemental et social (EIES). L'EIES du projet de Kribi a été effectuée par des experts indépendants, notamment un cabinet-conseil (Scott Wilson) basé au Royaume Uni et un expert en archéologie installé au Cameroun (Institut de recherche pour le développement), en conformité avec les orientations et les normes internationalement reconnues, telles qu'adoptées par la Banque mondiale, la SFI et la Banque africaine de développement. L'EIES a été réalisée en octobre 2006 et mise à jour en janvier 2010. Le projet a été classé dans la catégorie 1, essentiellement pour les raisons ci-après: (i) les risques et les impacts environnementaux et sociaux, en particulier les impacts sur la biodiversité (nettoyage de la végétation sur l'emprise de la ligne de transport proposée), et la pollution de l'air. L'étude d'EIES a conclu que l'impact sur la qualité de l'air local, causé par les émissions émanant de la centrale électrique, lorsque celle-ci est alimentée au gaz naturel, sera inférieure aux valeurs recommandées par la Banque mondiale ; et (ii) la perte de terres et des sources de revenu. La nécessité de réinstaller 94 ménages et 682 propriétaires de plantes et de cultures constitue le principal impact social du projet. Les impacts négatifs sont compensés par les retombées positives ci-après: (i) l'électricité était considérée comme le principal acquis par les deux communautés, (ii) le renforcement de leur sécurité, (iii) l'amélioration de leur bien-être, et (iv) les opportunités d'emplois pour les populations locales (500 personnes dans la phase de construction et 60 personnes dans la phase d'exploitation). Plusieurs évaluations environnementales et sociales ont été effectuées par le promoteur en conformité avec les politiques de la BAD et de la Banque mondiale, à savoir : (i) une EIES et un plan d'action de réinstallation (PAR), (ii) un rapport d'évaluation du potentiel archéologique sur le site de la centrale à gaz, et (iii) un plan pour les collectivités et les autochtones. La société civile a été consultée durant la réalisation de ces études. Des enquêtes publiques ont été organisées par les autorités nationales. Le Ministère de l'Environnement et de la Protection de la Nature a approuvé officiellement le rapport d'évaluation de l'impact environnemental et social (EIES) (Scott Wilson, janvier 2010) pour le projet d'énergie de Kribi le 19 février 2010. Le résumé analytique de l'EIES et le PAR ont été validés par des clauses de sauvegarde et enregistrés sur le site web de la Banque le 25 octobre 2010.

**3.26** Puisque la compagnie d'électricité pourrait fournir de l'électricité à l'industrie de l'aluminium, les impacts environnementaux d'Alucam ont été considérés. La gestion environnementale d'Alucam est centrée sur la maîtrise des impacts découlant de neuf (9) principaux aspects : (i) les émissions dans l'air qui intègrent l'émission de gaz et de poussières ainsi que l'émission de l'anode usée (mégot) ; (ii) la consommation, le traitement et le rejet d'eau ; (iii) la consommation d'énergie (électricité et fuel lourd & léger); (iv) la consommation des matières premières ; (v) la gestion des déchets industriels ; (vi) les aspects visuel et paysager ; (vii) le bruit, les odeurs et les vibrations ; (viii) les nuisances lumineuses ; et (ix) les champs magnétiques.. Alucam a un système complet de gestion environnementale fondé sur des normes internationales (ISO 14001).

**3.27 Contexte du Genre :** La population féminine représente 50,8% de l'ensemble des personnes affectées. La proportion des ménages dirigés par des femmes est de 17,2% à l'échelle nationale, et de 22,4% et 14,5% dans les zones urbaines et rurales respectivement. Ce taux est plus élevé dans les grandes villes, où un ménage sur trois est dirigé par une femme. Les inégalités entre les sexes au Cameroun résultent essentiellement des traditions socioculturelles. Les femmes évoluent surtout dans le secteur informel. Elles sont beaucoup plus actives dans l'agriculture, le commerce et le petit commerce. Elles sont également chargées principalement des activités domestiques et maternelles. Le projet peut influencer positivement sur l'égalité des sexes dans le pays. L'accès à l'électricité favorise l'éducation des filles qui peuvent se défaire des activités

domestiques. Il permet au Cameroun d'atteindre son objectif de réduction des inégalités entre les sexes en matière d'éducation primaire et secondaire. De plus, le projet permettra de satisfaire les besoins essentiels tels que l'électricité, les télécommunications et la multiplication de petites activités productives pour générer des revenus additionnels en faveur des femmes. Par ailleurs, la fourniture d'énergie permettra de promouvoir la santé maternelle et de renforcer la couverture vaccinale (conservation des vaccins près des populations cibles) tout en améliorant les conditions d'accouchement à travers l'électrification des maternités et l'utilisation d'instruments modernes.

3.28 Convention de prêt de la Banque fournira une clause sur le genre qui exige à la société de projet (KPDC) de se conformer à la politique de genre de la Banque<sup>18</sup>.

3.29 **Développement du secteur privé** : La fourniture suffisante et à un coût abordable d'énergie moderne, notamment l'énergie électrique, est essentielle pour le fonctionnement efficace des entreprises du secteur privé. L'électricité fournie par un réseau électrique est souvent moins coûteuse que l'énergie générée par des entreprises commerciales pour leur propre consommation. Au Cameroun qui enregistre déjà un déficit énergétique susceptible de s'accroître si la capacité de production n'est pas accrue, l'option de substitution adoptée par les entreprises privées a consisté à réduire la production ou à produire l'électricité pour leur propre consommation en recourant à de petits générateurs moins efficaces et plus coûteux. Par exemple, pour faire face aux coupures d'électricité très fréquentes, les petites et moyennes entreprises<sup>19</sup> devront investir dans de petits générateurs d'électricité à moteur diesel. Cela coûtera à chaque consommateur environ 1700 francs CFA par Kwh dans l'hypothèse où ces équipements sont utilisés pendant 10 ans (700 francs CFA par KW), soit une consommation d'environ 250 grammes de diesel par Kwh (530 FCFA /Kg). Ces chiffres correspondent à des générateurs d'électricité d'environ 500 kVA adaptés aux entreprises ou aux hôtels; pour les générateurs de plus faible capacité adaptés aux petits ateliers, le coût dépasse 2000 FCFA / Kwh. On estime que Kribi alimentera en moyenne environ 2.800 nouvelles connexions par an en faveur des entreprises. Selon les prévisions, Kribi permettra au pays d'éviter quelque 500 GWh de coupures d'électricité et d'énergie non servie par an.

3.30 Aussi le projet contribuera directement au développement du secteur privé au Cameroun en favorisant l'amélioration de l'offre d'énergie du réseau électrique. Le fait d'éviter aux entreprises privées de faire face à des coûts élevés de production d'électricité pour leur propre consommation se traduira par la baisse des coûts globaux de production et de transactions, rendant ainsi le secteur privé davantage compétitif dans le pays. Enfin, pour les entreprises qui ne peuvent pas produire leur propre électricité durant les coupures d'électricité imprévues, le projet leur permettra de réduire les pertes de production. Compte tenu des pénuries d'électricité actuelles, plusieurs promoteurs de projet au Cameroun doivent inclure le coût de construction d'une centrale dans leurs coûts globaux, ce qui accroît les besoins en capitaux du projet. Le projet permettra de stimuler les investissements et de bâtir des synergies entre les différents sous-secteurs infrastructurels.

3.31 En produisant des capacités supplémentaires qui fourniront, en partie, Alucam, le projet soutiendra le développement du secteur de l'aluminium au Cameroun. L'électricité est un intrant essentiel pour la production d'aluminium et représente 30% à 40% des coûts totaux de production. La capacité annuelle d'Alucam est de 100 000 tonnes par an. Alucam a un chiffre d'affaires d'USD 310 millions et emploie 860 personnes. La main-d'œuvre locale représente la majorité des salariés (99%). En Janvier 2011, les femmes représentaient 42% de l'emploi. L'entreprise constitue 3% du

---

<sup>18</sup> Politique sur le genre 2001.

<sup>19</sup> En général, les ménages n'investissent pas dans les générateurs, mais ils achètent plutôt des bougies ou du pétrole pour les lampes-tempêtes, ce qui correspond à un coût de 320 FCFA par Kwh

PIB.20 Alucam a développé un réseau de prestataires locaux comprenant 220 fournisseurs et s'élevant à USD 126 millions de valeur d'achat par an. Le montant total des impôts payés par Alucam est égal à une moyenne d'USD 42 millions par an. Durant les 5 dernières années, Alucam n'a pas distribué de dividendes afin de mettre en œuvre son programme d'investissement. Alucam a également développé un programme de responsabilité sociale globale qui s'est élevé à 1 million de dollars en 2008 couvrant l'eau, la santé et des projets d'éducation. Alucam a adopté des normes internationales pour la gestion de l'environnement et la qualité (respectivement ISO 14001 et OHSAS 1801).

3.32 Kribi et Dibamba sont les premiers PIE du Cameroun dont le principal actionnaire est une entreprise privée internationale digne de confiance; l'implication constant d'AES dans le secteur énergétique au Cameroun témoigne de la confiance dont le pays en général et le secteur de l'électricité en particulier jouissent auprès du secteur privé. L'appui de la Banque au secteur de l'électricité au Cameroun constituera un modèle pour l'émergence future d'autres PIE dans le pays, et démontrera la bancabilité du secteur énergétique camerounais aux bailleurs de fonds. Le projet s'est traduit par la mise en place d'un cadre propice à l'avènement de nouveaux PIEs. A titre d'exemple, le projet a suscité l'élaboration de modèles de contrats clés<sup>21</sup> (ex. licence de production, licence de vente et accord d'achat d'énergie).

3.33 **Développement de l'infrastructure :** Le projet contribuera directement au développement de l'infrastructure de l'énergie électrique du Cameroun. En construisant la centrale électrique de 216 MW, le projet accroîtra la capacité énergétique, ce qui permettra de soutenir le développement industriel et de faire face à la hausse de la demande qui est actuellement de 6% par an et devrait se poursuivre au même taux dans un avenir prévisible. De plus, le projet offre une capacité de réserve, et permet ainsi au Cameroun de faire face à l'important déficit de son réseau électrique. Actuellement, le réseau AES-Sonel a une capacité installée de 933 MW, dont 77% à base hydrographique. Mais la capacité disponible est de loin inférieure à la capacité installée du fait d'une hydrologie peu favorable, ce qui se traduit par des déficits de capacité répétés. Le projet permettra d'améliorer la production mixte à travers l'apport de l'énergie thermique, consolidant ainsi la fiabilité de l'infrastructure énergétique.

3.34 Le projet offrira une capacité de charge de base et accroîtra la réserve énergétique indispensable dans le système, ce qui renforcera la stabilité et la fiabilité du réseau électrique du Cameroun. En outre, le projet permettra d'assurer la nécessaire réhabilitation des centrales hydroélectriques existantes et d'accroître la fiabilité à long terme de l'offre d'électricité durant la saison sèche et au cours des années de faible pluviométrie. Le projet mettra à disposition le placement sûr destiné au développement des réserves de gaz du champ gazier de Sanaga Sud.

3.35 **Effets sur le Gouvernement :** Le projet générera des recettes pour le gouvernement camerounais sous forme de dividendes payables par KPDC, de droits d'immatriculation et de taxes. Le projet profitera aux divers partenaires de diverses manières. Il générera des recettes en faveur de la RC sous formes d'impôts sur les sociétés, de retenues à la source et de taxes indirectes. Le Tableau 7 présente l'analyse des partenaires du projet, qui révèle que les recettes combinées du Gouvernement équivalent à environ 56 millions d'euros en valeur actualisée réelle.

---

<sup>20</sup> Pour le secteur secondaire, l'année de référence: 2006

<sup>21</sup> Ces contrats ont été initialement rédigés par Simmons & Simmons qui est le conseiller juridique de AES Sonel.

**Tableau 4: Analyse des partenaires**  
(en milliers d'euros)

Partenaires	Valeur actualisée à 12% en termes réels	p.a.moyen, en termes réels
<b>CAMEROUN</b>	<b>189.592</b>	<b>28.324</b>
<b>Gouvernement</b>	<b>56.459</b>	<b>16.177</b>
Impôt sur les sociétés	88.787	12.589
Impôt sur les revenus du travail	3.700	478
Redevance Arsel	5.298	729
Impôts indirects	(41.587)	(4.785)
Dividendes nettes: GC	261	7.166
<b>Société de distribution d'électricité</b>	<b>43.714</b>	<b>4.048</b>
AES-Sonel: réduction des coûts	43.714	4.048
<b>Communauté locale</b>	<b>8.236</b>	<b>582</b>
Revenu additionnel du travail	2.466	318
Réinstallations et indemnisations	5.769	264
<b>Consommateurs</b>	<b>81.183</b>	<b>7.517</b>
Surplus des consommateurs	81.183	7.517
<b>Investisseurs étrangers</b>	<b>3.983</b>	<b>9.922</b>
Rendements nets	3.983	9.922

3.36 *Effet sur la résilience macroéconomique :* Les investissements dans le réseau électrique du Cameroun dominé par l'énergie hydroélectrique n'ont pas pu suivre la croissance de la demande, créant le risque de pénuries d'énergie à partir de 2011 (voir Tableau 4 "équilibre offre-demande en MW"). Si la capacité n'est pas accrue, l'énergie aura un déficit considérable, et Kribi est la seule alternative à court terme. Une source d'énergie fiable est essentielle pour le fonctionnement efficace de divers secteurs économiques, en particulier l'industrie manufacturière et le secteur tertiaire. Le projet influera directement sur le problème de déficit énergétique et contribuera ainsi à la soutenabilité de la croissance économique. En recourant aux ressources gazières et en les utilisant comme produits de remplacement des importations, le projet devrait induire un impact positif net du marché des changes sur les comptes capital et courant du pays. La valeur actualisée des gains nets de devises sur les biens/services et les flux financiers est estimée à 133 millions d'euros.

### **Analyse de l'additionnalité et de la complémentarité**

#### *Viabilité commerciale additionnelle*

3.37 La Banque offrira des financements assortis de délais suffisants pour soutenir les principales dépenses d'investissement que le Cameroun ne peut pas assurer facilement, en particulier dans le secteur des infrastructures. Par ailleurs, l'appui de la Banque au projet, à l'instar de celui d'autres IFD, apportera l'expertise technique et financière des organisations de développement multilatérales de confiance, et incitera les banques commerciales à accroître leur contribution au projet, compte tenu spécialement de la crise financière mondiale actuelle. Par ailleurs, les promoteurs sont bien au fait des exigences des IFD, ce qui leur permettra d'atteindre la clôture financière en un temps raisonnable et de veiller à l'achèvement du projet dans les délais prescrits. Le recrutement d'un ingénieur indépendant de renom par les bailleurs de fonds a permis d'identifier et de résoudre les problèmes techniques clés non prévus. L'ingénieur indépendant des bailleurs de fonds supervisera également la construction du projet, réduisant ainsi les risques de construction.

3.38 La participation de la Banque apporte au projet un élément très important en matière de stabilité et de couverture du risque politique. Il existe deux tranches de dette – une avec le

financement des IFD et l'autre avec la dette commerciale. Etant donné que le pays et le secteur comportent des risques, la tranche commerciale est couverte par une protection PCG. L'implication des IFD, qui sont capables d'assumer ces risques géopolitiques, rend l'opération attrayante pour les banques commerciales.

### *Autres résultats en matière de développement*

3.39 L'appui de la Banque au secteur de l'électricité au Cameroun établira un modèle pour le développement futur d'autres PIE dans le pays et prouvera la bancabilité du secteur énergétique camerounais auprès des financiers commerciaux. Le succès du projet proposé aura un effet d'émulation qui prouvera que les projets énergétiques privés du Cameroun, lorsqu'ils sont structurés convenablement, sont financièrement viables. Le projet offrira une capacité de charge de base et accroîtra la réserve énergétique indispensable dans le système, ce qui renforcera la stabilité et la fiabilité du réseau électrique du Cameroun. En outre, le projet permettra d'assurer la nécessaire réhabilitation des centrales hydroélectriques existantes et d'accroître la fiabilité à long terme de l'offre d'électricité durant la saison sèche et au cours des années de faible pluviométrie. Enfin, le projet se soldera par un accroissement de la capacité de production d'énergie, en stimulant la concurrence dans le secteur énergétique et en contribuant à l'approvisionnement accru en énergie bon marché et fiable à usage domestique, commercial et industriel. Une offre d'énergie fiable et bon marché a une forte incidence sur tous les secteurs de la vie: emploi/ revenu, prestation de services sociaux (ex. cliniques et écoles), et elle permettra de réaliser plusieurs OMD connexes et de réduire la pauvreté.

### *Complémentarité*

3.40 La Banque travaille en étroite collaboration avec d'autres IFD en vue de promouvoir la coopération et le cofinancement efficaces au sein des IFD, en conformité avec le partenariat africain du financement. L'implication des IFD reconfortera les banques commerciales locales et les aidera à acquérir leur propre expertise dans le secteur.

## **4 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS**

4.1 Le projet accroîtra la capacité et la fiabilité de l'offre d'électricité au Cameroun et permettra de faire face à l'important déficit énergétique tout en contribuant à la croissance et à la réduction de la pauvreté dans le pays. Il diversifiera la production énergétique du Cameroun et mettra à profit ses propres ressources pour remplacer les importations de carburant. L'utilisation du gaz réduira aussi l'intensité des émissions de carbone émanant de la production d'énergie thermique.

4.2 Le projet s'aligne sur le Document de stratégie complet de réduction de la pauvreté (DSRP) du Cameroun adopté en avril 2003, pour la période 2003-2015. Les principaux éléments des programmes d'action décrits dans le DSRP nécessitent le développement de l'infrastructure à l'appui des secteurs productifs et sociaux. De plus, le projet est tout à fait conforme à la stratégie de la Banque au Cameroun et les priorités du secteur privé. Le projet repose sur une viabilité commerciale solide. Les projections financières de référence révèlent que le projet pourrait facilement s'acquitter du service de sa dette. L'implication des IFD dans le projet permet d'attirer les banques commerciales, et cela a contribué à l'atténuation des risques techniques, commerciaux, juridiques, environnementaux et sociaux du projet.

4.2 Au regard de ce qui précède, la direction recommande que le Conseil d'Administration approuve un prêt de premier rang n'excédant pas 45 millions d'euros en faveur de KPDC sous les conditions indicatives suivantes :

- Type : Prêt à long terme
- Classe : Prêt privilégié
- Montant : 45 millions d'euros au maximum
- Echéance finale : 12,5 ans au maximum
- Différé d'amortissement : 3 ans au maximum
- Frais initiaux du prêt : 0,9%
- Commission d'engagement : 0,5%
- Frais d'évaluation du prêt : 75.000 dollars EU (dont 50 000 déjà versés)
- Frais de supervision : 20.000 euros

## Annexe 1: CADRE LOGIQUE AXÉ SUR LES RÉSULTATS<sup>22</sup>

Nom du pays et du projet: Projet d'énergie de Kribi-Cameroun						
But du projet: Construction et exploitation d'une centrale à gaz de 216 MW et d'une ligne de transport d'énergie de 225 kv, longue de 100km.						
CHAÎNE DES RESULTATS		INDICATEURS DE PERFORMANCE			MOYENS DE VERIFICATION	RISQUES / MESURES D'ATTENUATION
		Indicateur (y compris l'ISC)	Référence	Cible		
IMPACT	<b>Impact 1</b> Offre fiable d'énergie à usage domestique, commercial et industriel	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nombre de connexions</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>520 000 connexions</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>13.700 nouvelles connexions domestiques par an à partir de 2012</li> <li>2.800 nouvelles connexions industrielles par an à partir de 2016</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rapport annuel d'ARSEL</li> </ul>	
RÉSULTATS	<b>Réalisation 1</b> Accroissement de l'approvisionnement en électricité	<ul style="list-style-type: none"> <li>Accroissement de la capacité d'offre d'énergie en MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Capacité totale installée: 933 MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Capacité additionnelle de 216 MW installée en 2013</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rapport d'essai de KPDC</li> <li>Rapport de compilation de KPDC</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Consulter la section: Risque lié à la construction/à l'achèvement</li> </ul>
	<b>Réalisation 2</b> Soutenir le développement du secteur de l'aluminium	<ul style="list-style-type: none"> <li>Accroissement de la capacité d'offre d'énergie a Alucam en MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>n.d</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Capacité additionnelle de 50 MW disponible pour Alucam en 2013</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rapport annuel d'AES Sonel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Consulter la section: Analyse des résultats du développement</li> </ul>
	<b>Réalisation 3</b> Création d'emplois durant la construction	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nombre d'emplois créés durant la construction du projet</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>n.d</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>500 emplois créés durant la construction du projet à l'horizon 2013</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rapports de supervision de la construction de la centrale</li> <li>Rapports de supervision de la construction de la ligne de transport d'énergie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Exécution à temps du projet</li> </ul>
	<b>Réalisation 4</b> Création d'emplois durant l'exploitation	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nombre d'emplois créés durant l'exploitation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>n.d</li> <li>n.d</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>70 emplois créés durant l'exploitation du projet.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rapport annuel de KPDC</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Exécution à temps et réussite du projet de centrale électrique et de ligne de transport</li> </ul>

<sup>22</sup> Le présent cadre logique axé sur les résultats tient compte des résultats du développement relatifs à la centrale électrique et à la ligne de transport connexe.

REALISATIONS	<b>Résultat 5</b> Générer des recettes pour le gouvernement	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Impôt annuel sur les sociétés</li> <li>• Redevance annuelle ARSEL</li> <li>• Dividendes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• n.d</li> <li>• n.d</li> <li>• n.d</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 14,6 millions d'euros par an à partir de 2013</li> <li>• 958 000 euros par an à partir de 2013</li> <li>• 7,2 millions d'euros par an à partir de 2014, 10,1 millions d'euros par an à partir de 2021, et 19,9 millions d'euros par an à partir de 2025</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modèle financier</li> <li>• Rapport financier annuel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Exécution à temps et réussie du projet de centrale électrique et de ligne de transport</li> </ul>
	<b>Réalisation 6</b> Réduire les émissions de CO <sub>2</sub> <sup>23</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Emissions de CO<sub>2</sub> évitées en moyenne</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• n.d</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Emission de 340t de CO<sub>2</sub></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rapport annuel de KPDC</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Exécution à temps et réussie du projet de centrale électrique et de ligne de transport</li> </ul>
	<b>1. Capacité disponible de 216 MW</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacité disponible</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• n.d</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 216 MW disponibles d'ici à 2013</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rapport de compilation</li> <li>• Plan testing report</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consulter la section: Risque lié à la construction/à l'achèvement</li> </ul>
	<b>2. Construction au total d'une ligne de transport de 225kV, longue de 100 km</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nombre de kilomètres de lignes de transport d'énergie construits</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• n.d</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ligne de transport d'énergie de 100 km construite d'ici à 2013</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rapport de compilation de la ligne de transport</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consulter la section: Risque lié à la construction/à l'achèvement</li> </ul>
<b>3. Connexion de la centrale au réseau à travers les installations connexes de la ligne de transport</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Installations disponibles et opérationnelles</li> <li>• (OUI / NON)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• n.d</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• De nouvelles installations disponibles et opérationnelles d'ici à la fin de 2013</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rapport de compilation de la ligne de transport</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consulter la section: Risque lié à la construction/à l'achèvement</li> </ul>	
<b>4. Mise en œuvre réussie du PGES et du PAR</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pourcentage des activités du PGES et du PAR mises en œuvre de manière satisfaisante</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• n.d</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 100% d'ici à 2013</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rapport environnemental et social</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• n.d</li> </ul>	

<sup>23</sup> Les émissions de CO<sub>2</sub> pour Kribi sont estimées à 403.768 gCO<sub>2</sub>/kWh, tandis que la production d'énergie thermique du Cameroun est actuellement à base de pétrole, avec une moyenne d'environ 725 gCO<sub>2</sub>/kWh pour la centrale au mazout (moyenne de 2005-2007 selon les statistiques de l'Agence internationale de l'énergie pour 2009).

<b>ACTIVITÉS CLÉS</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Construction des installations connexes de la centrale électrique</li> <li>2. Construction d'une ligne de transport de 225 kV, longue de 100 km</li> <li>3. Construction des installations connexes de la ligne de transport</li> <li>4. Mise en œuvre du PGES et du PAR</li> </ol>	<p><b>RESSOURCES</b></p> <p><b><u>DETTE</u></b></p> <p>BAD: 35 millions de dollars EU  IFC: 35 millions de dollars EU  BEI: 35 millions de dollars EU  BDEAC: 8 millions de dollars EU  Banques locales: 60 millions de dollars EU</p> <p><b><u>CAPITAUX PROPRES</u></b></p> <p>57 millions de dollars EU</p>
-----------------------	---	---

## Annexe 2 : REFORMES DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE AU CAMEROUN

Le secteur de l'électricité au Cameroun est régi par la loi n° 98/022 du 24 décembre 1998, issue de la réforme engagée par le gouvernement quelques années plus tôt. Cette loi abroge la loi n° 020 du 26 novembre 1983 portant régime de l'électricité. Cette loi s'applique aux activités de production, transport, distribution, fourniture, importation, exportation et vente de l'électricité par toute entreprise sur le territoire camerounais. A ce titre, elle fixe les modalités de production, transport, distribution, importation, exportation et vente de l'électricité, elle établit les bases de la concurrence dans le secteur électrique, elle fixe les modalités de contrôle de l'exécution des obligations spécifiques mises à la charge des opérateurs des activités non concurrentielles, détermine les règles de protection de l'environnement et des intérêts des consommateurs, et elle garantit la continuité et la qualité des prestations. Le sous-secteur de l'électricité a connu une réforme importante en 1999. Les principaux axes de cette réforme sont :

i) l'ouverture, au secteur privé, du capital de la Société Nationale d'Electricité du Cameroun (SONEL) a été privatisée le 18 juillet 2001 donnant naissance à la société l'AES SONEL, détenue à 56 % par le groupe américain AES (dont 5% sont prévus pour être rétrocédés au personnel et à 44% par l'Etat camerounais. Un contrat de concession et d'autres accords, lient l'AES SONEL et l'Etat.

ii) la création d'une Agence d'Electrification Rurale (AER) ; par décret N°99/193 du 08 septembre 1999, l'AER est un établissement public administratif doté de personnalité juridique et de l'autonomie financière, est chargée de promouvoir l'électrification rurale. L'une de ses missions spécifiques est de «réaliser des enquêtes et des études débouchant sur des solutions techniques et économiquement applicables en milieu rural dans le respect des standards et normes homologués ». Les attributions de l'AER en font le principal acteur national en matière d'électrification rurale.

iii) la création de l'Agence de Régulation du Secteur de l'Electricité (ARSEL) ; par la loi n° 98/022 du 24 décembre 1998 régissant le secteur de l'électricité. L'ARSEL assure la régulation, le contrôle et le suivi des activités des exploitants et des opérateurs du secteur de l'électricité. L'organisation et le fonctionnement de l'ARSEL sont définis dans le décret n° 99-125 du 15 juin 1999 ; ses ressources proviennent de la redevance payée par les opérateurs au titre de l'exercice d'activités dans le secteur de l'électricité, du produit des amendes prévues par la loi, de dons et legs. L'ARSEL est compétente pour connaître des différends entre opérateurs du secteur de l'électricité ; elle arbitre ces différends sur saisine des parties, met en oeuvre, suit, contrôle le système tarifaire et effectue les révisions des tarifs.

iv) La création de Electricity Development Corporation (EDC) par décret n° 2006/ 406 du 29 novembre 2006, la société EDC a pour objet de gérer pour le compte de l'Etat, le patrimoine public dans le secteur de l'Electricité, d'étudier et de réaliser tout projet d'infrastructure dans le secteur de l'Electricité qui lui est confié par l'Etat, de participer à la promotion des investissements publics et privés dans le secteur.

v) l'introduction de la production indépendante avec des auto-producteurs pour leur usage exclusif et qui n'entreprennent ni le transport ni la distribution de celle-ci, ainsi que de producteurs qui vendent et fournissent leur production à des tiers.

### Annexe 3: IMPACT D'ALUCAM SUR LE DEVELOPPEMENT

1.1 En produisant des capacités supplémentaires qui fourniront, en partie, Alucam, le projet soutiendra le développement du secteur de l'aluminium au Cameroun. L'électricité est un intrant essentiel pour la production d'aluminium et représente 30% à 40% des coûts totaux de production. La capacité annuelle d'Alucam est de 100 000 tonnes par an. Alucam a un chiffre d'affaires d'USD 310 millions et emploie 860 personnes. La main-d'œuvre locale représente la majorité des salariés (99%). En Janvier 2011, les femmes représentaient 42% de l'emploi. L'entreprise constitue 3% du PIB.<sup>24</sup> Alucam a développé un réseau de prestataires locaux comprenant 220 fournisseurs et s'élevant à USD 126 millions de valeur d'achat par an. Le montant total des impôts payés par Alucam est égal à une moyenne d'USD 42 millions par an. Durant les 5 dernières années, Alucam n'a pas distribué de dividendes afin de mettre en œuvre son programme d'investissement. Alucam a également développé un programme de responsabilité sociale globale qui s'est élevé à 1 million de dollars en 2008 couvrant l'eau, la santé et des projets d'éducation. Alucam a adopté des normes internationales pour la gestion de l'environnement et la qualité (respectivement ISO 14001 et OHSAS 1801).

1.2 Alucam envisage de moderniser et d'élargir progressivement sa production de 100 000 tonnes à 300 000 tonnes par an, ce qui nécessitera une augmentation de l'approvisionnement en électricité d'AES Sonel de 110MW à 250MW, dont 50 MW pouvant être fournis par le projet et le reste par la construction de la centrale hydroélectrique de 300 MW au Nachtigal. Cette expansion permettra de créer 4 300 emplois pendant la construction et 900 emplois durant le fonctionnement de la centrale.

1.3 La disponibilité d'une électricité fiable et abordable est stratégique pour le secteur et constitue un important facteur d'avantage concurrentiel. L'aluminium est un secteur important pour l'économie, mais son développement a été ralenti par l'importante pénurie d'électricité. La demande croissante du public a conduit le gouvernement à diminuer l'offre minimale d'électricité d'Alucam de 145MW à 110MW et de doubler son prix d'environ 6 FCFA / kWh à 13,99 FCFA / kWh. Il est à noter que le contrat d'alimentation d'Alucam actuel a une composante fixe et une composante variable qui prennent en considération les sources de production utilisées. Comme Kribi n'est pas encore construite, l'approvisionnement supplémentaire qui proviendra de Kribi nécessitera la négociation d'un nouveau contrat d'approvisionnement. Le prix de l'électricité vendue à chaque catégorie de consommateurs reflète les différents coûts, précisément, cela prend en compte les coûts de génération, transmission et de distribution (sauf pour la catégorie sociale). Il est à noter que le prix moyen de l'électricité pour les consommateurs Haute Tension (HT) 25 est inférieur au prix pour les consommateurs Moyenne Tension (MT) et Basse Tension (BT) car les coûts de transport d'électricité haute tension sont, par opposition aux coûts de distribution d'électricité, relativement faibles pour les raisons suivantes: (i) les consommateurs HT sont proches des unités de production qui ne nécessitent pas d'investissements intensifs dans la transmission de l'électricité tels que lignes de transmission et de distribution, stations et transformateurs, (ii) la perte d'électricité est plus faible pour les consommateurs HV car: les pertes augmentent lorsque l'électricité est convertie de

<sup>24</sup> Pour le secteur secondaire, l'année de référence: 2006

<sup>25</sup> Il y a 1 368 consommateurs MT et 3 HT consommateurs qui sont: Alucam, Socatral et Cimencam.

HT à MT et puis à BT, les lignes HT sont également plus efficaces comparé aux lignes de BT, et les longue distances augmentent les pertes, (iii) l'énergie non distribué (énergie produite mais non distribué, qui est donc une perte) est plus élevée pour les consommateurs BT raison de la plus grande probabilité des risques d'incidents (en 2010, 15,82% de l'énergie a été non distribué en raison d'incidents des sous-stations, et 29,10% étaient dus à des incidents de ligne et 55,09% étaient dus à des travaux programmés), (iv) le taux de récupération des liquidités (paiement des factures) des consommateurs BT (ménages) est plus faible que celui des consommateurs HT, et (v) les coûts associés à l'approvisionnement des consommateurs BT sont plus élevés, tels que : coûts de connexion, le comptage, le système de facturation, de distribution de service, gestion de la congestion, couts liés au réseau des services auxiliaires tels que le contrôle de la tension, et les coûts logistiques (comptabilité, administration, ressources humaines , de l'équipement, l'exploitation et la maintenance, les services commerciaux)