

REPUBLIQUE DU CAMEROUN
MINISTERE DE L'ENERGIE ET DE L'EAU

**Assistance au Ministère de l'Energie et de l'Eau dans l'élaboration
du Plan de Développement à long terme du Secteur de l'Électricité
Horizon 2030 (PDSE 2030)**

Rapport Provisoire

Volume 4 – PLAN DE DEVELOPPEMENT PRODUCTION

Version provisoire mars 2006



PRESENTATION DU RAPPORT

Le rapport du PDSE2030 est constitué de 4 volumes :

- Le volume 1 : Présentation et conclusions du PDSE
- Le volume 2 : Etude Economique - Demande
- Le volume 3 : Etude de l'Offre de Production
- Le volume 4 : Etude du Plan d'expansion au moindre coût.

Le **volume 1** a pour objectif de définir le contenu de l'étude, le contexte général, le cadre institutionnel, les aspects financiers et de résumer les résultats des trois études avec les recommandations.

L'étude Economique - Demande (volume 2) définit les projections de la demande de la consommation électrique pour les secteurs BT, MT et HT jusqu'en 2030 en fonction des scénarii retenus puis les prévisions de la production en puissance et en énergie.

L'étude de l'Offre de Production (volume 3) propose la liste d'ouvrages concurrents thermiques ou hydroélectriques pouvant satisfaire économiquement à la croissance de la demande en électricité à long terme pour les différents scénarios retenus. Dans ce volume on analyse la problématique Gaz.

L'étude de du Plan d'expansion au moindre coût (volume 4) a pour objectif de définir pour les différents scénarios le programme d'investissement optimal pour le pays, entre les projets thermiques et hydroélectriques, des trois réseaux (isolés ou interconnectés) et interconnectés avec les pays limitrophes.

SOMMAIRE

1.	INTRODUCTION.....	7
1.1	CONTEXTE.....	7
1.2	OBJECTIF DU PDSE 2030.....	7
1.3	ORGANISATION DE L'ETUDE.....	8
2.	CADRE DE L'ETUDE.....	10
3.	ETUDE DE LA DEMANDE ET SCENARIOS ENVISAGES – SYNTHSE.....	11
3.1	GENERALITES.....	11
3.2	DEFINITIONS - RAPPELS.....	11
3.3	SYNTHSE DE L'ANALYSE DE LA DEMANDE.....	11
3.4	SCENARII ETUDIES DANS LE PDSE 2030.....	13
4.	LES PARAMETRES CLEFS DE L'ETUDE.....	17
4.1	DEVICES.....	17
4.2	TAUX DE CHANGE.....	17
4.3	TAUX D'ACTUALISATION.....	17
4.4	COUT DE DEFAILLANCE.....	18
4.5	PERIODE DE L'ETUDE : 2010-2030.....	18
4.6	PRIX DES COMBUSTIBLES – RAPPEL.....	19
4.7	COURBE DE CHARGE DE REFERENCE DU RIS.....	20
5.	LE PARC DE PRODUCTION "EXISTANT" EN 2010.....	22
5.1	LE PARC DE PRODUCTION "EXISTANT" EN 2010 SUR LE RESEAU INTERCONNECTE DU SUD.....	22
5.2	LE PARC DE PRODUCTION "EXISTANT" SUR LE RESEAU INTERCONNECTE DU NORD (RIN).....	31
5.3	LE RESEAU INTERCONNECTE DE L'EST (RIE).....	33
5.4	CENTRALES THERMIQUES ISOLÉES ET EXPLOITÉES PAR AES SONEL.....	35
6.	RESEAU DE TRANSPORT EN HAUTE TENSION EXISTANT.....	38
6.1	LE RESEAU DU SUD (RIS).....	38
6.2	LE RESEAU NORD (RIN).....	40
6.3	LE RESEAU EST (RIE).....	41

7.	LES PROJETS CANDIDATS HYDRAULIQUES CONSIDERES DANS LE PDSE 2030 -	42
7.1	RAPPEL DES RECOMMANDATIONS POUR LA PRISE EN COMPTE DES CHANGEMENTS CLIMATIQUES DANS LE PDSE 2030	42
7.2	REEVALUATION DE L'HYDROLOGIE DES SITES CANDIDATS DANS LE CADRE DU PDSE 2030.....	43
7.3	LES PROJETS IDENTIFIES POUR LE PDSE	45
8.	LES CENTRALES THERMIQUES CONCURRENTES FONCTIONNANT AU GAZ NATUREL	51
8.1	SPECIFICITE DU RIS	51
8.2	LES MOYENS DE PRODUCTION THERMIQUE SUR LE RIN ET LE RIE	53
9.	PLAN DE DEVELOPPEMENT DE PRODUCTION.....	54
9.1	METHODOLOGIE.....	54
9.2	JUSTIFICATION DE KRIBI - PLAN DE "RECOLLEMENT" SUR LA PERIODE 2008 / 2009	55
9.3	PLAN DE DEVELOPPEMENT DU SCENARIO « S0 »	56
9.4	PLAN DE DEVELOPPEMENT DU SCENARIO « S1 » OU SCENARIO « MEDIAN »	63
9.5	PLAN DE DEVELOPPEMENT DU SCENARIO « S2 » OU SCENARIO DES "GRANDES AMBITIONS"	68
10.	LIGNES DE TRANSPORT	74
10.1	HYPOTHESES.....	74
10.2	GENERALITES	74
10.3	APPROCHE SPECIFIQUE POUR LE RESEAU DE TRANSPORT CAMEROUNAIS	76
11.	CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS.....	82
11.1	CONTEXTE.....	82
11.2	JUSTIFICATION DE LA CENTRALE DE KRIBI (PERIODE 2008 - 2009)	82
11.3	PRINCIPAUX RESULTATS DES PLANS DE DEVELOPPEMENT PRODUCTION.....	83
11.4	LE DEVELOPPEMENT DU RESEAU DE TRANSPORT STRUCTURANT DU CAMEROUN A LONG TERME.....	87
11.5	LES ETUDES A ENGAGER RAPIDEMENT POUR TENIR LE RENDEZ-VOUS DE 2015 88	
11.6	LE SCHEMA DIRECTEUR DU RESEAU DE TRANSPORT STRUCTURANT A DEFINIR.....	88
	ANNEXES.....	90
	ANNEXE 1 : SIGLES ET ABREVIATIONS	96
	ANNEXE 2 : BIBLIOGRAPHIE	97

ANNEXE 3 :	DESCRIPTION DU LOGICIEL LOGOS.....	91
ANNEXE 4 :	TABLEAUX DE SYNTHESE DU SCENARIO S0.....	92
ANNEXE 5 :	TABLEAUX DE SYNTHESE DU SCENARIO S1.....	93
ANNEXE 6 :	TABLEAUX DE SYNTHESE DU SCENARIO S2.....	94
ANNEXE 7 :	RESEAUX.....	95

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1:	Les scénarios de demande du PDSE 2030 - Production d'électricité	13
Tableau 2 :	Scénarii S0, S1 pour le RIS et S2 pour le RIS, RIN et RIE – Evolution de la demande en GWh et MW	15
Tableau 3 :	Caractéristiques des combustibles du RIS	19
Tableau 4:	Prix des combustibles retenus pour le RIS	20
Tableau 5:	Centrales thermiques (LFO) du RIS en 2006	24
Tableau 6:	Centrales thermiques (HFO) du RIS en 2006	24
Tableau 7:	Consommations spécifiques des centrales thermiques existantes du RIS en 2006	24
Tableau 8 :	Caractéristiques des Turbines à gaz (TAG) concurrentes pour la future centrale thermique de Kribi	25
Tableau 9:	Caractéristiques technico-économiques probables de la centrale de Kribi (vues de 2005)	26
Tableau 10:	Caractéristiques des aménagements de Song Loulou & d'Edéa en 2010	29
Tableau 11:	Historique des productions des ouvrages de Song Loulou & d'Edéa	29
Tableau 12:	Caractéristiques des réservoirs de régularisation sur la Sanaga	30
Tableau 13:	Historique de la production annuelle de la centrale de Lagdo	32
Tableau 14:	Centrales thermiques en 2006((RIN)	33
Tableau 15:	Groupes thermiques du RIE	35
Tableau 16:	Listes des centrales thermiques isolées (non raccordées au réseau)	35
Tableau 17 :	Caractéristiques principales de la chute de Bini à Warak (Vina nord)	49
Tableau18 :	Caractéristiques principales de le centrale hydroélectrique de Colomines (1986)	50
Tableau 19:	Principaux paramètres techniques et économiques retenus pour une centrale thermique de 150 à 200 MW	51
Tableau 20:	Caractéristiques technico-économiques des turbines à gaz candidates	52
Tableau 21:	Caractéristiques technico-économiques des turbines à gaz et moteurs à gaz en concurrence pour le site de Kribi.	52
Tableau 22 :	Caractéristiques de groupes Diesel (HFO) de 7 à 17 MW pour le RIN	53
Tableau 23:	Programme des mises en service des candidats thermiques pour les différents scénarii de « S0 »	59
Tableau 24 :	Synthèse des résultats du Scénario « S0 »	60
Tableau 25 :	Scénario « S1 » - Programme des mises en service des candidats thermiques	64
Tableau 26 :	Scénario « S1 » - Résultats et Bilan	65
Tableau 27 :	Scénario « S2 » - Programme des mises en service des candidats thermiques à partir de 2015	70
Tableau 28 :	Scénario « S2 » -Résultats et Bilan	71
Tableau 29 :	Longueurs maximales de transport	75
Tableau 30 :	Niveaux de tension dans les pays voisins du Cameroun	76

LISTE DES FIGURES

Figure 1 :	Evolution de la Demande en MW pour les 3 scénarios étudiés.	16
Figure 2:	Courbe de charge du RIS en 2005	21
Figure 3:	Vue de la centrale de Limbé (85 MW)	23
Figure 4 :	Vue aérienne de l'aménagement de Song Loulou sur la Sanaga	27
Figure 5 :	Vue aérienne de l'aménagement d'Edéa sur la Sanaga	28
Figure 6:	Carte des principaux bassins hydrologiques du Cameroun	43
Figure 7:	Carte des sites de production hydroélectrique identifiés (carte de 1983, modifiée)	45
Figure 8 :	Choix de tension optimale	75

1. INTRODUCTION

1.1 Contexte

La volonté des Autorités camerounaise, incarnée par le programme électoral du Président de la République, le « Cameroun des Grandes ambitions », est de sortir le pays du sous-développement.

Les objectifs retenus (accroissement du PIB/habitant d'environ 1 000 dollars US en 2005 à plus de 5 000 dollars US en 2030), très ambitieux, nécessitent la mise en œuvre d'un Plan de Développement à long terme du Secteur de l'Électricité (PDSE 2030).

Afin de répondre à ces objectifs de demande, les Autorités ont décidé de s'appuyer sur les très importantes ressources énergétiques du Cameroun :

- Potentiel hydroélectrique considérable, dont moins de 3% sont utilisés à ce jour ;
- Importantes réserves de gaz naturel offshore, suffisantes pour le développement économique du pays sur le long terme.

C'est dans ce cadre qu'un projet de Plan de Développement du Secteur de l'Électricité a été lancé par le Ministère de l'Énergie et de l'Eau. L'enjeu du PDSE 2030 consiste d'une part à promouvoir l'émergence d'une telle demande et d'autre part à assurer le développement de l'offre d'électricité correspondante au moindre coût.

L'élaboration de ce plan est également inscrite parmi les déclencheurs du point d'achèvement de l'initiative PPTTE.

1.2 Objectif du PDSE 2030

Par définition, un plan de développement du secteur électrique tel que le PDSE 2030 consiste à déterminer à long terme les moyens de production et le programme optimal des investissements au moindre coût pour la collectivité et le pays.

Le plan, à travers l'identification des différents scénarii de demande et des stratégies de l'offre, doit être considéré comme un outil d'aide à la décision et de stratégie macro économique donnant la meilleure visibilité aux différents acteurs (gouvernement, bailleurs de fonds, exploitants, planificateur, etc.) et investisseurs potentiels sur les moyens de production et de réseau à engager pour le pays.

Conformément aux objectifs des Autorités camerounaises et aux recommandations des Bailleurs de Fonds, le PDSE est un outil de planification dynamique, qui devra être approprié et mis à jour par le Ministère, l'ARSEL et la future agence de planification. Ce plan ne doit ni ne peut être figé. Il impliquera une actualisation régulière, tant en terme d'input (projections de demande, de l'offre) que d'output (programmation des investissements des moyens de production et du réseau de transport) en fonction de l'évolution future des paramètres macroéconomiques.

De par sa nature anticipative, l'élaboration d'un plan de développement d'énergie électrique à long terme accroît les chances de mobilisation des ressources financières à de bien meilleures

conditions que si cela était fait par réaction à une crise ou, à tout le moins, dans des délais courts : temps disponible pour rechercher et négocier les ressources les plus adaptées aux divers projets.

Il a un effet catalytique, car il rend possible le dialogue entre les acteurs du secteur électrique autour d'un concept – idée de projet de centrales électriques, gestion des bassins, schéma d'aménagement du territoire, projets ou pôles de développement industriels, etc. - pour sa matérialisation.

Selon le cahier des charges, le PDSE doit par ailleurs traduire, en terme de planification et de programmation, la volonté politique des Autorités camerounaises de développer le potentiel économique du pays. Le PDSE ne doit donc pas être une simple prolongation des tendances actuelles; il doit s'appuyer sur un véritable programme d'aménagement du territoire et de développement industriel.

Il doit être aussi moteur en proposant d'engager les nombreuses études de faisabilité nécessaires pour atteindre au mieux les objectifs fixés.

Enfin, le PDSE participe à la volonté du Gouvernement de développer un programme d'action efficace de lutte contre la pauvreté, en replaçant la question de l'accès aux services énergétiques de base au centre du développement économique et social du pays.

Le présent volume a pour objet de définir à moyen et long terme pour le Cameroun le plan de développement au moindre coût pour chacun des scénarii de demande retenus, par rapport aux nombreux projets concurrents et en fonction des ressources naturelles recensées à ce jour.

1.3 Organisation de l'étude

Le rapport du PDSE2030 est constitué de 4 volumes :

- Le volume 1 : Présentation et conclusions du PDSE
- Le volume 2 : Etude Economique - Demande
- Le volume 3 : Etude de l'Offre Production
- Le volume 4 : Etude du Plan de Développement Production et Transport.

Le **volume 1** a pour objectif de définir le contenu de l'étude, le contexte général, le cadre institutionnel, les aspects financiers et de résumer les résultats des trois études avec les recommandations.

L'étude Economique - Demande (volume 2) définit les projections de la demande de la consommation électrique pour les secteurs BT, MT et HT jusqu'en 2030 en fonction des scénarii retenus puis les prévisions de la production en puissance et en énergie.

L'étude de l'Offre (volume 3) propose la liste d'ouvrages concurrents thermiques ou hydroélectriques pouvant satisfaire économiquement à l'accroissement de la demande en électricité à long terme pour les différents scénarios retenus.

L'étude du Plan de développement Production ou Plan d'expansion au moindre coût (volume 4 et objet du présent volume) a pour objectif de définir pour les différents scénarii le programme d'investissement optimal des moyens de production pour le pays, entre les projets

thermiques et hydroélectriques, des trois réseaux (isolés ou interconnectés) et des interconnexions possibles avec les pays limitrophes.

Les données d'entrée pour réaliser cette étude résultent des propositions faites dans les précédents volumes. Un rappel synthétique des ces résultats (scénarios de la demande, offre hydraulique, offre thermique) est proposé dans le présent rapport.

2. CADRE DE L'ÉTUDE

Selon le cahier des charges, le PDSE doit traduire la volonté politique des Autorités camerounaises de :

- développer le potentiel économique du pays s'appuyant sur un véritable programme d'aménagement du territoire et de développement industriel,
- développer un programme d'action efficace de lutte contre la pauvreté, en replaçant la question de l'accès aux services énergétiques de base au centre du développement économique et social du pays,
- valoriser de manière optimale le fort potentiel hydroélectrique du Cameroun, notamment dans la perspective d'intégration régionale et d'opportunités d'exportation vers d'autres pays, en considérant l'interconnexion à terme des différents réseaux isolés.

Le PDSE 2030 est un plan de développement du secteur électrique d'envergure nationale. Le Consultant a donc pris en considération dans la présente étude le périmètre de la demande correspondant à l'ensemble du territoire camerounais, satisfaite pour l'essentiel par les trois réseaux isolés existants Sud, Nord et Est.

3. ETUDE DE LA DEMANDE ET SCENARIOS ENVISAGES – SYNTHESE

3.1 Généralités

L'analyse de la demande a été traitée de manière détaillée dans le Volume 2.

L'étude de la demande a comporté 3 axes principaux :

- L'actualisation des études et modèles existants, notamment, pour la composante domestique, ainsi que les perspectives de croissance de la filière aluminium (en premier lieu ALCAN, qui représente aujourd'hui près de 40% de la demande),
- L'identification et l'évaluation du potentiel de nouvelles zones d'électrification, par exemple les provinces du Nord, qui représentent plus de 3 millions d'habitants aujourd'hui très faiblement électrifiés) et de nouvelles activités industrielles (on estime que le Cameroun n'utilise aujourd'hui que 65% de sa capacité industrielle) à forte intensité énergétique,
- Le potentiel d'échanges d'énergie transfrontaliers (Tchad, Congo, Guinée Equatoriale, interconnexion avec le Nigeria...).

3.2 Définitions - Rappels

Les projections de demande distinguent la consommation d'énergie électrique de la demande à la production – ou besoins – proprement dits.

La consommation correspond à l'énergie effectivement consommée par les clients au droit des réseaux de distribution.

Les besoins en énergie – ou demande à la production - correspondent à l'énergie à produire en tête de réseau pour satisfaire la demande des consommateurs.

Les besoins en énergie sont donc déduits simplement de la consommation en la multipliant par l'inverse du rendement de distribution (spécifique à chaque zone).

Dans la suite du présent chapitre la demande correspond bien évidemment à la demande à la production.

3.3 Synthèse de l'analyse de la demande

3.3.1 Demande du secteur public BT et MT

Concernant le service public BT et MT, le Consultant a répertorié 2 scénarios principaux de projections de demande :

- le scénario de croissance économique « minimal » qui reprend les projections du FMI (révisées en 2005),
- le scénario de croissance économique « médian » qui reprend les projections du DSRP (révisées en 2005).

3.3.2 Demande HT

La contribution du secteur industriel à une croissance forte et durable ne pourra se réaliser que par le développement d'industries pérennes dans le temps reposant sur l'utilisation rationnelle des ressources énergétiques et minières abondantes au Cameroun (dans un marché stable et croissant). Seul l'engagement d'une industrie de l'aluminium et de l'alumine-bauxite associée au développement d'une production d'électricité d'origine hydraulique et thermique (gaz) est susceptible pour l'instant de répondre à cette attente.

Face aux enjeux, un développement conjoint privé-public (Partenariat Public Privé) est indispensable avant de s'engager dans la production d'aluminium et d'alumine-bauxite, l'exploitation des gisements de bauxite, d'ouvrages hydroélectriques et de lignes de transport, d'un réseau industriel de gaz naturel, la réalisation d'infrastructures lourdes (chemin de fer, installations portuaires, etc.).

Les investissements à mobiliser contribueront à relancer progressivement l'économie du pays :

- d'une part par une injection massive de capitaux,
- et d'autre part, par une forte augmentation des revenus de l'état sur une assez longue période.

Un objectif ambitieux de production d'aluminium et d'alumine à l'horizon 2025-2030 est envisagé par le Gouvernement camerounais respectivement de 1750 kt et de 3500 kt.

D'autres industries avec une demande HT plus modeste ont été recensées.

A partir des réflexions menées dans l'analyse de la demande (Volume 2), trois configurations de demande HT ont été proposées.

3.3.3 Demande à l'exportation

A partir des réflexions menées dans l'analyse de la demande (Volume 2), trois configurations d'exportation d'électricité sont proposées :

- Une configuration à long terme quasiment sans exportation mais non marginale pour l'électrification rurale ou décentralisée transfrontalière,
- Une configuration intermédiaire d'exportation à long terme en HT de l'ordre 250 MW,
- Et, une configuration volontariste d'exportation au-delà de 500 MW en grande majorité vers le Nigeria limité à environ dix pour cent de la puissance totale installée à long terme.

La détermination de la meilleure configuration est plutôt le résultat d'une opportunité offerte par la voie de développement au moindre coût du système électrique plutôt qu'une décision volontariste à la date du présent rapport.

En effet, les exportations se développeront plus facilement si un réseau structurant national est déjà en place, avec le cadre institutionnel approprié. Les exportations pourront ainsi se traduire soit par la vente d'un surplus d'énergie, soit par le développement d'aménagements dédiés financés sur un modèle BOT. Les coûts des lignes inter frontalières resteront donc marginales.

A partir de ces considérations, Le consultant a donc pris comme hypothèse de :

Programmer l'interconnexion entre les trois réseaux isolés en 2015 au plus tôt dans le scénario 2 des grandes ambitions (délai technique raisonnable de l'avis d'expert),

Ne pas considérer d'exportation spécifique (hypothèse conservatrice) qui pourrait "polluer" l'étude d'interconnexion.

3.4 Scenarii étudiés dans le PDSE 2030

3.4.1 Les trois scénarios de demande en production d'électricité à 2030

Les trois scénarios de base de la production d'électricité au Cameroun, qui ont été retenus pour le plan d'expansion à long terme, sont les suivants (voir Tableau 1):

- Le scénario dit « Médian » correspondant aux hypothèses de croissance du « DSRP » pour la consommation et au doublement de la production d'aluminium à Edéa,
- Le scénario dit des « Grandes Ambitions » correspondant au scénario « Médian » pour le Service public (SP) plus les développements de la filière « bauxite – alumine - aluminium » et d'exportation d'électricité à partir de 2015 (date de MSI au plus tôt de 'interconnexion des 3 réseaux isolés.
- Et, le scénario « Bas » correspondant au scénario « Médian » pour le Service public (SP) plus un développement de statu quo pour la HT et la production d'aluminium.

Tableau 1 : Les scénarios de demande du PDSE 2030 - Production d'électricité

Scénarios	Service Public (BT/MT)		Haute Tension		
	Hypothèses « FMI »	Hypothèses « DSRP »	Industries Aluminium	Autres Industries	Exportations Interconnexions
Bas	-	X	Statu quo à Edéa (90 kt)	-	-
Médian	-	X	Doublement de la production à Edéa (260 kt)	-	-
Grandes Ambitions	-	X	Filière « Bauxite-Alumine-Aluminium » et Hub « Gaz »	X	(à partir de 2015)

On retiendra ci-après, pour les projections de la demande en énergie et en puissance, l'ordre du « Plan d'expansion au moindre coût »:

- **Le scénario « Bas » ou « Scénario 0 »**,

- **Le scénario « Médian » ou « Scénario 1 »**,
- **Le scénario dit des « Grandes Ambitions » ou « Scénario 2 »**.

Nota : Le scénario dit « Minimal » correspondant aux hypothèses de croissance du « FMI » pour la consommation et à un statu quo pour la production d'aluminium au Cameroun, n'a pas été étudié car similaire au scénario Bas (la différence tient dans un décalage d'un, voire, deux ans du planning des investissements).

3.4.2 Caractéristiques énergétiques principales des scénarios de demande

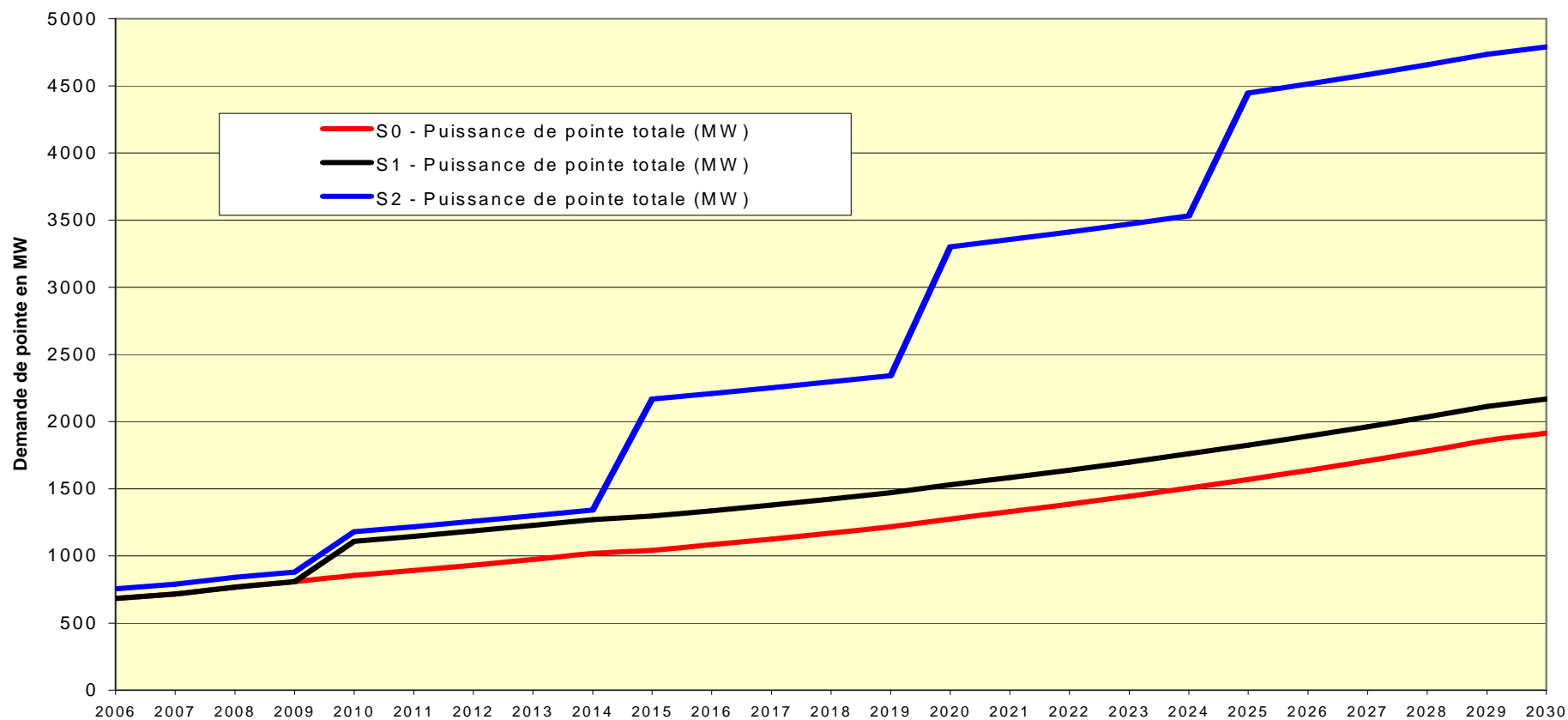
Les principales caractéristiques des 3 scénarii de demande sont synthétisées dans le Tableau 2 suivant.

Tableau 2 : Scénarii S0, S1 pour le RIS et S2 pour le RIS, RIN et RIE – Evolution de la demande en GWh et MW

	ANNEE	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Scénario 0	Demande à la production SP (GWh)	2743	2933	3136	3352	3584	3789	4005	4234	4475	4731	4960	5200	5451	5715	5991	6290	6603	6932	7278	7640	8014	8407	8818	9250	9703	
	Demande industrielle à la production (GWh)	1621	1621	1752	1752	1752	1752	1752	1752	1752	1752	1752	1752	1752	1752	1752	1752	1752	1752	1752	1752	1752	1752	1752	1752	1752	
	Demande totale (GWh)	4364	4554	4888	5104	5336	5541	5757	5986	6227	6483	6712	6952	7203	7467	7743	8042	8355	8684	9030	9392	9766	10159	10570	11002	11455	
	Puissance de Pointe SP (MW)	498	532	569	608	654	692	731	773	817	842	883	925	970	1017	1075	1129	1185	1244	1306	1370	1437	1507	1581	1659	1714	
	Puissance de pointe Indus (MW)	185	185	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	
Puissance de pointe totale (MW)	683	717	769	808	854	892	931	973	1017	1042	1083	1125	1170	1217	1275	1329	1385	1444	1506	1570	1637	1707	1781	1859	1914		
Scénario 1	Demande à la production SP (GWh)	2743	2933	3136	3352	3584	3789	4005	4234	4475	4731	4960	5200	5451	5715	5991	6290	6603	6932	7278	7640	8014	8407	8818	9250	9703	
	Demande industrielle à la production (GWh)	1621	1621	1752	1752	3977	3977	3977	3977	3977	3977	3977	3977	3977	3977	3977	3977	3977	3977	3977	3977	3977	3977	3977	3977	3977	
	Demande totale (GWh)	4364	4554	4888	5104	7561	7766	7982	8211	8452	8708	8937	9177	9428	9692	9968	10267	10580	10909	11255	11617	11991	12384	12795	13227	13680	
	Puissance de Pointe SP (MW)	498	532	569	608	654	692	731	773	817	842	883	925	970	1017	1075	1129	1185	1244	1306	1370	1437	1507	1581	1659	1714	
	Puissance de pointe Indus (MW)	185	185	200	200	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	454	
Puissance de pointe totale (MW)	683	717	769	808	1108	1146	1185	1227	1271	1296	1337	1379	1424	1471	1529	1583	1639	1698	1760	1824	1891	1961	2035	2113	2168		
Scénario 2	Demande à la production SP RIS (GWh)	2743	2933	3136	3352	3584	3789	4005	4234	4475	4731	4960	5200	5451	5715	5991	6290	6603	6932	7278	7640	8014	8407	8818	9250	9703	
	Demande à la production SP RIN (GWh)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Demande à la production SP RIE (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Demande industrielle à la production (GWh)	1621	1621	1752	1752	3977	3977	3977	3977	3977	10985	10985	10985	10985	10985	18869	18869	18869	18869	18869	18869	26315	26315	26315	26315	26315	26315
	Demande totale (GWh)	4365	4554	4888	5105	7562	7766	7983	8211	8453	15716	15945	16185	16437	16700	24861	25159	25473	25802	26147	33956	34330	34722	35134	35565	36018	
	Puissance de Pointe SP RIS (MW)	498	532	569	608	654	692	731	773	817	842	883	925	970	1017	1075	1129	1185	1244	1306	1370	1437	1507	1581	1659	1714	
	Puissance de Pointe SP RIN (MW)	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	
	Puissance de Pointe SP RIE (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Puissance de pointe Indus (MW)	185	185	200	200	454	454	454	454	454	1254	1254	1254	1254	1254	2154	2154	2154	2154	2154	3004	3004	3004	3004	3004	3004	
	Puissance de pointe totale (MW)	755	789	841	880	1180	1218	1257	1299	1343	2168	2209	2251	2296	2343	3301	3355	3411	3470	3532	4446	4513	4583	4657	4735	4790	

L'évolution de la demande de pointe pour chacun des trois scénarios considérés est illustrée sur la Figure 1 suivante.

Figure 1 : Evolution de la Demande en MW pour les 3 scénarios étudiés.



4. LES PARAMÈTRES CLEFS DE L'ÉTUDE

Les deux paramètres clefs de l'étude du plan d'expansion de long terme sont le taux d'actualisation et le taux de défaillance.

Ils ont été explicités et définis en concertation MINEE en décembre 2005 (voir le rapport d'étape du PDSE 2030) avec les autres paramètres économiques de l'étude.

4.1 Devises

Tous les coûts de cette étude sont exprimés en Francs CFA de janvier 2006.

Pour rappel, la parité du Franc CFA (FCFA) est de 1 €uro pour 656 FCFA (ou 1 FFR pour 100 FCFA).

L'ensemble des calculs a été effectué en monnaie constante de janvier 2006, c'est-à-dire sans tenir compte de l'inflation.

4.2 Taux de change

Les prix de combustibles sont généralement exprimés en dollars USD par baril (USD/bl) pour les produits pétroliers et en USD/Mbtu pour le gaz naturel.

Tous les montants de l'étude étant en FCFA, il est nécessaire de retenir dans le cadre de ce plan d'expansion, un taux de change moyen de long terme en €/USD.

Pour cette étude, il a été convenu de retenir un taux de change de **1,18 USD/€uro** ou **555 FCFA/USD**, valeur pivot sur le long terme.

4.3 Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation [a] permet de comparer des dépenses ou des recettes qui ne sont pas effectuées au même moment. Il représente un taux d'intérêt normatif traduisant la préférence pour le présent de tout investisseur. Ainsi, un flux financier survenant dans n années aura la même valeur qu'un flux financier survenant dans l'année en cours divisé par $(1+a)^n$.

Le taux d'actualisation est généralement fixé par les Pouvoirs Publics pour les investissements de ses sociétés nationales ou par les organismes financiers. Il évolue généralement entre 5% et 15% et est d'autant plus élevé que les ressources financières sont rares, ce qui permet d'arbitrer entre les différents types d'équipements de production à mettre en service.

Pour cette étude, la valeur recommandée par le gouvernement du Cameroun est de **10 %**.

Pour permettre les comparaisons économiques entre les projets toutes les dépenses (investissements et charges annuelles d'exploitation) sont actualisées à la date du 1/1/2006.

4.4 Coût de défaillance

Le coût de la défaillance sert à pénaliser d'un point de vue économique les situations où la demande ne peut être satisfaite par les moyens de production existants. Le coût de la défaillance est directement lié à la qualité de service que le système électrique veut assurer à sa clientèle et sera d'autant plus élevé que la qualité de service recherchée, exprimée par exemple en nombre moyen de jours de défaillance par an, sera forte.

Si la société de production d'électricité est rationnelle du point de vue économique, son critère de qualité de service dépendra de ses capacités financières et du niveau de prix que le client est prêt à payer. Il en résultera un équilibre économique liant qualité de service et coût de réduction de la défaillance, aussi bien pour le producteur d'électricité que pour ses clients.

Les valeurs généralement retenues dans les études internationales pour le coût de la défaillance sont extrêmement variables, allant d'environ 0,15 à 15 € par kWh non desservi (100 à 10000 CFA). Il convient toutefois de noter qu'il faut une variation importante du coût de la défaillance pour modifier un programme d'équipement et que ceci ne se traduit généralement que par la modification du volume d'équipement de pointe.

Le coût de la défaillance traduit le préjudice subi par les consommateurs lorsque la demande n'est pas satisfaite du fait d'une offre insuffisante de production.

Pour cette étude, il a été considéré un coût de **700 FCFA par kWh** non desservi, égal au montant de la pénalité imposée contractuellement à AES SONEL.

Selon les droites d'équilibre, cette valeur correspond à une défaillance de **77 heures par an** ou de **0,8 % par an**.

Cette durée de défaillance est le critère, correspondant sur l'année à une probabilité de délestage, qui permet l'adaptation du parc de production.

4.5 Période de l'étude : 2010-2030

Conformément au cahier des charges, l'étude du Plan d'Expansion au moindre coût ne doit considérer que les montants engagés sur la période 2010-2030. Tous les investissements engagés avant cette date de début sont considérés comme des dépenses fatales n'ayant plus d'influence sur le schéma directeur à optimiser.

Pour respecter une certaine homogénéité du plan d'expansion et une certaine réalité, il a été pris en considération la période 2008-2009 pour intégrer le projet de centrale thermique de Kribi susceptible de par sa taille et de par ses caractéristiques de conditionner ultérieurement tous les programmes d'investissement futurs.

4.6 Prix des combustibles – Rappel

4.6.1 Produits pétroliers

4.6.1.1 Contexte

A la date du présent rapport, les parcs thermiques existants sur les différents réseaux considérés (Sud, Nord et Est) consomment essentiellement du LFO (gasoil) et du HFO (fioul lourd). Une part importante des coûts de gestion (ou d'exploitation) est due aux combustibles dont les niveaux de prix sont particulièrement élevés depuis 2005 et soumis à de fortes fluctuations sur le marché international (volatilité du prix du baril (b¹) et du taux de change €/USD).

Pour le RIS, dès la mise en service d'une centrale thermique à Kribi fonctionnant au gaz naturel, la consommation de ces produits pétroliers (HFO et LFO) devrait rapidement se marginaliser (fonctionnement de pointe en secours essentiellement). Le même phénomène devrait se produire sur les 2 autres réseaux dès l'interconnexion avec le réseau principal.

Dans ce contexte, il a été retenu une valeur constante sur la durée du PDSE indexée sur le prix du baril de pétrole brut de référence (Brent) à long terme (**50 USD/bi**) sur les marchés spécialisés.

En effet, le Cameroun est exportateur brut de fuel-oil et de gasoil. Le coût économique de ces combustibles est donc égal à leur valeur économique FOB à l'export au départ de la raffinerie (unique source de production), augmentée le cas échéant des coûts de stockage et de transport sur site.

4.6.1.2 Caractéristiques spécifiques des produits pétroliers

Les caractéristiques spécifiques (densité et pouvoir calorifique inférieur) des produits pétroliers actuellement utilisés sur le RIS sont synthétisées dans le Tableau 3

Tableau 3 : Caractéristiques des combustibles du RIS

Combustibles Pétroliers	Densité	Pouvoir Calorifique (PCI)
Fioul Oil (HFO 380)	0,95	42,4 MJ/tonne
Gas Oil (LFO)	0,863	43,1 MJ/tonne

Source AES SONEL

4.6.1.3 Prévisions des prix des combustibles pour le RIS

Les prix des combustibles hors TVA estimés (au Volume 3) pour les différentes unités thermiques du RIS sont présentés dans le Tableau 4 .

¹ on compte en général pour le pétrole Brent 7,33 Barils par tonne (densité de 0,9) avec 1baril = 0,1515 m³ = 5,75 GJ et 1m³ = 6,6 barils =38 GJ et 1 tonne = 42 GJ.

Tableau 4 : Prix des combustibles retenus pour le RIS

Produits pétroliers	Prix	Douala	Limbé	Kribi	Yaoundé
Fioul Lourd (HFO)	FCFA/kg	198	190	206	214
Gas Oil (LFO)	FCFA/Litre	394	-	401	408
	FCFA/kg	457	-	465	473

Il a été retenu pour la présente étude:

une valeur du HFO (livré à Limbé) de **190 FCFA/kg**, et

une valeur médiane pour le LFO de **465 FCFA/kg**.

4.6.1.4 Prévisions des prix des combustibles pour le RIN et le RIE

Les coûts correspondants de ces produits pétroliers sont sans aucun doute plus élevés sur les réseaux isolés du RIN et du RIE (surcoût d'acheminement et faibles quantités).

Par prudence, il a été considéré des prix identiques pour les 2 réseaux isolés RIS et RIE.

4.6.2 Le gaz naturel (Kribi)

Les caractéristiques et prix du gaz naturel livré sur le site de Kribi en UDS/Mbtu² qui sont rappelées ci-dessous résultent du Volume 3.

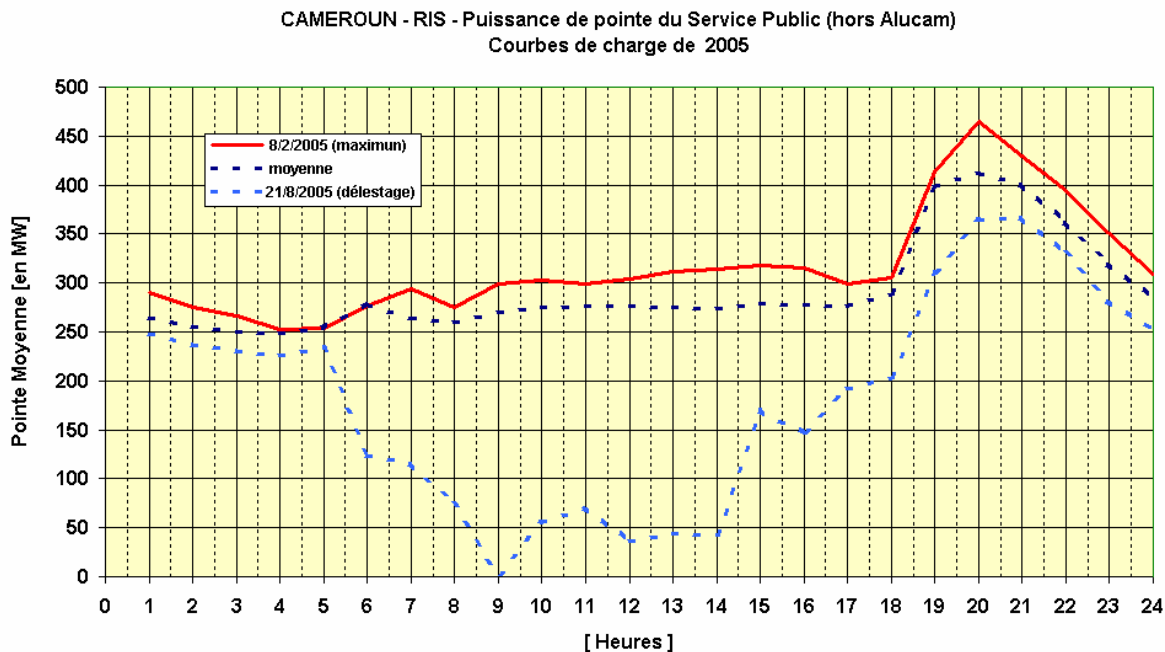
Pouvoir Calorifique Inférieur	36 MJ/m³
Prix d'achat sur le long terme	2,5 USD/Mbtu
	1 387 FCFA/Mbtu ou 47 FCFA/m ³

4.7 Courbe de charge de référence du RIS

La courbe de charge de référence du RIS utilisée (au pas horaire) pour les simulations de l'étude du PDSE2030 est celle de l'année 2005. Elle est caractérisée par une pointe journalière très marquée entre 18h30 et 23 heures de l'ordre de 120 à 150 MW (voir la Figure 2) et une demande relativement plate pour le reste de la journée.

² 1Btu = 1,054kJ

Figure 2 : Courbe de charge du RIS en 2005



5. LE PARC DE PRODUCTION "EXISTANT" EN 2010

L'objet de ce chapitre est de définir quel est ou plutôt quel sera le parc existant au début de l'étude en 2010 pour chacun des réseaux isolés étudiés et exploités essentiellement par AES SONEL.

5.1 Le parc de production "existant" en 2010 sur le réseau Interconnecté du Sud

5.1.1 Préambule

En 2010, les projets de la centrale de Kribi et de la retenue de Lom Pangar doivent être considérés comme des opérations engagées ou déjà mises en service (cf. les termes de référence de l'étude) ce qui a été re-confirmé lors de la réunion de clôture de la phase dans laquelle étaient présentées les différentes hypothèses de ce PDSE 2010-2030 avec le MINEE qui a demandé aussi de prendre en considération l'engagement du projet hydroélectrique de Memvé Elé.

La Banque Mondiale a souhaité dans son aide mémoire du 12 janvier 2006 que ces projets soient l'objet d'une justification notamment pour le projet de Kribi susceptible d'être mis en service en 2008 (et donc avant 2010). Elle a aussi demandé une justification du dimensionnement de la retenue de Lom Pangar et de l'opportunité de réaliser le projet de Memvé Elé par rapport aux autres projets.

L'année 2008 représente donc pour le RIS une date charnière avec la mise en service probable de la centrale thermique de Kribi, susceptible de par sa taille et de par ses caractéristiques de conditionner ultérieurement tous les programmes d'investissement futurs.

Pour respecter une certaine homogénéité du plan d'expansion et une certaine réalité, il a été également pris en considération la période 2008-2009 dans cette étude pour :

- justifier et dimensionner la centrale de Kribi selon la qualité de service requise,
- et, ainsi définir le parc de production existant à la date de 2010.

5.1.2 Description des moyens de production du réseau interconnecté du sud

A la date du présent rapport, le parc de production hydraulique et thermique du RIS est constitué des ouvrages suivants:

- 3 centrales hydroélectriques: Song Loulou (394 MW, modulation journalière), Edéa (263 MW, fil de l'eau),
- 3 barrages-réservoirs de régularisation du fleuve Sanaga totalisant 7,3 km³ de capacité de stockage: Bamendjin, Mbakaou et La Mapé
- 6 centrales thermiques « diesel » connectées aux réseaux : Oyomabang (32 MW, dont 19,5 MW en HFO), Bassa (18 MW), Logbaba (18 MW), Bafoussam (14 MW), et Limbé (85 MW).

5.1.3 Centrales thermiques existantes

Le parc de production thermique du RIS est actuellement de 168 MW.

Les centrales thermiques sont réparties principalement sur les quatre localités de Douala, Yaoundé, Bafoussam et Limbé :

- La centrale de Douala - Bassa 2 et 3, équipée de deux groupes diesel identiques de 4,5 MW, totalisant une puissance continue nette de 9 MW qui seront déclassés en 2008 et fonctionnant au gasoil (LFO) et de trois groupes de 3,2 MW plus récents,
- La centrale de Bafoussam équipée de 2 groupes diesel identiques à ceux de Douala Bassa 2 et d'un groupe de 4,7 MW plus récent,
- la centrale de Douala - Logbaba équipée de onze groupes diesel de 1,6 MW,
- La centrale de Yaoundé – Oyomabang 2 équipée de huit groupes diesel de 1,6 MW et de trois groupes de 6 MW qui ont été transformés en 2004 pour fonctionner au HFO,
- Et, la centrale de Limbé équipée de cinq groupes « Wärstila 18V46 » de 17 MW fonctionnant au HFO depuis sept. 2004.

Ce parc a été renforcé tout d'abord dans le programme d'urgence de 1999-2000, puis ensuite en septembre 2004, par AES SONEL par les centrales de Limbé (85 MW) et d'Oyomabang (18 MW) au HFO.

Avant la première période critique de 2000-2001, une puissance installée de 53 MW était disponible sur les sites de Yaoundé et de Douala. En 2003 la centrale de Méfou (Yaoundé) a été déclassée.



Figure 3 : Vue de la centrale de Limbé (85 MW)

Début 2006, le parc thermique fonctionnant au Fioul Lourde (105 MW) et au Gasoil (63 MW) se présente donc comme suit (voir Tableau 5 et Tableau 6) :

Tableau 5 : Centrales thermiques (LFO) du RIS en 2006

Centrales Diesel (LFO)	Oyomabang 2	Bassa 2 Bassa 3	Logbaba 1	Bafoussam	Total RIS
Localité	Yaoundé	Douala	Douala	Bafoussam	
Puissance installée	8 x 1,6 MW	2 x 4,5 et 3 x 3,2 MW	11 x 1,6MW	2 x 4,5 et 1 x 4,6 MW	63 MW
Puissance disponible	10,2 MW	7,2 + 7,7 MW	14 MW	10,9 MW	50,5 MW
Date de mise en service	2000/01	1979 & 2001	2000/01	1986 & 2004	-

Tableau 6 : Centrales thermiques (HFO) du RIS en 2006

Centrales Fioul lourd (HFO)	Oyomabang 1	Limbé	Total RIS
Localité	Yaoundé	Douala	
Puissance installée	3 x 6,5 MW	5 x 17 MW	104,5 MW
Puissance disponible	18,5 MW	80 MW	98,5 MW
Date de mise en service	Transformée au HFO en 2004	2004	-

Les consommations spécifiques des centrales thermiques existantes sont les suivantes en 2006 (voir le Tableau 7) pour le RIS:

Tableau 7 : Consommations spécifiques des centrales thermiques existantes du RIS en 2006

Centrales	Oyomabang 2 Logbaba 1	Bassa 2 Bassa 3	Bafoussam	Oyomabang 1 Logbaba 2	Limbé
Type de combustible	LFO	LFO	LFO	HFO « 380 »	HFO « 380 »
Pouvoir calorifique (PCI)	43,1 MJ/kg	43,1 MJ/kg	43,1 MJ/kg	42,4 MJ/kg	42,4 MJ/kg
Densité	0,86	0,86	0,86	0,95	0,95
Consommation spécifique	9,3 MJ/kWh	9,3 MJ/kWh	10,3 MJ/kWh	8,1 MJ/kWh	8,0 MJ/kWh
Rendement	38,5 %	38,5 %	35 %	44 %	45 %

5.1.4 Centrale de Logbaba (Mise en service en 2007)

En 2007, une centrale (HFO) de 2 groupes de 6,5 MW chacun sera mise en service à Douala (Logbaba), ce qui portera à 117,5 MW la puissance installée totale fonctionnant au HFO (pour 111 MW disponible).

5.1.5 Projet de centrale de Kribi (Mise en service en 2008)

AES SONEL a engagé deux études avant de lancer en 2006 les AO puis les études d'APD :

- Une étude de justification dans un premier temps du site de Kribi par rapport aux deux sites concurrents de Douala et Limbé par Power Planning Associates (PPA)³ en mai 2005.

³ Etude engagée initialement par la SNH en 2004

- Et, une réflexion dans un deuxième temps par Sinclair Knight Merz (SKM) visant à définir le type et le nombre des turbines à installer sur le site de Kribi⁴ ; la puissance à installer et le dimensionnement de la ligne de raccordement à Edéa (prévue en mars 2006).

Les résultats de ces études ont permis à AES SONEL de justifier et programmer la mise en service opérationnelle de la future centrale thermique de Kribi début 2008 pour une puissance totale disponible comprise entre 150 à 170 MW (aux conditions de site).

Nota important : Selon les informations données par AES SONEL, le dimensionnement est justifié dès 2008 à partir du scénario de croissance BT- MT basé sur les projections du FMI et par un besoin de 200 MW en base de l'usine d'Alucam à Edéa.

Cette usine sera équipée de plusieurs turbines fonctionnant au gaz naturel d'une puissance unitaire maximale comprise entre 30 et 60 MW (pour des raisons liées à la stabilité du réseau), raccordée au réseau principal du RIS par une ligne de transport simple terne (ou double terne) en 225 kV pouvant transiter une puissance de 150 à 200 MW (ou 300 à 400 MW) ou pour une tension plus élevée en 330 ou 440 kV.

La ligne existante raccordée à la localité de Kribi, exploitée en 30 kV jusqu'à maintenant, doit être re-basculée en 90kV au cours de l'année 2007.

Pour ce qui concerne le type et le nombre de turbines, le choix devrait se faire, selon AES SONEL, parmi la liste suivante (voir le Tableau 8) :

Tableau 8 : Caractéristiques des Turbines à gaz (TAG) concurrentes pour la future centrale thermique de Kribi

Turbines à Gaz	Puissance iso en MW	Puissance sur site (28°C) en MW	Consommation en MJ/kWh	Rendement en %
SGT 800 (Siemens)	45	40,6	10,187	35,3
SGT 900 (Siemens)	49,5	43,4	11,614	31
PG 6581V (GE)	42	38,7	10,895	30,9

Source : AES SONEL

Actuellement AES SONEL privilégie pour le site de Kribi une centrale équipée de 4 groupes SGT 800 (Siemens).

Le consultant a donc considéré dans la modélisation du PDSE 2030 cette dernière option.

Nota : La fourchette restreinte en puissance des derniers groupes candidats n'amènera de toute manière aucune modification significative des résultats du plan de développement.

⁴ Turbine à gaz (TAG), Moteur à gaz (MAG) ou Cycle Combiné (CC)

Les caractéristiques technico-économique de l'usine de Kribi la plus probable (centrale équipée de 4 turbines Siemens – SGT800) sont synthétisées dans le Tableau 9 .

Tableau 9 : Caractéristiques technico-économiques probables de la centrale de Kribi (vues de 2005)

Centrale thermique de Kribi (180 MW)		Unités
Puissance installée (ISO standard)	180	MW iso
Puissance unitaire (ISO)	45	MW iso
Puissance sur site (à 28C°)	164	MW site
Puissance disponible sur site	155	MW site
Disponibilité	95	%
Coût total « Centrale et Lignes » (taxes 'importation' comprises)	85	GFCFA
Coût de raccordement au RIS (225kV) comprenant les indemnités	16	GFCFA
Coût de construction complet (hors réseau)	380	kFCFA/kWiso
Prix du gaz : 2,5 USD/Mbtu	13,4	FCFA/kWh
Coût O&M 'variable'	1,6	FCFA/kWh
Total Coût 'variable'	15	FCFA/kWh
Consommation de gaz (35% de rendement)	10,187	MJ/kWh
Pouvoir calorifique du gaz (PCI)	36	MJ/m ³
Coût ' Fixe' d'O&M	10	kFCFA/kW/an
Coût 'Fixe' d'O&M (a)	1,8	GFCFA/an
Annuités de remboursement économiques (b)	8,2	GFCFA/an
Total des coûts 'Fixes' annuels (a+b)	10	GFCFA/an
Durée de vie	25	ans
Taux d'actualisation	10	%
Coût de revient économique : 900 GWh (66%)	28	FCFA/kWh
Coût de revient économique : 450 GWh (33%)	40	FCFA/kWh

(1 MBtu = 1,0545GJ = 0,252Gcal.)

Nota :

(1) - Le prix du gaz résultera des négociations en cours en fonction des quantités enlevées ou livrées et du facteur moyen d'utilisation de la centrale avec une partie fixe et une partie variable.

(2) - Le doublement de cette centrale impliquerait la construction d'une seconde ligne de raccordement en 225 kV pour évacuer l'énergie sauf si cette ligne est déjà équipée en double terre.

(3) - Le montant des investissements nécessaires (puits, pipeline, et traitement) pour la production du « Gaz » à Kribi est estimé entre 40 et 45 MUSD. L'investissement total serait de l'ordre de 110 GFCFA pour l'ensemble « production gaz - centrale électrique de 150 MW gar. - réseau de transport jusqu'à Edéa - Douala »

5.1.6 Centrales hydroélectriques existantes du RIS

Les aménagements hydroélectriques alimentant le RIS sont concentrés sur la Sanaga. Ils sont composés de deux centrales de production et de trois barrages réservoirs permettant une régularisation saisonnière des apports.

On distingue d'une part les deux barrages-usines en cascade de :

5.1.6.1 Song-Loulou :

L'usine implantée en rive gauche est composée de 8 groupes de puissance unitaire identique.

Depuis 1991, on observe sur cette centrale un phénomène d'expansion des bétons sous l'effet des réactions chimiques du ciment portland avec les granulats utilisés. Ce phénomène chimique d'alcali réaction a fait l'objet d'expertises qui concluent au besoin de réparer les pièces fixes des turbines et les autres équipements de la centrale et du barrage, comme les vannes d'évacuateur.

Un programme de réhabilitation des turbines de Song Loulou (SLL) sur un financement du gouvernement suisse a été lancé.

En 2010, ces groupes sont tous considérés en état de marche et totalisent une puissance installée de 384 MW pour un débit de 1040 m³/s à hauteur de chute maximale ; c'est à dire 8 groupes de 48 MW unitaire turbinant chacun 130 m³/s sous une chute de 41,5 m. Cette usine possède un bassin de modulation de 5 hm³.

L'amélioration des pertes du réseau par « compensation d'énergie réactive » a permis de disposer d'une puissance supplémentaire d'une dizaine de MW à Song Loulou depuis 2004.

On dispose en 2006 à Song Loulou d'une puissance totale de 394 MW (1120 m³/s) pour une puissance garantie de 345 MW (en N-1) pour un débit garanti de 980 m³/s.

Nota : Considérant une indisponibilité moyenne de 4% de la centrale, la puissance disponible de Song Loulou serait de 378 MW pour un débit de 1114 m³/s, permettant une production moyenne de 2,75 TWh (sans Lom Pangar) ou de 2,9 TWh après la réalisation de la retenue de Lom Pangar.



Figure 4 : Vue aérienne de l'aménagement de Song Loulou sur la Sanaga

5.1.6.2 Edéa :

L'usine est de type « fil de l'eau » et comprend trois usines (Edéa I mise en service en 1957, Edéa II en 1958 et Edéa III en 1975) et 14 groupes totalisant une puissance installée de 259/263 MW

pour un débit d'équipement de 1270 m³/s sous une hauteur de chute de 24 m. La puissance unitaire des groupes varie de 11 à 22 MW. Cet aménagement est situé à environ 55 Km en aval de Song Loulou, ce qui correspond à un temps de propagation des eaux de 12 heures entre les deux ouvrages.

On a observé ces dernières années une forte indisponibilité avec une puissance totale disponible moyenne comprise entre 185 et 200 MW pour un facteur d'utilisation par rapport à la puissance installée comprise entre 55 à 60 % :

- Edéa I - 33 MW (170 m³/s) : 25 % de disponibilité moyenne,
- Edéa II - 115/120 MW (575 m³/s) : 85 % de disponibilité moyenne⁵,
- Edéa III - 107/110 MW (525 m³/s) : 65 % de disponibilité moyenne.

Des travaux de réhabilitation et de remise à niveau de ces installations vont être engagés à partir de 2006, permettant de revenir à un niveau acceptable de disponibilité.



Figure 5 : Vue aérienne de l'aménagement d'Edéa sur la Sanaga

L'objectif pour la réhabilitation des usines d'Edéa envisagée par AES-SONEL est d'atteindre en 2008 une nouvelle puissance des installations de 284 MW (pour un débit maximum de 1370 m³/s) au lieu de 263 MW avec des disponibilités normales :

- Edéa I => 45 MW (170 m³/s) : passage de 33 MW à 45 MW avec un gain de 12 à 15 MW (+ 36 %) par un changement des turbines,
- Edéa II => 125 MW (575 m³/s) : amélioration du rendement de 85 à 92% des turbines et un gain de 9 à 10 MW par un changement des roues,
- Edéa III : identique à 110 MW (525 m³/s).

⁵ alimente l'usine d'Alucam

La puissance disponible totale pour les deux centrales de Song Loulou et Edéa sera en 2010 de 650 MW pour une puissance installée totale (et maximale) de 678 MW.

Les principales caractéristiques nominales des aménagements sont résumées dans le Tableau 10 :

Tableau 10 : Caractéristiques des aménagements de Song Loulou & d'Edéa en 2010

Caractéristiques nominales des centrales de :	Song Loulou	Edéa
Puissance installée	384 MW	263 MW
Débit d'équipement	1 040 m ³ /s	1 270 m ³ /s
Bassin Versant	129 800 km ²	131 500 km ²
Apports naturels	1 730 m ³ /s	Idt
(1977/02)	54 500 hm ³ /an	
Productible (hors ou avec indisponibilité)	2 800 / 2 600 GWh	1 750 / 1650 GWh
Facteur de charge	83 / 77 %	76 / 72%
Production en 2004 et 2005	2100 et 2356 GWh	1 430 et 1430 GWh

5.1.6.3 Historique des productions des ouvrages hydroélectriques sur la sanaga

En 2005, on observe par rapport aux années précédentes une nette amélioration de la production (3,8TWh) des ouvrages de la Sanaga qui s'explique tout d'abord par à une meilleure hydraulité mais aussi à une meilleure gestion et exploitation des ouvrages.

Pour la centrale de Song Loulou, le gain de 600GWh par rapport à l'année 2002 vient de la meilleure hydraulité mais aussi d'une utilisation plus optimale de la centrale.

Par contre pour de la centrale d'Edéa on n'obtient pas les mêmes augmentations ce s'explique par l'indisponibilité des usines. Cette indisponibilité sera levée après réhabilitation (prévue fin 2009).

Le Tableau 11 résume les évolutions des productions respectives des deux centrales de Song Loulou et Edéa :

Tableau 11 : Historique des productions des ouvrages de Song Loulou & d'Edéa

RIS	Song Loulou	Edéa	Total
Production annuelle (en GWh)			
1999/2000	1 844	1 431	3 275
2000/2001	1 852	1 441	3 293
2001/2002	1 719	1 270	2 989
2002	1 750	1 361	3 111
2003	1 878	1 454	3 332
2004	2 099	1 431	3 530
2005	2 356	1 430	3 786
Augmentation de 2002 à 2005	606	69	675

5.1.7 Barrages de régulation existants du RIS

Les moyens de régulation totalisent un volume utile maximal de 7300 hm³. Ils sont composés des trois barrages réservoirs de :

- **Mbakaou** sur la rivière Djérem : sa capacité utile est de 2500 hm³ (pour une capacité totale de 2600 hm³) et son débit de restitution régularisé varie entre 50 et 400 m³/s. Un débit réservé de 50m³/s est imposé à Mbakaou. On compte un temps moyen de propagation de 7 jours entre le barrage et l'aménagement de Song-Loulou,
- **Bamendjin** sur la rivière Noun: sa capacité utile est de 1675 hm³ (pour une capacité totale de 1800 hm³) et son débit de restitution varie entre 15 et 200 m³/s. Aucun débit réservé n'est appliqué. On compte un temps moyen de propagation de 5 jours entre le barrage et l'aménagement de Song-Loulou,
- **La Mapé** sur la rivière la Mapé : sa capacité utile est de 3100 hm³ (pour une capacité totale de 3200 hm³) et son débit de restitution varie entre 25 et 400 m³/s. Aucun débit réservé n'est appliqué. On compte un temps moyen de propagation de 6 jours entre le barrage et l'aménagement de Song-Loulou.

Les principales caractéristiques des trois réservoirs sur la Sanaga et leurs consignes d'exploitation sont résumées dans le Tableau 12 :

Tableau 12 : Caractéristiques des réservoirs de régularisation sur la Sanaga

Réservoirs :	MAPE	BAMENDJIN	MBAKAOU
Date de mise en service	Juillet 1988	Juillet 1968	Mai 1974
Rivière	Mapé	Noun	Djérem
Superficie du bassin versant	3 760 km ²	2 190 km ²	20 200 km ²
Volume des apports (1977-2002)	3 067 hm ³	1669 hm ³	11 200 hm ³
Débits d'apports	97 m ³ /s	53 m ³ /s	355 m ³ /s
Superficie du réservoir	530 km ²	250 ⁶ km ²	348 km ²
Niveau d'eau maximal "Hmax"	715,5	1151	846
Profondeur moyenne à Hmax	6,25m	7,5m	7,5m
Volume maxi. de remplissage	3 313 hm ³	1 875 hm ³	2 600 hm ³
Volume utile d'exploitation	3 113 hm ³	1 675 hm ³	2 500 hm ³
Débit max. de restitution	400 m ³ /s	200 m ³ /s	400 m ³ /s
Débit mini. de restitution	25 m ³ /s	15 m ³ /s	25/50 m ³ /s ⁷
Cote maxi. de remplissage	715,5 m	1151 m	846 m
Temps de propagation jusqu'à Song-Loulou	6 jours	5 jours	7 jours
Distance jusqu'à Song-Loulou	420 km	360 km	740 km
Temps de renouvellement moyen	1,08 an	1,13 an	0,23 an
Débit maxi. pouvant être évacué (en crue)	1 000 m ³ /s	300 m ³ /s	6 900 m ³ /s

⁶ entre 200 et 300 km²

⁷ AES-SONEL retient un débit minimal de 50m³/s

Nota : Durant les années les plus sèches (années déficitaires), il a été constaté un déficit maximum de l'ordre de 2500 hm³ pour assurer le remplissage de l'ensemble des trois réservoirs (capacité de stockage maximale de 7300 hm³).

5.2 Le parc de production "existant" sur le réseau Interconnecté du Nord (RIN)

5.2.1 Centrale hydroélectrique existante du RIN

5.2.1.1 Contexte

Le Réseau Interconnecté du Nord (RIN) est alimenté essentiellement par l'aménagement hydroélectrique de Lagdo situé sur le cours de la Bénoué à 66 km en amont de la localité de Garoua.

Il dispose d'une capacité totale de stockage importante et inter-annuelle de 6300 hm³ pour une surface de 700 km².

C'est un aménagement à but multiple qui a pour vocation de :

- garantir la production d'électricité du Nord du pays,
- protéger contre les crues la ville de Garoua et la vallée de la Bénoué,
- assurer la navigation fluviale et le développement du port fluvial de Garoua,
- développer les activités agricoles et piscicoles,
- et, favoriser les activités touristiques.

5.2.1.2 Caractéristiques de la centrales

La puissance nominale est de 51 MW pour une hauteur de chute nominale de 20 m et un débit d'équipement de 4 x 109 m³/s. La hauteur de chute varie de 25 à 15m suivant le remplissage du réservoir.

La centrale de Lagdo, qui a été mise en service en 1983-84, comprend quatre groupes de 18 MW chacun, soit un total de 72 MW pour un productible de 250 GWh.

Elle a produit en moyenne 200 GWh sur les deux années 2004 et 2005.

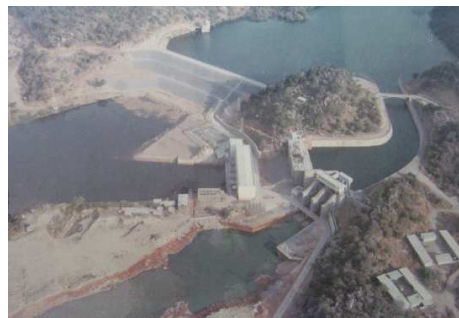


Figure 5 : Vue aérienne de l'aménagement de Lagdo sur la Bénoué

Actuellement l'exploitation de l'usine est handicapée par un problème de refroidissement des alternateurs dû à la qualité de l'eau et à la vétusté du système de refroidissement qui limite la production à 10 MW par groupe. La réhabilitation du système de refroidissement est prévue prochainement par AES SONEL (avant 2010).

Le taux de disponibilité de la centrale a été de 92 et 93 % respectivement pour les deux années 2003 et 2004.

Cet aménagement permet quelques temps encore de satisfaire à l'accroissement de la consommation annuel du RIN qui est relativement faible (3 GWh /an).

Tableau 13 : Historique de la production annuelle de la centrale de Lagdo

Année	RIN Proction annuelle (en GWh)
1999/2000	167
2000/2001	181
2001/2002	192
2002	195
2003	198
2004	199
2005	205

5.2.1.3 Caractéristiques de l'aménagement

L'aménagement est constitué des principaux ouvrages suivants :

- Un barrage en enrochements d'une hauteur de 40m et d'une longueur de 308m,
- Une digue de col d'une hauteur de 6,5m et d'une longueur de 627m,
- Un évacuateur de crues pour un débit de 3000m³ /s,
- Une galerie d'évacuation des crues et de dérivation,
- De prises d'eau pour l'usine hydroélectrique et pour les canaux d'irrigation.

Le volume utile du réservoir est 4600 hm³ (correspondant à 65% des apports moyens).

5.2.1.4 Hydrologie

Les apports moyens annuels sont de 224 m³/s (7000 hm³/an) pour un bassin versant de 31 000 km², soit un débit spécifique moyen de 7 l/s/km². La variabilité constatée de l'hydraulicité de 1952 à 1986 est toutefois assez importante puisque l'apport moyen annuel varie entre 1 300 à 13 000 hm³ (hors évaporation).

La plus forte crue observée a été celle de 1970 avec 4800 m³/s et l'étiage moyen est de 0,5 m³/s.

Une expertise sur l'état actuel des installations de cet aménagement de Lagdo devrait être engagée par AES SONEL pour identifier les risques techniques et difficultés à venir (aléas hydrologiques forts avec des apports annuels de 13 à 1,3 km³, forte évaporation, des besoins pour l'irrigation, ensablement de la retenue, contraintes d'exploitation, etc.).

5.2.2 Centrales thermiques existantes du RIN

Le seul moyen de production thermique disponible sur le RIN est situé à Djamboutou près de la ville de Garoua qui est le principal centre de consommation du réseau.

La production qui est assurée essentiellement pour l'instant par la centrale hydroélectrique de Lagdo (limité à 40 MW) ne fait appel à la production thermique qu'en cas de panne ou en période de maintenance. Cette centrale est aussi prévue pour fonctionner occasionnellement les années sèches.

La puissance installée sur le site de Djamboutou est de 13,7 MW⁸ (pour 12 MW disponibles) Le site est constitué d'une centrale équipée de 4 groupes (voir Tableau 14).

Tableau 14 : Centrales thermiques en 2006(RIN)

Centrales du RIN	Constructeur	Type de Groupe	Puissance Installée(kW)	Puissance Disponible (kW)
DJAMBOUTOU	MAN	16V 32/36	5 000	4 500
	MAN	16V 32/36	5 000	4 500
	MWM		1 300	1 200
	MIRRELESS	K8 Major	2 400	1 800
Total			13,7 MW	12 MW

Il existe aussi une petite centrale de 1 MW à Ngaoundéré en secours qui ne fonctionne plus. Trois petites centrales isolées (3,8 MW) alimentent les localités de Kousseri, Poli, et Touboro.

5.3 Le réseau Interconnecté de l'Est (RIE)

AES SONEL exploite une centrale thermique d'une puissance installée de 9,6 MW (dont la disponibilité est actuellement de 60%) à Bertoua alimentant les principales localités urbaines raccordées au réseau et cinq petites centrales thermiques en zone rurale alimentant les centres isolés de Bétaré-Oya, Garoua-Boulaï, Lomié, Yokodouma et Moloundou.

La capacité totale de ces six centrales de production est de 12 MW (mais 6 MW sont disponibles en début 2006) assurant une production d'environ 40 GWh.

⁸ Source AES SONEL (20/02/06)

Rappel : La pointe uniquement sur le RIE est actuellement de 5,6 MW pour une production d'environ 30 GWh.

En 2006, les dépenses en combustible devraient être comprises entre 4,5 et 5 GFCFA pour l'ensemble de ces 6 groupes diesel fonctionnant au gasoil (LFO) suite notamment aux fortes augmentations des prix des combustibles en 2005. Le déficit attendu de l'ordre de 3,5 à 4 GFCFA n'incite donc pas AES SONEL à investir d'avantage dans de nouveaux moyens de production thermique et par la même à augmenter le nombre de branchements.

L'offre en électricité est donc notoirement insuffisante par rapport à la demande existante et potentielle. Cette situation qui s'aggrave oblige les consommateurs qui le peuvent à investir dans des moyens thermiques de production ou de secours. On constate un nombre important d'auto-producteurs qui totalise une puissance installée dans la zone couverte par le réseau d'AES SONEL d'environ 3 MW et hors zone de 25 MW, à la quelle on doit ajouter une puissance additionnelle de 12 MW à Bélabo pour la société d'exploitation du pipeline Tchad -Kribi (Cotco)

En effet la société Cotco possède une unité de pompage du pétrole sur le pipeline à Bélabo. Cette unité de 12 MW existe déjà et pourrait se raccorder au réseau d'AES SONEL si une garantie de qualité de service et de disponibilité lui est donnée.

Nota : L'alimentation hors zone (et éloignée) implique par ailleurs la réalisation de lignes de transport très capitalistique pénalisant toute option thermique.

Seule la réalisation d'un moyen de production hydroélectrique ou d'un raccordement au RIS permettrait de répondre économiquement à cette situation de déficit.

Les autres localités de Garoua Boulai (0,3 MW), Bétaré Oya (0,1 MW) et Yokadouma (0,1 MW) fonctionnent en centre isolé.

Nota : L'utilisation de l'huile de palme (425 \$/tonne ou 235 FCFA/kg) comme biocarburant, comparable en terme de prix au Fioul lourd, pourrait être envisagée par le gouvernement comme un combustible de substitution au gasoil pour cette région de l'Est.

Tableau 15 : Groupes thermiques du RIE⁹

Centrales du RIE	Constructeur	Type de Groupe	Puissance Installée(kw)	Puissance Disponible (kw)
BERTOUA	Caterpillar	3516 B	1600	1400
	Caterpillar	3516 B	1600	1500
	Caterpillar	3516 B	1600	1450
	Caterpillar	3516 B	1600	1500
Total			6,4 MW	5,9 MW

5.4 Centrales thermiques Isolées et exploitées par AES SONEL

Des petits groupes diesel de moins de 500 kVA alimentent une trentaine de centres isolés (localités non raccordées au réseau local de distribution). L'ensemble de ces installations (voir ci-dessous la liste d'AES SONEL faite en 2005) représente environ **14 MW**.

Tableau 16 : Listes des centrales thermiques isolées (non raccordées au réseau)

CENTRE- SUD	Constructeur	Type de Groupe	Puissance Installée(kW)	Puissance Disponible (kW)
AMBAM	MGO	L6A	200	160
	CATERPILAR	3406 E	328	280
	MERCEDES	OM 404	196	145
	OLYMPIAN	GEH 175	128	100
DJOUM	MGO	L6A	200	150
	CATERPILAR	3406 E	256	200
YOKO	CUMMINS		132	120
ENDOM	BAUDOUIIN	DK6	72	0
	BERLIET	MID	56	45
BENGBIS	PERKINS	T 6364	95	65
	BERLIET	MIDR	80	65
OLAMZE	BERLIET	M 520	56	42
	RENAULT	TV	17	16
MEYOMESSALA	OLYMPIAN	GEP 833	60	55
	BAUDOUIIN	DV 12	504	480
	BAUDOUIIN	DV 12	504	480

⁹ Source AES SONEL (20/02/06)

EST	Constructeur	Type de Groupe	Puissance Installée (kW)	Puissance Disponible (kW)
BETARE OYA	Baudouin	DK4	48	36
	IVECO		62	50
	IVECO		48	36
GAROUA-BOULAI	Caterpillar	3408	225	170
	Perkins	1300	160	0
	Mercedes	OM 423	206	160
	Volvo		200	150
LOMIE	Caterpillar	3306	133	100
	John Deere	4045	80	40
YOKADOUMA	Caterpillar	3406	256	200
	Caterpillar	3406	256	0
	Perkins		528	0
MOLOUNDOU	DEUTZ	BM4F1012E	40	0
	DEUTZ	BM4F1013EC	80	70
	DIESELAIR		38	0
	DEUTZ	BM4F1013EC	80	0

NORD	Constructeur	Type de Groupe	Puissance Installée(kW)	Puissance Disponible (kW)
POLI	BAUDOUIIN	DN P6	120	90
	BAUDOUIIN	DN P4	72	54
	BERLIET	MID	56	40
TOUBORO	BERLIET	M 520	56	40
	BERLIET	MID620	56	0
	VOLVO	Penta SG 300	220	0
	CATERPILLAR	3512 B	1200	0
KOUSSERI	CATERPILLAR	3512 B	1200	0
	CATERPILLAR	3412 TT	400	350
	CATER (rental)	3306	200	150
	CATER(rental)	3306	200	0
ADAMAOUA	Constructeur	Type de Groupe	Puissance Installée(kW)	Puissance Disponible (kW)
	Caterpillar	3306	200	170
TIBATI	Caterpillar	3406	280	230
	Caterpillar	3406	280	240
BANYO	Volvo	TWD	220	180
	Mercedes	OM 424	150	140
	MGO	V12	350	300
	Caterpillar	C 18	450	400
TIGNERE	Berliet	MID 620	56	40
	Berliet	MID 620	56	40
	Berliet	MID 620	56	0
NGAOUNDAL	M.G.O.	V 12 A	350	280
	Caterpillar	3406	364	330
MBAKAOU	Baudouin	DK 4	40	38
	Baudouin	DK 2	20	18
	Baudouin	DK 2	20	18

LITTORAL-SUD OUEST	Constructeur	Type de Groupe	Puissance Installée(kw)	Puissance Disponible (kw)
BAKEBE	Perkins	T 4236	24	20
BAMENDJIN	Dieselair	6. 72	40	36
	Dieselair	6. 72	40	36
CAMPO	Olympian	GEH 175	128	120
	Caterpillar	3304	80	70
EKOK	Olympian	50	40	40
	Caterpillar	3306	133	0
EKONDO-TITI	Caterpillar	3412	250	0
	Caterpillar	3408	230	140
	Mercedes	OM 404	196	145
	Caterpillar	3306	133	110
EYUMOJOCK	Genelec	IVECO	48	42
	Perkins	T 4236	40	40
MAPE	Caterpillar	3408	230	160
	Caterpillar	3408	230	140
MOUANKO	Berliet	MID	56	43
	Iveco		25	0
	Olympian	GEP 110	80	0
MUNDEMBA	Olympian	GEP 110	80	70
	Berliet	MID	56	50
	Berliet	MID	56	42
NKONDJOCK	Berliet	MID	56	42
	Mercedes	OM 422	104	90

6. RESEAU DE TRANSPORT EN HAUTE TENSION EXISTANT

6.1 Le réseau du Sud (RIS)

Le réseau de transport interconnecté sud (RIS) permet d'évacuer vers les centres de consommation l'énergie produite par les centrales hydrauliques de Song Loulou et Edéa, et les centrales thermiques d'Oyomabang, Bassa, Logbaba, Limbé et Bafoussam.

Le RIS se compose de 480 km de lignes 225 kV et 870 km de lignes 90 kV, et de 17 postes (4 postes dits d'interconnexion et 13 postes sources alimentant les réseaux de distribution).

Le RIS s'étend dans six provinces : Centre, Sud, Littoral, Ouest, Nord-Ouest et Sud-Ouest. Il se subdivise en 3 grandes régions : le Centre (Provinces Centre et Sud), le Littoral et l'Ouest (Provinces Ouest, Sud-Ouest et Nord-Ouest). Le schéma ci-après illustre la configuration spatiale du RIS.

La situation du RIS en 2005 se caractérise par l'insuffisance de performance des équipements, d'une part, et par la saturation de plusieurs organes de réseau d'autre part.

6.1.1 Performance insuffisante

La performance insatisfaisante du RIS se caractérise par une fiabilité et une disponibilité insuffisantes des équipements, se traduisant par un taux de défaillance élevé, dont plusieurs incidents graves, et l'existence d'un risque élevé de défaillance majeure.

Les causes de cette situation sont :

- La vétusté et l'obsolescence d'une part importante des équipements du réseau. En effet, l'âge des équipements en service varie entre 10 et 50 ans, avec une moyenne d'environ 25 ans. La plupart de ces équipements ont donc atteint, voire dépassé leur limite technique et économique de vie, et devraient être remplacés.
- La maintenance insuffisante des équipements : En effet, les difficultés financières de l'entreprise publique SONEL se sont traduites par une insuffisance notable des ressources consacrées à la maintenance et au renouvellement du matériel de réseau. De ce fait, plusieurs cycles de maintenance recommandés n'ont pas été effectués. En particulier, de nombreux transformateurs et disjoncteurs haute tension sont en situation délicate. Quelques postes de transport sont partiellement ou entièrement hors service.

Par ailleurs, les réseaux de télé-conduite centralisée et de télécommunications à courant porteur de l'entreprise, essentiels pour l'exploitation du réseau interconnecté production et transport, sont notablement peu performants.

6.1.2 Saturation du réseau

Compte tenu de l'indisponibilité de plusieurs installations existantes, dans un contexte d'augmentation soutenue de la charge liée à l'accroissement de la demande, et malgré les travaux

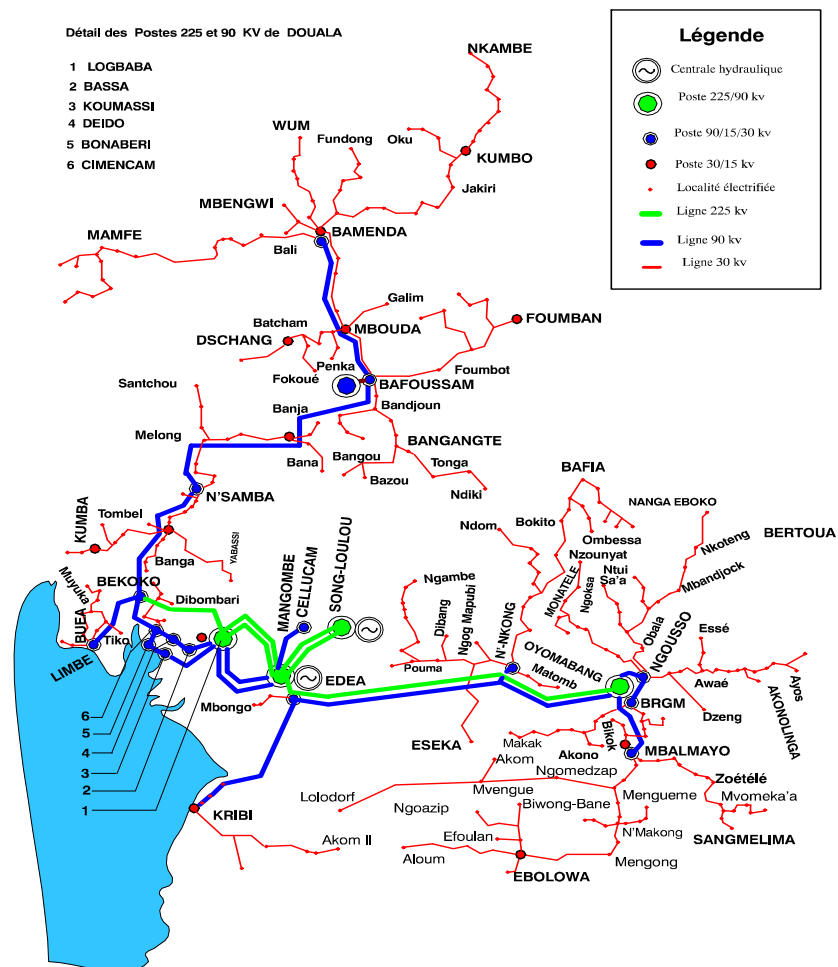
de renforcement de réseau en cours depuis l'année 2003, la quasi-totalité des lignes et des postes de transport restent chargés à plus de 80 % de leur capacité.

La saturation du réseau est manifeste dans les 3 régions :

- Certains postes importants (Logbaba, Oyomabang, BRGM, etc.) sont en situation de surcharge plus ou moins sévère.
- Plusieurs lignes opèrent à la limite de leur capacité (artère de l'Ouest, desserte du poste de Ngouso).
- Des chutes de tension subsistent, en particulier à l'Ouest, malgré la mise en œuvre de la compensation d'énergie réactive.
- Les organes à moyenne tension de plusieurs postes sources sont saturés ou en surcharge (Ngouso, BRGM, Bamenda).
- La redondance des équipements de réseau, nécessaire pour assurer une qualité de service acceptable, est inexistante.

En résumé, l'offre en matière de transport est insuffisante dans l'état actuel du RIS. Les conséquences de cette situation sont un niveau de qualité de service insuffisant, et un coût de fonctionnement élevé du fait du recours à la production thermique de secours ou au délestage en cas d'incident, et du coût élevé de la maintenance curative.

RESEAU INTERCONNECTE SUD



6.2 Le réseau Nord (RIN)

Le réseau de transport interconnecté Nord (RIN) permet d'évacuer vers les centres de consommation, (Garoua, Maroua, Ngaoundéré et Meiganga) l'énergie produite par la centrale hydraulique de Lagdo et la centrale thermique de Djamboutou.

Le RIN se compose de 400 km de lignes 110 kV et 200 km de lignes 90 kV, et de 4 postes sources alimentant les réseaux de distribution.

Le RIN s'étend dans trois provinces du « Grand Nord ».

Le réseau Nord dispose encore d'une marge de réserve considérable : la charge maximale des lignes de transport est d'environ 25%.

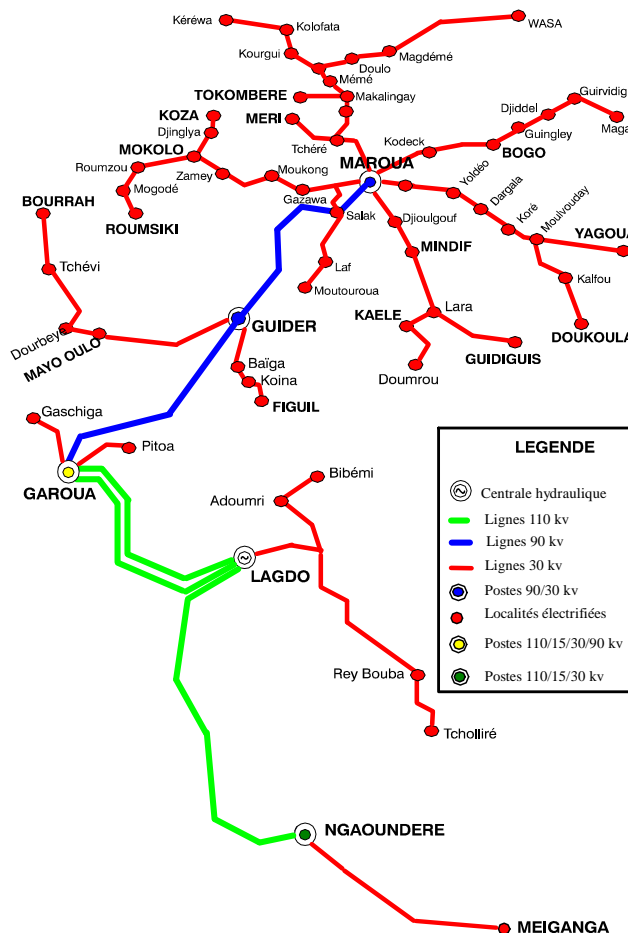
Quelques problèmes peuvent néanmoins être mentionnés :

- La structure du poste de Djamboutou constitue un goulet d'étranglement qui rend malaisé le transfert de l'énergie vers l'Extrême Nord, ainsi que le contrôle de la tension.
- Certains équipements des postes sources sont vétustes et doivent être remplacés.

Des travaux de renforcement et de rénovation en cours ou prévus à brève échéance permettront de remettre à niveau la fiabilité du réseau et de faire disparaître les goulets d'étranglement.

L'offre de transport existante pour le réseau Nord peut donc être considérée comme suffisante pour plusieurs années encore.

RESEAU INTERCONNECTE NORD



6.3 Le Réseau Est (RIE)

Il n'y a pas à proprement parler de réseau de transport interconnecté. Seules deux lignes 30 kV permettent d'évacuer vers les centres de consommation autour de la centrale de Bertoua.

7. LES PROJETS CANDIDATS HYDRAULIQUES CONSIDERES DANS LE PDSE 2030 -

7.1 Rappel des recommandations pour la prise en compte des changements climatiques dans le PDSE 2030

L'observation des variations dans les séries de données hydrologiques et l'état actuel des connaissances sur les changements climatiques doivent conduire les hydrologues travaillant au Cameroun à utiliser avec précautions les données disponibles. Les recommandations suivantes ont été appliquées pour la sélection et le développement des ouvrages de production ou de régulation hydroélectrique :

- **Estimation des apports:** les calculs ont été réalisés en prenant en compte une période limitée aux trente années précédentes. En particulier, il n'est plus acceptable de prendre en compte l'hydrologie antérieure à 1970 pour estimer les apports d'un cours d'eau (sauf pour le calcul des crues). Les données récentes ne sont pas disponibles du fait de l'absence de suivi hydrologique régulier. **Dans l'exercice du PDSE, le Consultant a systématiquement considéré une série hydrologique de 1973 à 2003.**
- **Sélection des sites de régulation:** Il est nécessaire de garder une marge de sécurité suffisante par rapport aux évolutions futures du climat et de sa variabilité. Seuls les sites présentant une bonne garantie de remplissage (tels que Mbakaou ou Lom Pangar à 5.5 km³) ont été retenus pour le PDSE 2030. Des ouvrages de régulation dont le volume utile est supérieur aux apports moyens (tels que Bamendjin ou La Mapé) ne doivent plus être construits,
- **Sélection des sites de production:** Le Consultant est resté prudent dans l'estimation du débit garanti pour les ouvrages au fil de l'eau ne bénéficiant d'aucun ouvrage de régulation amont.

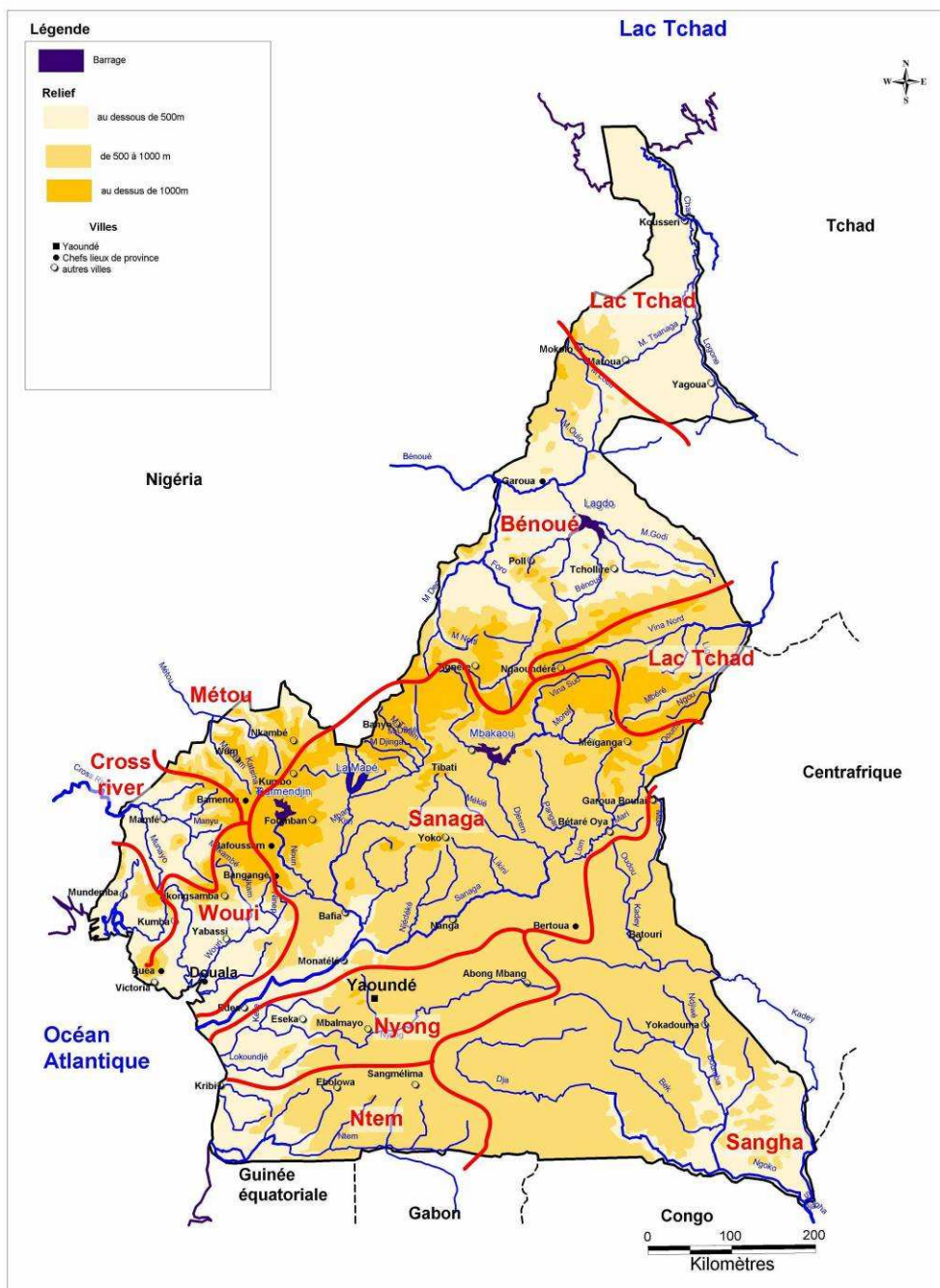


Figure 6 : Carte des principaux bassins hydrologiques du Cameroun

7.2 Réévaluation de l'hydrologie des sites candidats dans le cadre du PDSE 2030

L'hydrologie de l'inventaire des ressources hydroélectriques du Cameroun, établi en 1983, s'appuie sur des données pluviométriques antérieures à 1971 et hydrologiques antérieures à 1977. La rupture climatique de 1970 n'ayant pu être prise en compte à l'époque (par manque de recul), les apports moyens des cours d'eau indiqués dans l'inventaire sont généralement surestimés et nécessitaient donc une réévaluation dans le cadre du PDSE 2030.

Cependant, les données disponibles sur le Cameroun, du fait de l'abandon de nombreuses stations hydrologiques, sont insuffisantes pour pouvoir réévaluer l'hydrologie des sites potentiels au cas par cas.

En conséquence, la réévaluation de l'hydrologie n'a pu être réalisée qu'à l'échelle des bassins, et de façon relativement sommaire. Le travail a porté sur les 5 grandes zones hydro-météorologiques du Cameroun¹⁰, et les résultats sont présentés ci-après pour chacune de ces zones.

La réévaluation a cherché systématiquement à définir, pour chaque ouvrage, les "Apports moyens" et les "Apports minimums". L'apport "minimum" correspond au minimum enregistré sur la période d'observation, soit en général l'année 1983. L'apport minimum et la capacité utile maximale d'une retenue déterminent la "capacité utile garantie".

L'évaporation n'est pas prise en compte, car (1) à l'exception du Nord Cameroun, les précipitations directes sont du même ordre que l'évaporation potentielle et (2) les incertitudes sur l'hydrologie et les lois volume/surface des futures retenues sont prédominantes.

Pour les simulations de production, une revue plus détaillée de l'hydrologie a été produite et il est recommandé de prendre en compte des pertes par évaporation de 15 % dans le Nord et de 5 % dans le reste du pays.

¹⁰ Ces 5 zones sont celles utilisées pour l'inventaire hydroélectrique de 1983, à savoir: le bassin de la Sanaga, le Sud-ouest (Ntem et Nyong), l'Ouest (Wouri, Cross-river, Métou), l'Est (bassin de la Sangha) et le Nord (bassins du lac Tchad et de la Bénoué).

7.3 Les projets identifiés pour le PDSE

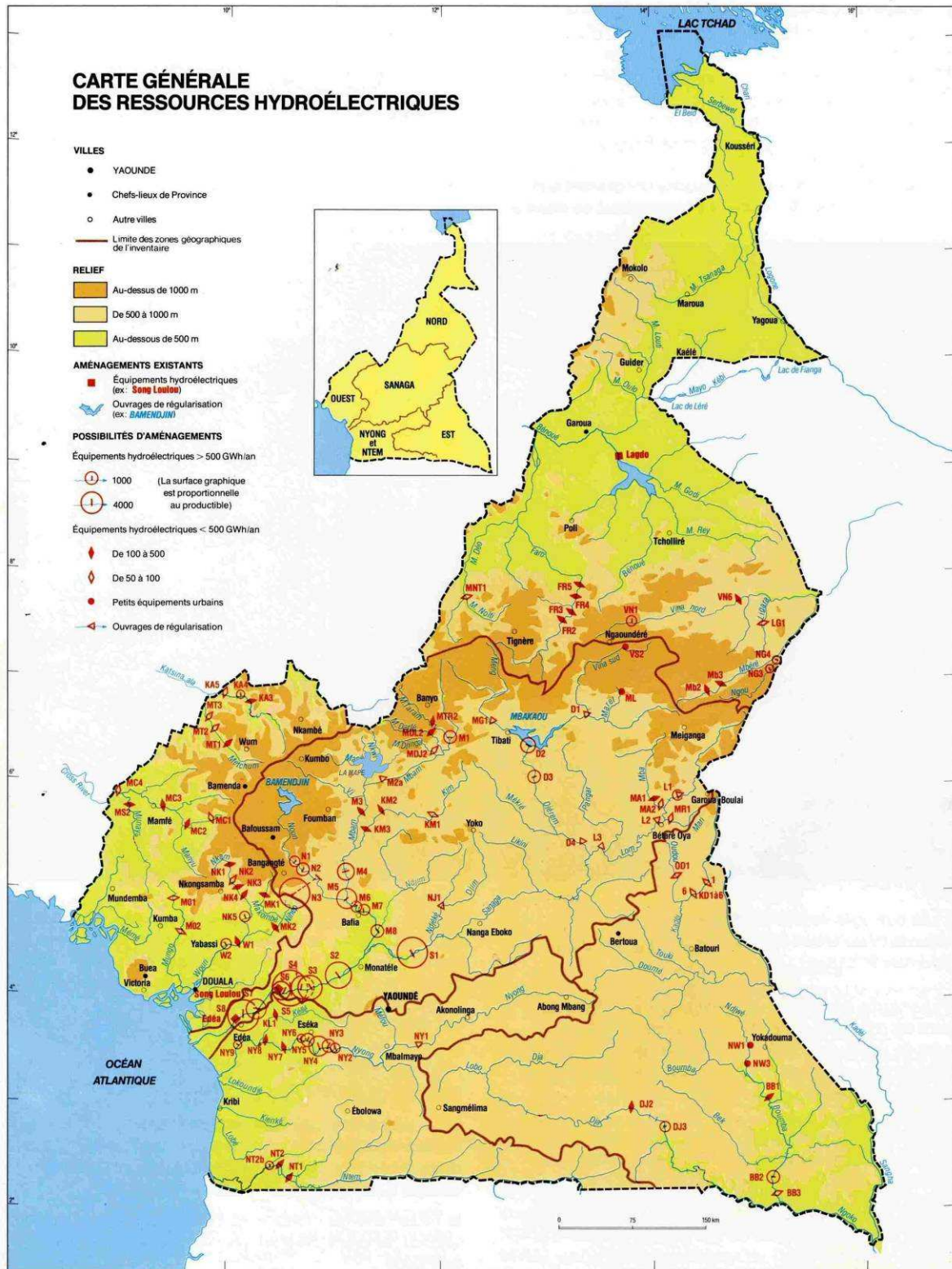


Figure 7 : Carte des sites de production hydroélectrique identifiés (carte de 1983, modifiée)

7.3.1 Ouvrages de régularisation de la Sanaga

L'inventaire des ouvrages potentiels sur le site de la Sanaga (cf. volume 3) fait clairement ressortir 2 ouvrages de régulation avec des volumes conséquents couplant :

- un coût ramené au volume stocké plus intéressant que celui des petits ouvrages,
- un impact conséquent sur l'augmentation de l'énergie garantie sur la Sanaga

Ces ouvrages de stockage sont les suivants :

- Lom Pangar de 5,5 km³ à 7 km³
- Pont Rail de 3,5 km³ à 4 km³.

L'ouvrage de Lom Pangar a un coût relatif faible en terme de volume stocké. C'est par ailleurs le plus important des ouvrages de régulation recommandés, et celui dont les études sont les plus avancées. En particulier, cet ouvrage de régularisation est le seul dont les études environnementales aient été réalisées et pour un volume de 7km³. De par sa taille, le barrage de Lom Pangar semble incontournable pour une amélioration significative de la capacité de régularisation de la Sanaga.

Pour le PDSE 2030, pour ne pas anticiper sur les résultats et les conclusions de l'étude d'optimisation de la retenue de Lom Pangar, il a été décidé de retenir un volume de stockage de 7 km³ pour toutes les simulations effectuées. Une étude d'optimisation du volume de la retenue de Lom Pangar doit être engagée à l'issue du PDSE qui permettra de déterminer le volume optimal compris entre 5,5 et 7 km³ pour la régulation de la Sanaga.

L'ouvrage de Pont-Rail est également très compétitif, ce qui en fait un deuxième site candidat intéressant. Toutefois, cet ouvrage n'a jusqu'à présent fait l'objet d'aucune étude détaillée, et l'incertitude sur son coût réel ainsi que sur son impact environnemental restent forts.

Ces deux premiers ouvrages de régulation ne présentent aucune contre indication en terme environnemental; ce qui n'est pas le cas pour la retenue de Tête d'Éléphant qui empiète sur le Parc National de Mbam et Djérem. Pour cette raison, cet ouvrage a été écarté pour la détermination des plans de développement..

Le projet de dérivation du Mbam (retenue de Bankim) vers la retenue existante de La Mapé par un canal de jonction pourrait également être une option intéressante de régulation en garantissant chaque année le remplissage du réservoir de La Mapé et une réserve supplémentaire avec le réservoir tampon de Bankim pour une capacité de l'ordre du km³.

Cette option qui permettrait d'équilibrer les apports régulés entre le Mbam et le Djérem au niveau de la confluence n'a pas été retenue comme candidat dans la présente étude (coût du m³ stocké plus élevé).

7.3.2 Principaux ouvrages de production (bassin de la Sanaga)

Le potentiel de production de la Sanaga est très important. Les sites candidats ont été triés en trois classes dans le volume 3 (moins de 500 GWh, 500 à 2000 GWh, plus de 2000 GWh). Les projets les plus intéressants sont :

- Suréquipement de Song Loulou,
- Kikot,
- Nachtigal amont,
- Song Mbengué,
- Et, Song Ndong.

L'aménagement de Song Ndong (280MW) est une basse chute (24m), qui n'a pas fait l'objet de dossier de pré-faisabilité (esquisses uniquement - voir l'inventaire de 1983). Malgré une situation géographique doublement favorable (entre les chutes de Song Loulou et Edéa, proche des centres de consommation), ce projet n'a été pas considéré dans le plan d'expansion compte tenu d'un coût de revient ramené au kWh plus élevé (faible chute associée).

Une étude de faisabilité (et d'impact) doit toutefois être engagée pour valider la robustesse de ce premier résultat.

Un suréquipement de Nachtigal de 100MW (par rapport à l'option 230-250 MW actuellement étudié par Alucam) n'est envisageable et justifiable économiquement à moyen terme que si l'on réalise la retenue de Pont Rail permettant de garantir un débit supplémentaire de l'ordre de 150 m³/s.

7.3.3 Les aménagements hydrauliques sur les autres bassins versants

La majorité du potentiel hydroélectrique du Cameroun se situe dans le bassin de la Sanaga. Les opportunités hydrauliques sur les autres bassins sont présentées ci-dessous.

7.3.3.1 Bassins du Sud-Ouest

Les bassins du Sud-Ouest (Nyong et Ntem) se caractérisent par des sites de production intéressants, qui présentent l'avantage d'être dans une zone soumise à deux saisons des pluies qui apportent une complémentarité intéressante aux ouvrages situés plus au Nord, en particulier d'avril à juin et en début de saison des pluies.

Seul l'aménagement de Memvé Elé a été retenu comme candidat dans l'élaboration du PDSE 2030.

7.3.3.1.1 L'aménagement hydroélectrique de Memvé Elé

Historique

Une étude de faisabilité de l'aménagement de Memvé Elé a été faite par Nippon Koei Co. en octobre 1993 sur un financement JICA. C'est un ouvrage de type « fil de l'eau » avec une capacité de stockage utile relativement restreinte (8 hm³ pour une superficie de 19 km²) pour un marnage de 50cm. Il se situe sur la rivière Ntem proche de la Guinée Équatoriale à environ de 285 km de Yaoundé et à environ 100 km de Kribi (75 km à vol d'oiseau). L'intérêt de ce projet réside principalement dans la possibilité d'un développement du RIS vers le sud du pays avec des interconnexions possibles avec la Guinée et le Gabon. Une étude d'impact sur l'environnement a été réalisée à cette occasion. Le projet comprend la route de Campo (en provenance de Kribi) au

site de l'aménagement et la réalisation de la ligne d'évacuation vers Yaoundé de 285 km en 225 kV (2 circuits).

La centrale est équipée de 4 groupes de 50 MW pour un débit de 450 m³/s sous une chute de chute nette de 52 mètres.

Le projet avait estimé à environ 200 GFCFA₂₀₀₅ (113 GFCA₁₉₉₃) pour une puissance installée de 201 MW et un productible de 1140 GWh.

En décembre 2005, une étude d'actualisation de l'étude précédente a été réalisée par Coyne et Bellier en conservant les mêmes caractéristiques de dimensionnement et de production pour un développement du projet en BOT pour une mise en service en septembre 2011.

Hydrologie

La période de basses eaux du fleuve Ntem à Memvé Elé (mois de juillet, août et septembre) correspond aussi à une période de hautes eaux de la SANAGA à Edéa et Song Loulou, d'où une certaine complémentarité entre la future centrale hydroélectrique de Memvé Elé et les centrales existantes d'Edéa et Song Loulou.

Le débit moyen des apports est de 395 m³/s pour un module de 275 m³/s et le débit d'étiage de 24 m³/s.

Les puissances minimales sont de l'ordre de 15 à 25 MW durant les mois les plus secs de l'ensemble de la période 1944-2002.

Dernière configuration (actualisée par CoB)

La seule modification du projet est le remplacement de l'usine souterraine par une usine à l'air libre évitant la réalisation d'ouvrages souterrains et permettant une réduction du coût des ouvrages de restitution et de la centrale et une plus grande facilité d'accès et de construction.

L'aménagement de Memvé Elé fonctionne également au fil de l'eau (sans capacité de régularisation).

Le devis du projet a été révisé et chiffré à 142 GFCFA₂₀₀₅.

7.3.3.1.2 L'aménagement hydroélectrique de Njock

Bien que proche des centres de consommation et disposant d'une hauteur de chute de 88 m, l'aménagement de Njock (120 MW - 500 GWh) sur le Nyong n'a pas été considéré dans cette phase d'étude compte tenu de l'absence d'une retenue importante de régulation. Sans ouvrage de régulation il présente des avantages et inconvénients similaires au projet de Memvé Elé (dimensionné à 120 MW) en terme d'énergie garantie.

7.3.3.2 Bassins de l'Ouest

Les bassins de l'Ouest sont généralement de petites dimensions, mais la forte pluviométrie qui les caractérise leur confère une hydraulité très intéressante. Le relief montagneux de la zone Ouest est également propice à la valorisation des volumes d'eau ruisselés.

7.3.3.3 Bassins du Nord

Les bassins du Nord proposent un potentiel décentralisé valable, mais soumis à la plus forte variabilité inter annuelle de la pluviométrie des régions sahéliennes.

Pour l'instant un seul site hydroélectrique a été envisagé et étudié en appui au réseau interconnecté, il s'agit du site de la Bini à Warak (Vina Nord) proche de la localité de Ngaoundéré (70 km au NE). Une étude d'APD a été faite par Électricité de France en janvier 1991.

Tableau 17 : Caractéristiques principales de la chute de Bini à Warak (Vina nord)

BINI A WARAK	75MW / 300GWh
Turbines	3 Francis
Puissance nominale (unitaire)	25MW
Chute nette nominale (unitaire)	210m
Puissance installée	75MW
Production moyenne	300GWh
Débit total	40 m ³ /s
Hauteur de chute (3 g.)	209,7 m
Pluviométrie	1560 mm (50 l/s /km ²)
Bassin versant	1385 km ²
Débit spécifique	22 l/s/km ²
Apport annuel moyen	700 hm ³
Débit d'apport	22,2 m ³ /s
Surface de la retenue	80 km ²
Volume total	560 hm ³
Volume utile	530 hm ³
Retenue (niveau normal et PHE)	1046 /1049

Le projet de Bini à Warak (75 MW / 300 GWh) nécessite une interconnexion avec la localité de Ngaoundéré et un renforcement de la ligne entre Ngaoundéré et Garoua en 225kV de presque 300 km de distance. Cette ligne pourrait être reliée avec une future centrale sur le Faro.

Ceci explique en partie son coût élevé d'environ 100 GFCFA2005 (60 GFCFA1991) avec un coût de production de l'ordre de 40 à 50 Fcfa/kWh qui le met en concurrence avec une production thermique au fioul lourd.

Ce projet n'a pas été retenu dans l'élaboration du PDSE 2030.

7.3.3.4 Bassins de l'Est

Les bassins de l'Est présentent quelques sites intéressants, mais ils sont pour l'instant très éloignés des centres de consommation. Seule la centrale de Colomines a été considérée.

La centrale hydroélectrique de Colomines se situe sur la rivière Kadeï à environ 60 km au nord de la localité de Batouri dans la région Est du Cameroun. Les caractéristiques suivantes s'appuient sur l'Avant Projet Sommaire datant de 1986 faite par les bureaux d'études EEI et Decon. En 2005 une proposition de développement en BOT par la société « Mécamidi » a été faite au Gouvernement pour alimenter le réseau interconnecté de l'Est (RIE). Cette proposition repose sur

une étude faite en septembre 2003 par cette même société pour une puissance installée de 6 MW (débit d'équipement à 16 m³/s) avec une interconnexion de 100 km en 30 kV au poste à Batouri avec la possibilité de doubler ultérieurement la capacité à 12 MW.

Tableau 18 : Caractéristiques principales de la centrale hydroélectrique de Colomines (1986)

Aménagement hydroélectrique de Colomines – Rivière Kadeï	
Puissance installée	13,6 MW
Type de turbine	4 groupes Francis à axe horizontal
Débit d'équipement	34 m ³ /s
Hauteur de chute brute	48,3 m

Le débit moyen du cours d'eau est de 50 m³/s ce qui permet un productible est compris entre 80 et 90 GWh selon la valeur du débit réservé retenu.

Le coût de l'opération en 1986 est estimé à moins de 40 GFCFA₂₀₀₆ pour un coût par kW installé de 3 MFCFA.

Elle pourrait couvrir une consommation de 48 GWh d'après cette étude.

Le coût de construction (hors taxes) pour la première étape est estimé à 13,6 M€uros (9 GFCFA) pour un coût par kW installé de 1,5 MFCFA deux fois pratiquement plus faible que celui annoncé en 1986.

Le prix de vente annuel (CAE avec AES SONEL) serait d'environ 2,9 M€ par an (1,9 GFCFA/an) plus 0,02 € par kWh produit (13 FCFA/kWh) ; ce qui correspond à environ 66 FCFA/kWh pour une production de 36 GWh.

Pour cette raison, la centrale de Colomines n'a pas été retenue comme candidat potentiel dans l'étude du PDSE2030.

8. LES CENTRALES THERMIQUES CONCURRENTES FONCTIONNANT AU GAZ NATUREL

8.1 Spécificité du RIS

Le développement conséquent du parc de production implique la mise en service de moyens de production offrant un kWh à un prix compétitif pour répondre aux besoins du SP et de l'industrie de l'aluminium. Seules les options hydrauliques ou thermiques fonctionnant au gaz naturel sont à envisager.

8.1.1 Présélection des candidats thermiques associés au gaz naturel sur le RIS

Le consultant a identifié trois options techniques adaptées aux besoins du Cameroun pour permettre la réalisation de centrales de production de 150 à 200 MW ou de 400 à 1200 MW :

- Moteur à gaz (MAG) de 15 à 20 MW
- Turbine à gaz simple (TAG) de 25 à 60 MW
- Cycle Combiné (CC) de petite taille comprise entre 80 à 150 MW,
- Et, Cycle Combiné (CC) de 200 à 500 MW.

Les principaux paramètres techniques et économiques retenus sont les suivants :

Tableau 19 : Principaux paramètres techniques et économiques retenus pour une centrale thermique de 150 à 200 MW

Turbines	Rendement	Durée de vie économique	Prix des équipements (hors taxes) par kW installé en USD
Moteur à gaz de 15 à 20 MW	40 à 43%	25 ans	600 à 650
Turbine à gaz de 25 à 60 MW	32 à 37%	25 ans	400 à 450
Cycle combiné de 100 à 150 W	50 à 55%	25 ans	650 à 800
Cycle combiné de 200 à 500	52 à 58%	25 ans	500 à 700

8.1.2 Les moyens de pointe : turbines à gaz ou moteurs à gaz

AES SONEL envisage à Kribi la construction d'une unité de production de 160 MW, fonctionnant au gaz naturel en provenance du champ de la Sanaga sud, avec une mise en service début 2008.

La préférence d'AES SONEL penche actuellement vers une usine équipée avec 4 groupes SGT 800 (Siemens).

Le consultant a considéré dans la modélisation du PDSE 2030 cette option (cf par thermique existant). Par continuité, il a été retenu le même type de machine comme candidat thermique de pointe.

Les caractéristiques technico-économiques du candidat thermique de pointe fonctionnant au gaz sont synthétisées dans le tableau suivant.

Tableau 20 : Caractéristiques technico-économiques des turbines à gaz candidates

TURBINE à GAZ (TAG)	Unités	SGT 800
Type		TAG
Puissance unitaire (conditions Iso)	MW	45
Puissance unitaire (à 28°C)	MW	40,6
Nombre de groupes		1
Consommation spécifique nette (PCI)	MJ/kWhnet	10,187
Rendement effectif net	%	35,3
Consommation gaz (36MJ/m ³)	m ³ /kWh	0,283
	kWh/m ³	3,5
Disponibilité (taux)	%	90/95
Coût des équipements (hors taxes)	kFcf/kW net	300
Coûts d'exploitation:		
Coût fixe d'exploitation	kFcf /kW/an	10
Coût variable d'exploitation	Fcf /kWh	1,6

Source AES SONEL

8.1.3 Les centrales en base : le « Cycle Combiné »

AES SONEL envisage par la suite de transformer les turbines à gaz existantes en « Cycle combiné » (deux TAG pour une Vapeur) permettant une augmentation de la puissance installée et surtout l'amélioration des rendements.

Le consultant a retenu pour cette étude le cycle combiné associé au moyen de pointe retenu (SGT 800) présentant une puissance installée de 125 MW iso.

Tableau 21 : Caractéristiques technico-économiques des turbines à gaz et moteurs à gaz en concurrence pour le site de Kribi.

Centrales thermiques	Unités	SIEMENS
		SGT 800
Type		Cycle Combiné
Puissance unitaire (conditions Iso)	MW	125
Puissance installée nette (à 28°C)	MW	120
Consommation spécifique nette (PCI)	MJ/kWh net	6,9
Rendement effectif net	%	52
Consommation gaz (36MJ/m ³)	m ³ /kWh	0,190
	kWh/m ³	5,3
Disponibilité (taux)	%	85/90
Coût des équipements (hors taxes)	kFcf/kW net	430
Coûts d'exploitation:		
Coût fixe d'exploitation	kFcf /kW/an	15
Coût variable d'exploitation	Fcf /kWh	1

8.2 les moyens de production thermique sur le RIN et le RIE

Si l'on considère le développement du RIE et du RIN en système isolé, la mise en service de moyen thermique sera dictée par la satisfaction du service public. Des moyens de production thermique au fioul lourd sont alors à envisager dans l'attente d'une éventuelle interconnexion.

Le moyen candidat retenu pour assurer le plan de développement du RIN et du RIE est un groupe diesel fonctionnant au fioul lourd ou au Brut (en provenance du Tchad). L'option d'un fonctionnement au gasoil (TAC ou groupe Diesel) est écartée car trop coûteuse.

Le Tableau 22 ci-dessous donne les caractéristiques de groupes Diesel fonctionnant au fioul lourd concurrents de l'aménagement hydroélectrique de Bini à Warak (75 MW).

Tableau 22 : Caractéristiques de groupes Diesel (HFO) de 7 à 17 MW pour le RIN

RIN - Centrale thermique	Unités	Groupes Diesel		
Constructeur		Warstila		
Type		12V38	18V38	18V50DF
Puissance unitaire (conditions Iso)	MW	7,6	11,3	17,0
Puissance unitaire (à 28°C)	MW	7,3	11,0	16,6
Consommation spécifique nette (PCI)	MJ/kWh net	8,3	8,3	8
Rendement effectif net	%	43	43	45
Consommation HFO (42MJ/kg)	kg/kWh	0,200	0,200	0,190
Disponibilité (taux)	%	90	90	90
Coût des équipements (hors taxes)	kFcf/kW net	600	550	500
Coûts de production :				
Coût fixe d'exploitation	kFcf/kW/an	20	20	15
Coût variable d'exploitation	Fcf/kWh	2,5	2,5	2
Coût de Combustible	Fcf/kWh	42	42	41
Prix du combustible (HFO)	Fcf/kg	215	215	215

9. PLAN DE DEVELOPPEMENT DE PRODUCTION

9.1 Méthodologie

Le programme d'expansion au moindre coût (PEMC) du système électrique du RIS ou du système interconnecté global de 2008 à 2030 pour chacun des scénarii a été conduit avec le logiciel « Logos » développé par EdF. Le programme des investissements d'AES SONEL avant 2008 est considéré acquis pour l'étude et donc non remis en question.

Une note descriptive du Logiciel Logos est présentée en annexe 1.

Les PEMC du RIN et du RIE dans leur configuration "isolé" ont été effectués directement à partir du logiciel Excel.

Le PEMC d'un scénario considéré est celui qui présente le meilleur gain d'Actif [égal à la somme actualisé des coûts évités des charges variables (combustible+charges annuelles) et des investissements thermiques par le projet]

Ce gain d'actif couvre les périodes 2010/2030 et 2030 à l'infini en supposant reproduit à l'infini les valeurs de 2030 (prise en compte de la valeur résiduelle).

En règle générale sauf cas spécifiquement mentionné, on compare les configurations envisagées à un scénario dit de référence ne proposant que des investissements de centrales thermiques.

L'encart suivant rappelle les terminologies du Gain d'actif et du ratio B/C.

Rappel terminologique : Le Ratio "Bénéfice / Coût"

Par définition, le Bénéfice net (NPV en anglais) ou Gain d' Actif pour un investissement hydroélectrique est égal à :

$$B(I, a) = - I + \sum_{n=1}^N (B_n - D_n) / (1+a)^{n-1/2} + R$$

avec

I : Coût d'Investissement d'un projet (montant actualisé à une date donnée),

a : Taux d'actualisation,

B_n: Revenus annuels, Bénéfices ou Coûts évités annuels d'un projet thermique,

D_n: Dépenses d'exploitation annuelles (combustible, maintenance,...),

N : Durée de vie économique du projet,

R : Valeur résiduelle en année N+1.

Le ratio « B/C » :

$$B(I, a) / [I + D] = B / [I + D] - 1 = [B - I - D] / [I + D]$$

Avec

B = Somme actualisée des coûts fixes et variables évités par le thermique (annuités d'investissement et combustible),

I = Coût d'Investissement du projet hydroélectrique,

D = Somme actualisée des dépenses d'exploitation annuelles du projet hydroélectrique

Et, $I + D$ = Passif du projet hydroélectrique (montant actualisé des dépenses du projet sur la durée de vie)

Si plusieurs alternatives :

On doit choisir l'investissement $[I^*]$ qui maximise le bénéfice net :

$$B(I^*, a) = \text{MAX } B(I, a)$$

Si $B(I^*, a) > 0$ alors le Projet étudié est rentable et si $B(I^*, a) = 0$ le Projet est équivalent à son option

Le Taux de Rentabilité Interne (TRI) est égal au taux $[a^*]$ lorsque :

$$B(I^*, a^*) = 0$$

9.2 Justification de Kribi - Plan de "recollement" sur la période 2008 / 2009

9.2.1 Contexte

La période 2008/2009 présente la même demande pour l'ensemble des 3 scénarios envisagés.

En 2010, les projets de la centrale de Kribi et de la retenue de Lom Pangar doivent être considérés comme des opérations engagées ou déjà mises en service (cf. les termes de référence de l'étude) ce qui a été re-confirmé lors de la réunion de clôture de la phase dans laquelle étaient présentées les différentes hypothèses de ce PDSE 2010-2030 avec le MINEE.

La Banque Mondiale a souhaité dans son aide mémoire du 12 janvier 2006 que le projet de Kribi susceptible d'être mis en service en 2008 (et donc avant 2010) fasse l'objet d'une justification.

L'année 2008 représente donc pour le RIS une date charnière avec la mise en service de la centrale thermique de Kribi, susceptible de par sa taille et de par ses caractéristiques de conditionner ultérieurement tous les programmes d'investissement futurs.

L'objet de ce plan de recollement a été de définir premièrement le parc de production existant à la date de 2010, et deuxièmement de :

- justifier et dimensionner l'aménagement de Kribi selon la qualité de service requise, et
- déterminer son facteur de charge en 2008 et 2009.

9.2.2 Résultats

En dehors de toute considération d'ordre économique, les résultats des simulations montrent que pour respecter le critère de qualité de service requis, la mise en service de 4 turbines à gaz de 40,6 MW sur site tels que présentés par AES SONEL est nécessaire dès 2008.

Nota : Ce résultat est fortement lié aussi à la décision d'Alucam de vouloir 200 MW en continu dès 2008 sans modulation ou délestage possible durant la période sèche.

Ils montrent également que la mise en service d'un 5^{ème} groupe sera également nécessaire dès 2009 pour satisfaire à l'accroissement de la demande du SP.

Le facteur de charge de ces 4 turbines à gaz (puis une 5^{ème} TAG) serait selon les premières estimations supérieur à 40%. Il faut souligner que ce résultat reste assez conservateur considérant un prix de gaz fixe quelle que soit la consommation annuelle. Or dans le cas d'un contrat comprenant de manière probable un tarif dégressif avec les quantités en jeu (une partie fixe « Take or Pay » plus une partie variable), le coût de production proportionnel devrait baisser progressivement et ainsi faire augmenter le facteur de charge.

Nota important : Selon les informations d'AES SONEL, l'étude en cours donne les mêmes résultats en terme de nombre de groupes à installer à Kribi pour 2008 (mais sans investissement supplémentaire en 2009 dans une 5^{ème} turbine).

Ces résultats sont menés toutefois sur la base du scénario de croissance BT- MT construit à partir des projections du FMI et une fourniture de 200 MW en base de l'usine d'Alucam dès 2008.

Cette convergence des résultats renforce donc la définition du plan de recollement proposé.

Pour chacun des scénarios proposés dans la suite de l'étude, le parc existant sur le RIS comportera donc 5 turbines à gaz de 40,6 MW fonctionnant au gaz naturel, installés sur le site de Kribi pour répondre à l'accroissement de la demande.

9.3 Plan de développement du scénario « S0 »

9.3.1 Contexte

Le Scénario « S0 » (ou scénario Bas) prend en considération le scénario « Médian » pour le Service Public (SP) plus un développement de statu quo pour la HT et l'aluminium.

Ce scénario « S0 » permet surtout d'estimer l'intérêt économique des divers aménagements (ou dimensionnements de projet) proposés par les différents acteurs impliqués dans le PDSE et d'obtenir une meilleure compréhension des avantages ou inconvénients de ces projets sur le système électrique face à un accroissement régulier de la demande du SP.

Dans son aide mémoire du 12 janvier 2006, la Banque Mondiale a souhaité que les 2 projets Lom Pangar (en 2010) et Memvé Elé (en 2012) soient aussi soumis à une justification bien que considéré comme des "coups partis".

C'est à partir de ce scénario « S0 » que va être menée une première analyse de ces projets sur le système électrique du RIS.

Pour rappel, le projet de Lom Pangar est l'un des ouvrages de régulation les plus importants en terme de stockage qui puissent être réalisés dans le bassin de la Sanaga. C'est également celui dont les études techniques et environnementales sont les plus avancées. Une étude d'APS a dimensionné et chiffré cet ouvrage pour offrir un volume utile de 7 km³ permettant un débit garanti à la centrale d'Edéa.

Le volume de la retenue de Lom Pangar entre 5,5 km³ et 7 km³ doit faire l'objet d'une étude d'optimisation spécifique ultérieure. Sans préjugé des résultats de cette étude d'optimisation, il a été décidé de retenir le volume de 7 km³ pour les simulations qui suivent ; l'exercice n'étant pas d'optimiser mais de justifier l'intérêt de cet ouvrage pour le système électrique.

La dernière configuration (version CoB) du projet de Memvé Elé présente les 2 caractéristiques principales suivantes :

- dimensionnement à 201 MW (dix fois la puissance minimale mensuelle)
- fonctionnement au fil de l'eau

Dans une telle configuration, cet ouvrage fonctionnerait à puissance maximum moins de 25 % du temps !

D'avis d'expert, il semblerait que le dimensionnement optimal, toute chose étant égale par ailleurs, vis à vis des besoins du système électrique correspondrait à un aménagement plus petit. Dans cette optique, le Consultant a défini à priori plusieurs variantes de dimensionnement de ce projet (120,150 et 200 MW) pour tester son intérêt dans le système électrique.

9.3.2 Sous scénarios envisagés

Les différents sous scénarios envisagés dans ce scénario « S0 » sont présentés ci-après en allant du "plus thermique" au "plus hydraulique" :

- Un scénario dit de référence avec des investissements uniquement thermiques,
- Une mise en service de Memvé Elé

- à 120 MW (4*30 MW) en 2013¹¹
 - à 150 MW (3*50 MW) en 2013
 - à 200 MW (4*50 MW) en 2013
- Une mise en service de Lom Pangar seul à 7 km³ en 2010
 - Une mise en service de Lom Pangar à 7 km³ en 2010 puis un suréquipement de Song Loulou à 90 MW en 2013,
 - Une mise en service de Lom Pangar à 7 km³ en 2010 suivie d' une mise en service de Memvé Elé à 120 MW (4*30 MW) en 2013 puis la mise en service de Nachtigal en 2 étapes (150 MW en 2016 puis 100 MW en 2019),
 - Une mise en service de Lom Pangar à 7 km³ en 2010 puis la mise en service de Nachtigal en 2 étapes (150 MW en 2013 puis 100 MW en 2016),
 - Une mise en service de Lom Pangar à 7 km³ en 2010 puis la mise en service de Nachtigal en 2 étapes (150 MW en 2013 puis 100 MW en 2016) puis Memvé Elé à 120 MW en 2019.

¹¹ Pour éviter une mise en service d'un moyen thermique à cette date d'après les résultats du scénario de référence

9.3.3 Programme des mises en service des centrales thermiques à partir de 2008 pour les différents scénarii (hors Kribi 160 MW)

Le programme des mises en service des candidats thermiques sur la période de l'étude (2008-2030) pour chacun des scénarii envisagés est synthétisé dans le tableau suivant.

Tableau 23 : Programme des mises en service des candidats thermiques pour les différents scénarii de « S0 »

Scénarios	MSI 2030 en MW	Détails des MSI	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Thermique pur	960	Nb de Base	0	0	1	1	1	2	2	2	3	3	3	4	4	5	5	5	6	6	6	7	7	8	8
	284.2	Nb de Pointe	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3	3	4	5	5	6	6	7
	1244	Puissance installée	0	40.6	160.6	160.6	160.6	280.6	280.6	280.6	400.6	400.6	441.2	561.2	561.2	721.8	721.8	721.8	841.8	882.4	923	1043	1084	1204	1244
MV (120MW) en 2013	840	Nb de Base	0	0	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	4	4	5	5	5	6	6	7	7	7	7
	284.2	Nb de Pointe	0	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3	4	5	5	6	6	7
	1124	Puissance installée	0	40.6	160.6	160.6	160.6	160.6	280.6	280.6	280.6	321.2	321.2	441.2	441.2	601.8	601.8	721.8	721.8	762.4	923	923	1084	1084	1124
MV (150MW) en 2013	840	Nb de Base	0	0	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	4	4	5	5	5	6	6	7	7	7	7
	284	Nb de Pointe	0	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3	4	5	5	6	6	7
	1124	Puissance installée	0	40.6	160.6	160.6	160.6	160.6	280.6	280.6	280.6	321.2	321.2	441.2	441.2	601.8	601.8	721.8	721.8	762.4	923	923	1084	1084	1124
MV (200MW) en 2013	840	Nb de Base	0	0	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	4	4	5	5	5	6	6	7	7	7	7
	284	Nb de Pointe	0	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3	4	5	5	6	6	7
	1124	Puissance installée	0	40.6	160.6	160.6	160.6	160.6	280.6	280.6	280.6	321.2	321.2	441.2	441.2	601.8	601.8	721.8	721.8	762.4	923	923	1084	1084	1124
LP en 2010	840	Nb de Base	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2	2	3	3	4	4	4	5	5	6	6	7	7	7
	284.2	Nb de Pointe	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3	3	4	4	5	5	6	7
	1124	Puissance installée	0	40.6	40.6	40.6	40.6	160.6	160.6	160.6	280.6	280.6	321.2	441.2	441.2	601.8	601.8	601.8	721.8	762.4	882.4	923	1043	1084	1124
LP + sureq SLL (90MW) en 2013	720	Nb de Base	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2	3	3	4	4	4	5	5	6	6	6
	304.2	Nb de Pointe	0	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	4	4	5	5	6	7.493
	1024.2	Puissance installée	0	40.6	40.6	40.6	40.6	81.2	81.2	81.2	201.2	201.2	201.2	321.2	321.2	481.8	481.8	601.8	601.8	642.4	762.4	803	923	963.6	1024
LP + sureq SLL (90MW) en 2013 + Naghtigal (250MW) en 2016 /19	720	Nb de Base	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2	3	3	3	4	4	5	5	6	6	6
	284.2	Nb de Pointe	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3	3	4	4	5	5	6	7
	1004.2	Puissance installée	0	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	160.6	160.6	201.2	321.2	321.2	481.8	481.8	481.8	601.8	642.4	762.4	803	923	963.6	1004
LP + Naghtigal en 2013/16	600	Nb de Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2	3	3	4	4	5	5	5	5
	243.6	Nb de Pointe	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	4	4	5	6
	843.6	Puissance installée	0	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	160.6	160.6	321.2	321.2	321.2	441.2	481.8	601.8	642.4	762.4	803	843.6
LP + Naghtigal en 2013/16 + Merve ele (120 MW) en 19	480	Nb de Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2	3	3	4	4	4	4
	243.6	Nb de Pointe	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	4	4	5	6
	723.6	Puissance installée	0	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	201.2	201.2	201.2	321.2	361.8	481.8	522.4	642.4	683	723.6

9.3.4 Synthèse des résultats économiques des différents sous scénarios S0

Les principaux résultats économiques issus de ce scénario « S0 » sont présentés dans le tableau suivant.

Tableau 24 : Synthèse des résultats du Scénario « S0 »

Scénarios	MSI 2030 en MW	Puissance Hydraulique installée (MW)	Investissement évité en moyen thermique (MW)	Investissement hydraulique en MFCFA 2006	Actif en MCFFA 2006	B/C
Thermique pur	1244	0		0	0	
MV (120MW) en 2013	1 124	120	120	74 696	4 741	6%
MV (150MW) en 2013	1 124	150	120	90 158	-4 283	-5%
MV (200MW) en 2013	1 124	200	120	102 452	-10 932	-11%
LP en 2010	1 124	0	120	51 240	36 645	72%
LP + sureq SLL (90MW) en 2013	1 024	90	220	86 761	36 018	42%
LP + Merve ele (120 MW) en 2013	1 004	120	240	119 145	61 506	52%
LP + Naghtigal en 2013/16	844	250	401	175 424	92 803	53%
LP + Naghtigal en 2013/16 + Merve ele (120 MW) en 19	724	370	521	213 755	105 108	49%

Les résultats détaillés par année et par centrale (production, coûts de gestion, investissement...) sont présentés sur les tableaux récapitulatifs en annexe.

9.3.5 Analyse des résultats et premières recommandations sur la base du scénario S0

Les résultats de l'étude de comparaison économique amènent les réflexions suivantes (exprimées par ouvrage).

9.3.5.1 Le projet hydroélectrique de Memvé Elé (201 MW)

Le projet de Memvé Elé considéré de manière indépendante (sans autre ouvrage hydroélectrique) présente dans le système électrique (SE) une économie d'investissement en moyen thermique de 120 MW environ (correspondant à un candidat de base), et ce quelle que soit sa puissance installée (120, 150 ou 200 MW). Ce projet avec son fonctionnement au fil de l'eau "se comporte" comme un moyen de base (ou semi-base).

Les projets dimensionnés à 150 MW et 200 MW présentent un ratio « B/C » négatif : toute chose égale par ailleurs (conception et coût), ces derniers n'ont donc aucun intérêt économique pour le système électrique et la collectivité dans cette configuration de dimensionnement au fil de l'eau.

Le projet dimensionné à 120 MW apparaît tout juste rentable économiquement. Il faudrait toutefois calculer de manière plus précise le coût d'investissement de ce projet. En effet, dans la présente étude le Consultant a considéré un coût d'investissement de 112 GFCFA sur les bases de l'estimation Coyne et Bellier du projet à 201 MW (150 GFCFA avec le raccordement au réseau)

qui, par comparaison avec le montant des autres projets étudiés dans le PDSE 2030 (voir Volume 3), semble sous évalué.

Le projet de Memvé Elé dimensionné à 120 MW mis en service en 2013 après Lom Pangar présente un ratio B/C spécifique positif, mais moindre que celui de NaChtigal pour une même date de MSI.

De l'avis du consultant, sans présumer de l'intérêt du site de Memvé Elé, ce projet doit être reconsidéré dans son ensemble en prenant en considération son intégration dans le système électrique (conception en base ou en pointe en utilisant le potentiel de modulation offert par le réservoir de tête, re-dimensionnement de la puissance installée, etc.).

Nota important : Cette recommandation reste valable même si ce projet développé en BOT exporte une puissance garantie vers la Guinée Équatoriale (de l'ordre de 50 MW). En effet le coût de revient financier est de l'ordre de 20 FCFA/kWh selon les sources du Comité de pilotage de Memvé Elé sur les 11 premières années. Ce coût est supérieur au coût proportionnel de l'usine de Kribi déjà installée qui ne "demande" qu'à augmenter son facteur de charge.

Malgré la faiblesse de sa rentabilité, ce projet entre 120 MW et 60 MW peut s'avérer intéressant dans la mesure où Il pourrait:

- relancer l'économie locale de la région concernée,
- servir comme soutien régional au réseau structurant à développer,
- améliorer la garantie de la centrale de Kribi sur le réseau.

Le projet de la retenue de Lom Pangar (7 km³)

Le barrage de Lom Pangar dimensionné à 7 km³ considéré de manière indépendante représente une économie d'investissement en moyen de pointe de l'ordre de 120 MW (unité thermique de base), grâce à une meilleure gestion des apports de la Sanaga (effet sur les deux usines hydroélectriques existantes situées à l'aval).

Ce projet permet également une économie de gestion du parc électrique sur la période considérée (investissement thermique évité + consommation gaz) importante assurant un gain d'actif global (ou bénéfique) de **36,6 GFCFA** montant actualisé au 1/1/2006 pour un investissement de **51,2 GFCFA** actualisé à la même date (ratio « B/C » positif de l'ordre 72 %).

Au vu des résultats et de leur analyse, le Consultant confirme bien l'intérêt de l'aménagement de Lom Pangar et recommande sa réalisation au plus tôt même dans l'optique du scénario « S0 ».

Nota : L'exercice a été mené pour une configuration de ce projet à 7km³ utile conforme à la valeur annoncée dans l'étude de faisabilité. L'optimisation à venir du volume utile ne remettra pas en cause l'intérêt de ce projet, et ne peut qu'avoir comme conséquence qu'une amélioration du positionnement de Lom Pangar.

9.3.5.2 Le Suréquipement de Song Loulou

Le projet de suréquipement de Song Loulou ne procure pas de gain d'actif.

En effet, malgré un bon rapport coût/puissance installée, caractéristique des suréquipements (pas de coût de barrage), ce projet n'entraîne qu'une augmentation des turbinés d'environ 300 GWh (correspondant à un facteur de charge d'environ 40 %). Son comportement de pointe ne permet

pas de remplacer les moyens de base nécessaires dès 2013. Ce projet de suréquipement (vers 150 MW) deviendra très compétitif dès la réalisation de la retenue de Pont Rail.

9.3.5.3 L'aménagement hydroélectrique de Nachtigal (250 MW)

La MSI de Nachtigal (250 MW) dès 2013 (en deux étapes) présente un gain d'Actif assez significatif (ratio B/C spécifique de 45 %).

Au vu des résultats et de leur analyse, le Consultant confirme l'intérêt économique de l'aménagement de Nachtigal en deux étapes même dans le scénario « S0 » par rapport à une solution thermique au gaz.

Cet aménagement doit toutefois faire l'objet d'études spécifiques d'actualisation et d'optimisation de sa puissance installée, confirmant sa faisabilité technique. L'optimisation ne devrait qu'augmenter sa rentabilité intrinsèque.

Nota : La mise en service de Memvé Elé en 2019 malgré une baisse du ratio « B/C » dans le dernier sous scénario considéré se révèle une option intéressante à moyen terme (ratio B/C spécifique de l'ordre de 32 %). Ce dernier résultat reste bien évidemment soumis à une confirmation du coût d'investissement considéré pour 120 MW basé sur le devis estimatif de Coyne et Bellier.

9.3.6 Plan d'expansion au moindre coût sur la base du scénario « S0 »

Le scénario de moindre coût recommandé pour le scénario « S0 » est donc défini comme suit :

En 2010	Lom Pangar : 75 GFCFA
En 2013/16	Nachtigal en 2 étapes (150 MW en 2013 et 100 MW en 2016) : 240 GFCFA
En 2019	Memvé Elé à 120 MW (ou un projet équivalent) : 135 GFCFA

Nota : Les projets concurrents de Memvé Elé (Ntem) seraient soit le projet de Song Ndong (réalisé en deux étapes) soit le projet de Njock (à 120MW) sur le Nyong.

En résumé pour le **scénario S0** et sur la **période 2010-20**, les montants à financer pour la réalisation de projets hydroélectriques (**370 MW**) pour le RIS seront de l'ordre de **450 GFCFA₂₀₀₆** (hors réseau de transport) ; soit en moyenne environ **45 à 50 GFCFA par an**. On notera que sur cette période il n'a pas été prévu de nouveaux moyens de production thermique après la centrale de Kribi excepté le 5^{ème} groupe.

De **2020 à 2030**, il est prévu de d'investir dans **700 MW** environ dans des moyens de production thermiques ou hydroélectriques dont la répartition n'a pas été définie dans cette étude. Elle le sera dans une phase ultérieure considérant qu'il est nécessaire avant tout de poursuivre les études de faisabilité des nombreux projets candidats et avec une meilleure visibilité concernant les opportunités de développement du gaz pour la production électrique.

9.4 Plan de développement du scénario « S1 » ou scénario « médian »

9.4.1 Contexte

Le scénario dit « Médian » correspondant aux hypothèses de croissance du « DSRP » pour la consommation du SP et au doublement de la production d'aluminium à Edéa, i.e. 450 MW en "rideau" à partir de 2010.

C'est le scénario le plus réaliste à la date du présent rapport : la présence d'Alucam étant fortement conditionnée par le doublement de sa production (ambition minimaliste de l'aluminerie).

Cette augmentation de puissance implique plusieurs investissements en cascade.

La société Alcan (Alucam) est prête à financer partiellement ou totalement l'aménagement de Nachtigal pour sécuriser sa demande si et seulement si l'état a engagé la construction du barrage de Lom Pangar.

La configuration de référence dans ce scénario est donc une mise en service de Lom Pangar et de Nachtigal dès 2010.

Nota : Cette date de mise en service est bien entendue sujette à glissement à la date du présent rapport.

9.4.2 Sous scénarios envisagés

Les sous scénarios envisagés dans ce scénario "Médian" sont présentés ci-après allant du "plus thermique" au "plus hydraulique" :

- un scénario avec des investissements uniquement thermiques,
- le scénario de référence avec une mise en service de Lom Pangar à 7km³ et Nachtigal à 250 MW en 2010,
- le scénario de référence + Memvé Elé (120 MW) en 2012.
- le scénario de référence + suréquipement de Song Loulou (90 MW) en 2012,
- le scénario de référence + Memvé Elé (120 MW) en 2012 + Kikot aval en 3 étapes (214 MW en 2017, 108 MW en 2019 puis 108 MW en 2019).

Nota : Le consultant a pris en considération les aménagements de Memvé Elé et Song Loulou dans le scénario « S1 » :

- pour tester la robustesse des résultats du scénario « S0 »,
- pour conserver un candidat hydraulique de base équivalent à un candidat thermique de 120 MW,
- pour assurer un délai d'attente avant une mise en service possible d'un autre ouvrage hydraulique plus conséquent.

9.4.3 Programme des mises en service des centrales thermiques à partir de 2010 pour les différents scénarii (hors Kribi 160 MW)

Le programme des mises en service des candidats thermiques sur la période de l'étude (2008-2030) pour chacun des scénarii envisagés est synthétisé dans le Tableau 25.

Tableau 25 : Scénario « S1 » - Programme des mises en service des candidats thermiques

Scénarios	MSI 2030 en MW	Détails des MSI	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Thermique pur	1320	Nb de Base	0	0	4	4	4	4	5	5	5	6	6	6	7	7	7	8	8	9	9	10	10	11	11
	233	Nb de Pointe	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3	3	4	5	5	5.7	5.7
	1553	Puissance installée	0	40.6	520.6	520.6	520.6	520.6	640.6	641	640.6	760.6	801.2	801.2	921.2	961.8	961.8	1082	1082	1242	1283	1403	1433	1553	1553
LP + Naghtigal en 2010	960	Nb de Base	0	0	0	0	1	1	2	2	2	3	3	3	4	4	5	5	5	6	6	7	7	8	8
	192.4	Nb de Pointe	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	4	4.7	4.7	4.7
	1152.4	Puissance installée	0	40.6	40.6	40.6	160.6	160.6	280.6	281	280.6	400.6	400.6	400.6	520.6	561.2	681.2	681.2	721.8	841.8	882.4	1002	1032	1152	1152
LP + Naghtigal en 2010 + Menve ele en 2012 (120 MW)	840	Nb de Base	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2	2	3	3	4	4	4	5	5	6	6	7	7	
	192.4	Nb de Pointe	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	4	4	4.7	4.7	4.7	
	1032.4	Puissance installée	0	40.6	40.6	40.6	40.6	160.6	161	160.6	280.6	280.6	280.6	400.6	441.2	561.2	561.2	601.8	721.8	762.4	882.4	912.4	1032	1032	
LP + Naghtigal en 2010 + SLL en 2012 (90 MW)	840	Nb de Base	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2	2	3	3	4	4	4	5	5	6	6	7	7	
	192.4	Nb de Pointe	0	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	4	4	4.7	4.7	4.7	
	1032.4	Puissance installée	0	40.6	40.6	40.6	81.2	81.2	201.2	201	201.2	321.2	321.2	321.2	441.2	441.2	561.2	561.2	601.8	721.8	762.4	882.4	912.4	1032	1032
LP + Naghtigal en 2010 + MV (120 MW) en 2012 + Kikot en 2014/17/19	360	Nb de Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2	3	3	3	
	101.2	Nb de Pointe	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2.493	
	461	Puissance installée	0	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	160.6	160.6	280.6	280.6	321.2	441.2	441.2	461.2

9.4.4 Synthèse des résultats économiques des différents sous scénarios S1

Les principaux résultats économiques issus de ce scénario S1 sont présentés dans le tableau suivant.

Tableau 26 : Scénario « S1 » - Résultats et Bilan

Scénarios	MSI 2030 en MW	Puissance Hydraulique installée (MW)	Investissement évité en moyen thermique (MW)	Investissement hydraulique en MFCFA 2006	Gain d'actif en MCFFA	B/C global	B/C spécifique
Thermique pur	1 553	0	0	0	0		
LP + Naghtigal en 2010	1 152	252	401	216 529	140 156	65%	
LP + Naghtigal en 2010 + Menve ele en 2012 (120 MW)	1 032	372	521	291 225	160 897	55%	28%
LP + Naghtigal en 2010 + SLL en 2012 (90 MW)	1 032	342	521	255 603	135 598	53%	-12%
LP + Naghtigal en 2010 + Menve ele (120 MW) en 2012+ Kikot en 2014/17/19	461	910	1 092	501 438	196 652	39%	17%

Les résultats détaillés par année et par centrale (production, coûts de gestion, investissement...) sont présentés sur les tableaux récapitulatifs en annexe.

9.4.5 Analyse des résultats et premières recommandations sur la base du scénario S1

Les résultats de l'étude de comparaison économique amènent les réflexions suivantes (exprimées par ouvrages).

9.4.5.1 Le complexe « Lom Pangar – Nachtigal »

La mise en service de Lom Pangar (à 7 km³) et de Nachtigal (250 MW) dès 2010 est la configuration privilégiée pour accompagner le doublement de la demande d'Alucam en 2010.

Ce complexe permet une économie de puissance installée d'environ 375 MW, supérieure à la puissance hydraulique installée : les groupes hydrauliques installés sont de plus petites tailles et permettent un plus grand foisonnement de groupes installés et donc une réduction des perturbations liées à l'indisponibilité de chacune des turbines.

Les résultats économiques montrent que la mise en service de ce complexe apporte un gain substantiel d'actif (de l'ordre de **140 GFCFA**) par rapport à un scénario "de référence" purement thermique fonctionnant au gaz naturel pour un prix de 2,5 USD/Mbtu. Le B/C s'élève à 63 %.

Le consultant confirme dans cette étude du PDSE l'intérêt du complexe Lom Pangar – Nachtigal qui devra bien entendu faire l'objet d'études d'optimisation.

9.4.5.2 Le projet hydroélectrique de Memvé Elé

Le projet de Memvé Elé (120 MW) mis en service en 2012 permet d'éviter la mise en service d'une base thermique (cf programme d'investissement). Ce projet hydraulique fonctionnant au fil de l'eau de suréquipement est assimilable à un moyen de base et offre une alternative convenable à un moyen thermique de base.

Nota : Ce dernier devra faire l'objet d'un re-dimensionnement et d'une estimation du devis plus précise pour valider cette conclusion.

Conformément à l'analyse du scénario « S0 », sans présumer de l'intérêt du site de Memvé Elé, ce projet doit être reconsidéré dans son ensemble et surtout revoir le dimensionnement de la puissance installée à la baisse.

9.4.5.3 Le projet de suréquipement de Song Loulou en 2012

Le Consultant a testé l'intérêt économique du projet de suréquipement de Song Loulou (90 MW) avec une MSI en 2012 (alternative à Memvé Elé) pour confirmer la robustesse des conclusions issues du scénario « S0 ».

Les résultats montrent que ce suréquipement permet d'éviter la mise en service d'une base thermique (cf programme d'investissement) mais oblige le système à utiliser de manière non négligeable les moyens de production thermiques classiques (fonctionnant au HFO et gasoil). En effet, ce projet de suréquipement est assimilable à un moyen de pointe et ne peut se substituer à un moyen de base sans augmenter les coûts de gestion.

Le gain d'actif spécifique lié à la mise en service du suréquipement de Song Loulou reste négatif même dans le scénario 1.

Ce projet n'a plus été retenu dans la suite de cet exercice. Il deviendra très intéressant à moyen ou long terme pour un dimensionnement à 150 MW si l'option de réaliser un autre ouvrage de régulation après Lom Pangar est retenue.

9.4.5.4 Le projet hydroélectrique de Kikot aval (540 MW)

Le projet de Kikot aval (540 MW) mis en service en plusieurs étapes apparaît pour la première étape à 430 MW selon les résultats économiques comme une option très intéressante permettant d'éviter la mise en service de 3,5 à 4 unités de 120 MW « Cycle combiné ».

De l'avis du consultant, cet aménagement doit faire l'objet d'étude de faisabilité permettant de confirmer sa faisabilité technique, préciser son coût d'investissement pour valider ce résultat économique.

9.4.6 Plan d'expansion au moindre coût sur la base du scénario S1

Le scénario de moindre coût pour le scénario « S1 » est donc défini comme suit :

En 2010/11	Lom Pangar (7 km ³) et Nachtigal (250 MW) : 315 GFCFA
En 2012	Memvé Elé (120 MW) : 135 GFCFA
En 2017/21	Kikot aval (430 MW) en 3 phases : 450 GFCFA (214 MW en 2017 puis 108 MW en 2019 puis 108 MW en 2021)

Nota : Les dimensionnements annoncés précédemment pour Nachtigal et Lom Pangar sont provisoires. Ils font l'objet d'une étude d'optimisation entre 230 et 300 MW pour la chute de Nachtigal et entre 5 et 7 km³ pour Lom Pangar.

En résumé pour le **scénario S1** et sur la **période 2010-20**, les montants à financer pour la réalisation de ces projets hydroélectriques (**800 MW**) pour le RIS sur la période 2010-20 seront de l'ordre de **900 GFCFA₂₀₀₆** (hors réseau de transport) ; soit en moyenne environ **90 à 100 GFCFA par an**. On notera aussi que sur cette période comme pour le scénario « S0 » il n'a pas été prévu de nouveaux moyens de production thermique après la centrale de Kribi excepté le 5^{ème} groupe.

La réalisation de l'aménagement de Kikot en plusieurs étapes permettra de suspendre la mise en service d'autres projets hydroélectriques jusqu'en 2023.

De **2020 à 2030**, il est prévu d'investir **400 MW** environ dans des moyens de production thermiques ou hydroélectriques dont la répartition n'a pas été définie dans cette étude.

9.5 Plan de développement du scénario « S2 » ou scénario des "grandes ambitions"

9.5.1 Contexte

Le scénario dit des « Grandes Ambitions » correspond au scénario « Médian » pour le SP plus les développements de la filière « bauxite – alumine - aluminium » et d'exportation d'électricité à partir de 2015 (date de MSI au plus tôt de 'interconnexion des 3 réseaux isolés).

En ce qui concerne le RIS, ce scénario présente un tronc commun en terme de demande avec le scénario "Médian" ou « S1 ».

C'est un scénario ambitieux basé sur un développement forcé, s'appuyant sur l'exploitation d'une ressource naturelle du Cameroun, susceptible d'entraîner l'ensemble du pays sur la voie du développement économique.

Ce projet reste toutefois fragile puisque basé sur une industrie unique soumise aux conjonctures futures du marché international.

Ce scénario correspond également aux prévisions "raisonnables" du point de vue d'Alucam.

Cette augmentation de puissance implique également plusieurs investissements en cascade.

Comme dans le scénario précédent, Alucam est prêt à financer partiellement ou totalement l'aménagement de Nachtigal pour sécuriser sa demande si et seulement si l'état a engagé la construction du barrage de Lom Pangar.

La configuration de « Référence » en 2015 dans ce scénario est une mise en service de Lom Pangar et de Nachtigal dès 2010 puis Memvé Elé (120 MW), et l'interconnexion des 3 réseaux isolés en 2015, interconnexion associée à la mise en service de l'usine de pied de Lom Pangar (dimensionnée pour l'exercice à 96 MW).

Nota : Le consultant n'a pas justifié la mise en service ni le dimensionnement de l'usine de pied de Lom Pangar. Son existence devient naturelle si le réseau interconnecté est engagé (coût de l'usine réduit et nécessité pour soutenir le réseau). Ce raisonnement ne serait pas valable si ce projet devait payer sa ligne de raccordement jusqu'au RIS de 250 km.

9.5.2 Sous scénarios envisagés

Les sous scénarios envisagés dans ce scénario "Grandes Ambitions" ou « S2 » sont présentés ci-après du "plus thermique" au "plus hydraulique" :

- Le scénario de Référence thermique (Lom Pangar, Nachtigal, Memvé Elé, etc.),
- Le scénario de Référence thermique + Song Mbengué (880 MW),
- Le scénario de Référence + Song Mbengué (880 MW) + Kikot aval (540 MW) en 2015,
- Le scénario de Référence + Song Mbengué (880 MW) + Kikot aval (540 MW) en 2015, mais sans l'interconnexion en 2015,
 - Idem + scénario de développement HFO sur le RIE,

- Idem + scénario de développement HFO sur le RIN,
- Le scénario de Référence + Song Mbengué (880 MW) + Kikot aval (540 MW) en 2015 + Pont Rail (3,5 km³) en 2020.

9.5.3 Programme des mises en service des centrales thermiques à partir de 2010 pour les différents scénarii (hors Kribi 160 MW)

Le programme des mises en service des candidats thermiques sur la période de l'étude (2008-2030) pour chacun des scénarii envisagés de S2 est synthétisé dans le Tableau 27.

Tableau 27 : Scénario « S2 » - Programme des mises en service des candidats thermiques à partir de 2015

Scénarios	MSI en MW	Détail des MSI	Taille unit	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Reference																										
Lom Pangar et Naghtigal en 2010	304	N de Pointe	40.6	0	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	4	4	5	5	5	6	6	7	7	7.493
Menve Ele (120 MW) en 2012	3360	Nb de CC240	240	0	0	0	0	0	0	0	4	4	4	4	4	9	9	9	9	14	14	14	14	14	14	14
Surequipement de SLL de 120 MW en 2014	480	Nb de CC120	120	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4
Interconnexion et usine de pied Lom pangar (96MW) en 2015	4144	P installée		0	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	1241	1281	1281	1322	1322	2522	2642	2682	2682	2723	3923	4043	4084	4084	4124	4144
Scénario A																										
Reference	244	N de Pointe	40.6	0	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	4	4	5	5	5	5	5	5	5	6
+ SONG MBENGUE (880 MW) en 2015	2880	Nb de CC240	240	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2	7	7	7	7	7	12	12	12	12	12	12
	240	Nb de CC120	120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
	3364	P installée		0	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	521	561.2	561.2	601.8	601.8	1802	1922	1962	1962	2003	3203	3323	3323	3323	3323	3364
Scénario B1																										
Reference	244	N de Pointe	40.6	0	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	4	4	5	5	5	5	5	5	5	6
+ SONG MBENGUE (880 MW) en 2015	2400	Nb de CC240	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	5	5	5	10	10	10	10	10	10
+ Kikot aval (540 MW) en 2015	360	Nb de CC120	120	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3
	3004	P installée		0	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	161	201.2	201.2	241.8	241.8	1442	1562	1602	1602	1643	2843	2963	2963	2963	2963	3004
Scénario B2																										
Reference	244	N de Pointe	40.6	0	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	4	4	5	5	5	5	5	5	5	6
+ SONG MBENGUE (880 MW) en 2015	2400	Nb de CC240	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	5	5	5	10	10	10	10	10	10
+ Kikot aval (540 MW) en 2015	240	Nb de CC120	120	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
* SANS l'interconnexion	2884	P installée		0	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	161	201.2	201.2	241.8	241.8	1442	1442	1482	1482	1523	2723	2843	2843	2843	2843	2884
Investissements non évités																										
- RIE sans interconnexion	24	HFO	6								0	0	1	1	1	2	2	2	2	2	3	3	3	3	4	4
- RIN sans interconnexion	114	HFO	6								0	1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	14	15	17	19
	138			0	0	0	0	0	0	0	0	6	18	24	30	42	48	54	60	72	84	90	102	108	126	138
	3022			0	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	161	207.2	219.2	265.8	271.8	1484	1490	1536	1542	1595	2807	2933	2945	2951	2969	3022
Scénario C																										
Reference	244	N de Pointe	40.6	0	1	1	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	4	4	5	5	5	5	5	5	5	6
+ SONG MBENGUE (880 MW) en 2015	2400	Nb de CC240	240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	5	5	5	10	10	10	10	10	10
+ Kikot aval (540 MW) en 2015	240	Nb de CC120	120	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
+ Pont Rail (3500 hm3) en 2020	2884	P installée		0	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	40.6	161	201.2	201.2	241.8	241.8	1442	1442	1482	1482	1523	2723	2843	2843	2843	2843	2884

9.5.4 Synthèse des résultats économiques des différents sous scénarios « S2 »

Les principaux résultats économiques issus de ce scénario « S2 » sont présentés dans le Tableau 28 :

Tableau 28 : Scénario « S2 » -Résultats et Bilan

Scénarios	MSI en MW	Puissance Hydraulique installée (MW) à partir de 2015	Investissement évité en moyen thermique (MW)	Investissement hydraulique en MFCFA 2006	Gain d'actif en MCFFA	B/C	B/C spécifique
Reference	4 024	0			0		
Scénario A Reference + SONG MBENGUE (880 MW) en 2015	3 364	880	661	295 066	213 825	72%	
Scénario B1 Reference + SONG MBENGUE (880 MW) en 2015 + Kikot aval (540 MW) en 2015	3 004	1 420	1 021	474 671 179 605	292 858	62%	44%
Scénario B2 Reference + SONG MBENGUE (880 MW) en 2015 + Kikot aval (540 MW) en 2015 SANS l'interconnexion RIE et RIN sans interconnexion (MSI à partir de 2015) Total sans interconnexion	2 884 138 3 022	1 420 0 1 420	 1 003	 Coût de l'interconnexion à déterminer	 106 321		
Scénario C Reference + SONG MBENGUE (880 MW) en 2015 + Kikot aval (540 MW) en 2015 + Pont Rail (3500 hm3) en 2020	3 004	1 420	1 021	483 888	319 292	66%	287%
Reference Lom Pangar et Naghtigal en 2010 Memvé Elé (120 MW) en 2012 Interconnexion et usine de pied Lom pangar (96MW) en 2015							

Les résultats détaillés par année et par centrale (production, coûts de gestion, investissement...) sont présentés sur les tableaux récapitulatifs en annexe .

9.5.5 Analyse des résultats et premières recommandations sur la base du scénario S2

Les résultats de l'étude de comparaison économique amènent les réflexions suivantes (exprimées par ouvrage).

9.5.5.1 Le projet hydroélectrique de Song Mbengué (880 MW)

Le projet de Song Mbengué dimensionné à 880 MW permet d'éviter la mise en service de 660 MW de candidats thermiques (essentiellement en moyens de base). Le gain d'actif procuré par la mise en service de cet aménagement est de l'ordre de **214 GFCFA** (montant actualisé au 1/1/2006) pour un investissement actualisé à cette même date correspondant à **295 GFCFA** (montant actualisé au 1/1/2006).

L'Investissement actualisé en 2015 de Song Mbengué (880 MW) est estimé à **696 GFCFA₂₀₀₆**.

L'indicateur de rentabilité utilisé B/C atteint la valeur de 72 %!

Le consultant confirme l'intérêt de cet aménagement dans le scénario des "Grandes Ambitions" (avec une mise en service au plus tôt dès la mise en service de la première usine d'aluminium de 500 ktonnes, i.e. dès 2015).

9.5.5.2 Le projet hydroélectrique de Kikot aval (540 MW)

Le projet de Kikot aval de taille plus réduite (dimensionné à 540 MW) permet d'éviter la mise en service de 360 MW de candidats thermiques (essentiellement en moyens de base) dans une configuration "avec Song Mbengué".

La mise en service de cet aménagement permet également un gain d'actif conséquent (de l'ordre de **79 GFCFA** (montant actualisé au 1/1/2006) pour un investissement actualisé à cette même date correspondant à **180 GFCFA**.

L'investissement actualisé en 2015 de Kikot (540 MW) est estimé à **424 GFCFA₂₀₀₆**.

L'indicateur de rentabilité spécifique B/C atteint la valeur de 44 % !

En conformité avec les résultats du scénario « S1 », Le consultant confirme l'intérêt de cet aménagement dans le scénario des "Grandes Ambitions" (avec une mise en service au plus tôt dès la mise en service de la première usine d'aluminium de 500 ktonnes, i.e. dès 2015).

9.5.5.3 L'interconnexion structurante des trois réseaux

L'intérêt de l'interconnexion a été analysé par différence des coûts de gestions des plans de développement au moindre coût entre 2 configurations : avec ou sans interconnexion des 3 réseaux RIS, RIN et RIE.

Rappel : Les plans de développement des réseaux du RIN et RIE ont été réalisés sur la base de concurrents thermiques unitaires de 6 MW fonctionnant au HFO (au même coût d'achat que le HFO sur le RIS – hypothèse conservatrice).

L'analyse spécifique liée à l'interconnexion montre les points suivants :

- L'économie d'investissement en moyens thermiques reste marginale (de l'ordre de 18 MW) mais l'interconnexion permet d'éviter l'investissement de 138 MW de moyens thermiques fonctionnant au HFO (transfert sur des moyens thermiques fonctionnant au gaz).
- Le gain d'actif procuré par l'interconnexion est de l'ordre de **106 GFCFA** (hors coût de l'interconnexion). Cette valeur doit servir de premier indicateur pour estimer l'intérêt purement économique de cette interconnexion pour le système électrique du Cameroun (hors externalités induites)

9.5.5.4 Le barrage de régularisation de Pont Rail

Avec la dernière configuration étudiée, le Consultant a cherché à tester l'intérêt économique procuré par le barrage de régularisation de Pont Rail dimensionné à 3,5 km³. Sa mise en service a été programmée à une date raisonnable permettant la réalisation d'une étude de pré faisabilité (d'impact notamment) et coïncidant avec la réalisation de la seconde usine d'aluminium de 500 ktonnes.

Le projet de Pont Rail (dimensionné à priori à 3,5 km³) ne permet pas d'éviter la mise en service de candidats thermiques mais assure essentiellement des économies de combustible.

La mise en service de cet aménagement en 2020 procure un gain d'actif conséquent de l'ordre de **26 GFCFA** (montant actualisé au 1/1/2006) pour un investissement actualisé à cette même date correspondant à 9 GFCFA (correspondant à un investissement actualisé en 2020 et à la date de sa MSI estimé à **35 GFCFA₂₀₀₆**).

L'indicateur de rentabilité spécifique B/C atteint la valeur de 287 %!

Compte tenu des résultats positifs, le Consultant recommande vivement de lancer une étude de pré-faisabilité de cet aménagement pour confirmer ces premières tendances et sa date de mise en service optimale.

9.5.6 Plan d'expansion au moindre coût sur la base du scénario « S2 »

Le scénario de développement au moindre coût pour le scénario « S2 » est donc défini comme suit avec les mises en service suivantes:

En 2010/11	:	Lom Pangar (7 km³) et Nachtigal (250 MW) : 315 GFCFA
En 2012	:	Memvé Elé (120 MW) : 135 GFCFA
En 2015	:	Interconnexion et usine de pied de Lom Pangar (96 MW) : 30 GFCFA Song Mbengué (880 MW) : 700 GFCFA Kikot aval (540 MW) : 450 GFCFA
En 2020	:	Pont Rail (3,5 km³) : 35 GFCFA

Nota : Les dimensionnements annoncés précédemment pour Nachtigal et Lom Pangar sont provisoires. Ils font l'objet d'une étude d'optimisation entre 230 et 300 MW pour la chute de Nachtigal et entre 5 et 7 km³ pour Lom Pangar. Les projets concurrents de Memvé Elé (Ntem) seraient soit le projet de Song Ndong (réalisé en deux étapes) soit le projet de Njock (à 120 MW) sur le Nyong.

En résumé pour le **scénario S2** et sur la **période 2010-20**, les montants à financer pour la réalisation de ces projets hydroélectriques (**1 900 MW**) pour le RIS, les montants à financer pour la réalisation de ces projets hydroélectriques pour le RIS sur la période 2010-20 seront de l'ordre de **1 700 GFCFA₂₀₀₆** (hors réseau de transport) ; soit en moyenne environ **170 GFCFA par an**.

On notera, et contrairement au scénario « S1 », que sur cette période il a été prévu de nouveaux moyens de production thermique après la centrale de Kribi à hauteur de 240 MW.

En 2020, un ou plusieurs projets (hydroélectriques ou thermiques) pour une puissance installée totale de **1 200 MW** devront être mis en service. **De 2024 à 2030**, il est prévu d'investir à nouveau **800 MW** environ.

Remarque : Compte tenu des réserves connues et probables de gaz naturel à ce jour dans la région, la puissance installée maximale qu'il serait possible de développer raisonnablement (fonctionnant au gaz) est de 1000 à 1500 MW (dont 160 MW engagés à Kribi).

10. LIGNES DE TRANSPORT

10.1 Hypothèses

Pour tous les scénarios décrits, de manière synthétique, la projection de la demande hors industriels ne prévoit pas d'augmentation brutale sur les réseaux du nord (RIN) et de l'est (RIE), mis à part les futures interconnexions pour exporter vers les pays voisins. L'étude des lignes de transport se focalise donc sur la planification des infrastructures du réseau sud (RIS) qui sera le principal réseau à développer.

L'étude suivante s'attache à projeter les infrastructures de lignes. Les infrastructures (travées départ, jeux de barres) de postes devront être réalisées en fonction des lignes projetées.

La vétusté d'une part importante des équipements du réseau imposera de les reprendre d'ici 2030. Mais il est à noter que les lignes 90 kV et 225 kV, ossature actuelle du réseau de transport, ont été mises en service récemment et n'auront pas à être reprises.

Il est également supposé que le fonctionnement du système de télé-conduite du réseau de transport soit rétabli et étendu aux nouvelles infrastructures. Ce système de télé-conduite est indispensable à la continuité de la fourniture d'énergie.

10.2 Généralités

10.2.1 Niveaux de tension normalisés des réseaux de transport

Pour rappel, les tensions les plus élevées pour le matériel (normalisées par la CEI) pour les lignes haute tension des réseaux de transport sont les suivantes :

52 kV, 72,5 kV, 123 kV, 145 kV, 170 kV, 245 kV, 300 kV, 362 kV, 420 kV, 525 kV, 550 kV, 765 kV, 800 kV.

La tension nominale optimale, pour une tension la plus élevée du matériel donné, correspond à 90% de cette tension. Les 10% de marge correspondent aux variations de tension lors de l'exploitation (hors transitoires) à une sécurité pour le matériel et son vieillissement.

10.2.2 Contraintes sur le réseau de transport

La figure suivante indique, en fonction de la distance de transport et de la puissance nominale de la ligne, les niveaux de tension optimaux. Par exemple, pour 1 000 MW à transporter sur 10 km, le niveau de tension optimale est de 100 kV, mais pour 1 000 MW à transporter sur 100 km, le niveau de tension optimale est de 400 kV. La section des conducteurs est dans un second temps dimensionné en fonction de la puissance transitant et du niveau tension retenu.

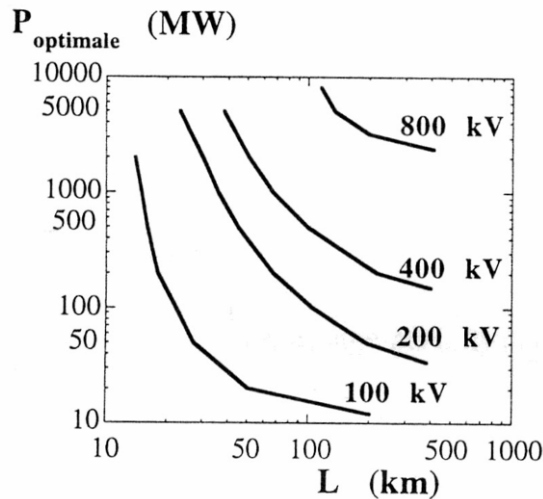


Figure 8 : Choix de tension optimale

Ce choix, issu d'une approche générale, ne tient pas compte des niveaux de tension du parc existant. Un niveau de tension supplémentaire dans un réseau peut être un facteur important de surcoût : l'introduction d'un nouveau niveau de tension requiert des équipements appropriés dédiés (incluant surtout pour les postes les jeux de barres et les transformateur HT/MT) et un nouvel ensemble de pièces de rechange adaptées à ce niveau de tension. L'ensemble des pièces de rechange ne serait pas nécessaire si ce niveau était déjà utilisé dans le réseau (mutualisation des pièces de rechange pour les lignes par niveau de tension).

Le Tableau 29 donne les longueurs maximales de transport d'une interconnexion selon la puissance transitée et le niveau de tension principales.

Tableau 29 : Longueurs maximales de transport

Tension	Puissance maximale	Distance maximale
63 kV	20 MW	50 km
225 kV	200 MW	200 km
400 kV	700 MW	400 km
750 kV	1200 MW	100 km
	2500 MW	200 km
	1000 MW	600 km

Une approche spécifique, tenant compte des niveaux de tension déjà utilisés dans les réseaux et d'une comparaison plus fine pour les cas limites entre deux niveaux normalisés optimaux peut être nécessaire pour choisir le niveau de tension d'une ligne donnée.

Nota : L'optimisation de l'utilisation des lignes demande un redressement du facteur de puissance à une valeur proche de 1 de manière à ne pas devoir transporter excessivement de la puissance réactive. Ce transport supplémentaire d'énergie réactive nécessite des conducteurs de section significativement plus grande et donc un surcoût important. L'augmentation du facteur de

puissance justifie généralement l'installation de batteries de condensateurs. L'installation de ces dernières n'est pas traitée en détail à ce niveau d'étude. Ne sont pas non plus traités en détail, les équipements compensateurs d'énergie réactive générée par chaque ligne (bobines d'inductance aux faibles charges et batteries de condensateurs aux fortes charges) nécessaires pour le maintien du plan de tension.

10.2.3 Niveaux de tension nominales des réseaux de transport des pays voisins du Cameroun

Le Tableau 30 résume les niveaux de tension nominale utilisés dans les pays voisins du Cameroun :

Tableau 30 : Niveaux de tension dans les pays voisins du Cameroun

Pays	Cameroun	Nigeria	Tchad	RCA	Congo	Gabon
330 kV		X				
225 kV	X				X	X
132 kV		X				
110/90 kV	X			X	X	

Nota : le futur réseau d'évacuation d'énergie de la centrale d'Inga vers l'Égypte n'est pas pris en compte dans ce tableau car sa tension sera vraisemblablement 500 kV continu, ou plus, c'est-à-dire bien au-delà des besoins du Cameroun.

10.3 Approche spécifique pour le réseau de transport camerounais

Les contraintes de dimensionnement et de planification du réseau de transport sont la production, la demande et les éventuelles exportations. La période critique à prendre en compte est le passage de la pointe de consommation de puissance. Le niveau de sécurité d'alimentation (n-1) est un facteur à prendre également en compte.

Pour plus de lisibilité, la planification dans le temps du réseau de transport est fait pour les trois scénarios :

- Le scénario « Bas » ou « Scénario 0 » correspondant aux hypothèses de croissance du « DSRP » pour la consommation plus un statu quo pour la HT et la production d'aluminium.
- Le scénario « Médian » ou « Scénario 1 » correspondant aux hypothèses de croissance du « DSRP » pour la consommation et au doublement de la production d'aluminium à Edéa.
- Le scénario dit des « Grandes Ambitions » ou « Scénario 2 » correspondant au scénario « Médian » pour le Service public (SP) plus les développements de la filière « bauxite – alumine - aluminium » et d'exportation d'électricité à partir de 2015 (date de MSI au plus tôt de l'interconnexion des 3 réseaux isolés).

10.3.1 Synthèse de la projection de la demande en période de pointe

Il est projeté que le réseau du sud (RIS), hors industriels, passe de 452 MW en pointe en 2006 à 631 MW en 2010, 842 MW en 2015, 1 084 MW en 2020 et 1370 MW en 2030.

Pour les scénarii S1 et S2, la consommation d'Alucam à Edéa passera de 187 MW à 454 MW en 2010.

Pour le scénario S2 uniquement, le site d'aluminium alumine bauxite de Kribi sera mis en service en 2015 avec une première tranche de consommation de 800 MW. Une deuxième tranche de 800/900 MW sera mise en route en 2020, et enfin une troisième tranche de 800/900 MW sera mise en route en 2025.

De manière synthétique la projection de la demande ne prévoit pas d'augmentation brutale sur les réseaux du nord (RIN) et de l'est (RIE). La suite de l'étude traitera donc principalement du réseau du sud (RIS) et des interconnexions du réseau camerounais avec les réseaux des pays voisins (exportations).

10.3.2 SYNTHÈSE DES TROIS SCÉNARIIS DE PRODUCTION

Le plan de développement de production décrit les projets prioritaires à réaliser pour chacun des scénarii.

Les projets prioritaires se résument comme suit :

- Pour le scénario « S0 » il est prévu qu'en 2010 Lom Pangar sera mis en service, en 2013/16 Nachtigal en 2 étapes (150 MW en 2013 puis 100 MW en 2016) puis en 2019 Memvé Elé à 120 MW.
- Pour le scénario « S1 », il est prévu qu'en 2010/11 Lom Pangar (7 km³) et Nachtigal (250 MW) soient mis en services, en 2012 Memvé Elé (120 MW), en 2017/21 Kikot aval (430 MW) en 3 phases (214 MW en 2017 puis 108 MW en 2019 puis 108 MW en 2021).
- Pour le scénario « S2 », il est prévu qu'en 2010/11 Lom Pangar (7 km³) et Nachtigal (250 MW) seront mis en service, en 2012 Memvé Elé (120 MW), en 2015 Interconnexion et usine de pied de Lom Pangar (96 MW), Song Mbengué (880 MW), Kikot aval (540 MW) et en 2020 Pont Rail (3,5 km³). D'autres projets entre 2020/2030 (à hauteur de 1800 MW en 2030) devront être mis en service pour fournir la demande et les exportations. Ces projets peuvent être Noun 1 & 2, Song N'Dong, Nyanzom, Bayomen, centrales thermiques.

PARTIE NORD OUEST DU RIS : Concernant l'alimentation des villes de Bafoussam, Bamenda, Nkongsamba, le projet de production de la Noun produisant de 50 MW à 90 MW permettrait à la ligne Békoko – Bamenda de ne plus être saturée et d'avoir ainsi une exploitation et un rendement optimal de cette partie du réseau. Ce projet est à priori plus intéressant techniquement que le doublement de la ligne existante 90 kV.

10.3.3 Niveau de tension – structure du réseau

10.3.3.1 Niveau de tension

Pour les réseaux projetés en 2010 – 2020, pour les trois scénarios, l'ordre de grandeur du transport moyen sur le réseau est de 500 MW transportés sur 300 km. Le niveau de tension 225 kV va rapidement être une limite à l'exploitation du réseau, sauf pour le scénario S0 et le scénario S1 sans volonté d'exportation et d'interconnexion aux pays voisins. La figure générale sur les niveaux de tension dans les réseaux de transport et la figure sur leurs limites indiquent que le 225 kV est limité au-delà de 200 km. Le surcoût dû aux pertes importantes va rapidement rendre ce niveau de tension inapproprié.

Une tension de 330 kV, comme présenté dans les tableaux indicatifs ci-dessous, permet :

- un transport d'énergie sur des distances suffisantes pour le réseau camerounais sur les 30 prochaines années, même avec le scénario S2 ;
- d'éventuelles interconnexions avec les pays voisins, même avec une ligne longue de 1 000 km en vu d'exporter à long terme prêt de 500 MW ;
- des transits de puissance très importants (2 GW) sur des distances de l'ordre de 250 km.

Longueur (km)	70	300	300	250	1000	1000
Puissance nominale transitée (MW)	100	300	300	2 000	300	300
Capacité thermique de transit (MVA)	580	580	400	2 000	580	2 000
Tension plus élevée (kV)	362	362	362	363	362	362
Tension d'utilisation (kV)	326	326	326	326	326	326
Section du conducteur (mm ²)	2x431	2x431	2x226	2x1140	2x431	2x1140
Type	simple terne	Simple terne	simple terne	double terne	Simple terne	Double terne
Pertes (%)	0.2	3.5	6	3.5	18	6.6

Un niveau de tension supérieur pourrait être envisagé, mais il se traduirait par un surcoût sur les interconnexions avec les pays voisins (notamment Nigeria) sous forme de transformateurs supplémentaires 400 / 330 kV.

Bien que le 330 kV semble être le niveau optimal pour le futur réseau, l'utilisation d'un niveau de tension supérieur à 330 kV pourra être envisagée dans les études ultérieures.

Il est à noter que les infrastructures en 330 kV peuvent être utilisées en 225 kV pendant une période transitoire.

10.3.3.2 Structure

Une des contraintes du réseau, pour le scénario S2 (ie extension de la filière aluminium) est d'avoir des alimentations en n-1 pour les lignes alimentant les sites de production d'aluminium / alumine / bauxite. Cette contrainte implique une structure du réseau en boucle. Il est à noter

également, que de manière générale une boucle dans le réseau permet d'augmenter la sécurité d'exploitation en (n-1), le réseau ne s'effondrant pas en cas de perte d'une des lignes principales.

Une solution à cette contrainte de structure est d'avoir une boucle 330 kV Kribi - Yaoundé – Edéa. Cette boucle permettra l'alimentation en n-1 de : Kribi, Yaoundé et Douala.

10.3.3.3 Exportations

Étant données les distances proches de 1000 km pour les interconnexions avec le Nigeria par le nord du Cameroun, un niveau de tension minimal de 330 kV est requis.

Il est proposé de réaliser les lignes d'interconnexion suivantes :

- Renforcement ligne 225 kV Yaoundé – Edéa avant 2010, ou éventuellement renforcement thermique à Yaoundé ;
- Nachtigal – Garoua – Yola en 330 kV ;
- Nachtigal – Bafoussam – Mambila en 330 kV ;
- Memvé Elé – Bata en 330 kV (ou éventuellement 225 kV ou autres).

10.3.3.4 Ligne Nachtigal - Yaoundé

La nécessité de relier à moyen terme le RIN au RIS et d'exporter en 330 kV vers les pays du Nord, implique que la ligne Nachtigal – Yaoundé soit réalisée en 330 kV et non en 225 kV comme il est actuellement prévu. Le niveau 225 kV s'inscrit dans une logique locale de transport Nachtigal vers Yaoundé mais ne correspond pas au besoin à moyen et long terme du réseau de transport camerounais pris dans son ensemble.

10.3.4 Planification des lignes

La structure en boucle du réseau de transport projeté ainsi que les puissances relativement importantes des projets à connecter au RIS font que les lignes de raccordement des projets font partie intégrante du réseau de transport.

En tenant compte de la synthèse de la projection de la demande en période de pointe, des 3 scénarii décrits et des niveaux de tension retenus, les lignes projetées sont les suivantes.

10.3.4.1 Echéance 2010

Kribi – Edéa, 225 kV, 2x1140 (100 km) simple terre pour scénario S0 ;

Kribi – Edéa, 330 kV, 2x1140 (100 km) simple terre pour scénario S1, double terre pour le scénario S2 ;

Nachtigal – Yaoundé, 330 kV, 2x431 double terre (75 km) pour les scénarii S1 et S2.

10.3.4.2 *Echéance 2020*

Nachtigal – Yaoundé, 330 kV, 2x431 double terre (75 km) pour le scénario S0 (éventuellement 225 kV) ;

Kribi – Memvé Elé, 330 kV, 2x431 double terre (250 km) pour tous les scénarii (éventuellement 225 kV pour scénario S0) ;

Edéa - Kikot - Yaoundé, 330 kV, 2x1140 double terre (175 km), pour les scénarii S1 et S2 ;

Ligne d'exportation vers le Nigeria : Yaoundé – Bafoussam – Mambila, 330 kV, 2x1140 double terre (570 km), pour les scénarii S1 et S2 ;

Nachtigal – Lom Pangar, 330 kV, 2x1140 double terre (265 km), pour le scénario S2 ;

Yaoundé – Kribi, 330 kV, 2x1140 double terre pour le scénario S2 (215 km).

10.3.4.3 *Echéance 2030*

Ligne d'exportation vers le sud : Bata - Memvé Elé, 330 kV, 2x431, simple terre (165 km), pour les scénarii S1 et S2 ;

Ligne d'exportation vers le Nigeria (et Tchad) : Lom Pangar - Yola, 330 kV, 2x1140 double terre (605 km), pour les scénarii S1 et S2

Éventuelles lignes supplémentaires 330 kV de connexion au réseau des nouveaux centres de production pour le scénario S2.

10.3.5 *Ossature du réseau national 2010 et 2020*

Les schémas en annexes présentent l'architecture du réseau RIS pour les trois scénarii, en 2010 et 2020. Le dernier schéma présente une architecture potentielle du réseau RIS pour 2030.

10.3.5.1 *Investissements correspondants*

Les tableaux suivants résumant pour chacun des scénarii les investissements nécessaires pour les lignes. Il est important de noter que les postes HT feront l'objet d'un investissement supplémentaire qui n'est pas négligeable.

Investissements Scénario S0							
Année	Lignes	Tension en kV	Nbre Ternes	Section mm ²	Longueur en km	Coût/km en MFCFA	Coût total en GFCFA
2010	Kribi-Edéa	225	1	2x1140	100	210	22
2020	Nachtigal-Yaoundé	330	2	2x431	75	200	15
	Kribi-Memvé Elé	330	2	2x431	250	200	50
						Total	87

Investissements Scénario S1 (sans exportations)							
Année	Lignes	Tension en kV	Nbre Ternes	Section mm ²	Longueur en km	Coût/km en MFCFA	Coût total en GFCFA
2010	Kribi-Edéa	330	1	2x1140	100	226	22,6
	Nachtigal-Yaoundé	330	2	2x431	75	200	15
2020	Kribi-Memvé Elé	330	2	2x431	250	200	50
	Edéa-Kikot-Yaoundé	330	2	2x1140	175	410	71,7
	Yaoundé -Bafoussam	330	2	2x1140	220	410	90
						Total	249,5

Complément investissements Scénario S1 (exportations uniquement)							
Année	Lignes	Tension en kV	Nbre Ternes	Section mm ²	Longueur en km	Coût/km en MFCFA	Coût total en GFCFA
2020	Bafoussam -Mambila	330	2	2x1140	350	410	143,5
2030	Bata-Memvé Elé	330	1	2x431	165	130	21,5
	Lom Pangar-Yola	330	2	2x1140	605	410	248
						Total	413

Investissements Scénario S2							
Année	Lignes	Tension en kV	Nbre Ternes	Section mm ²	Longueur en km	Coût/km en MFCFA	Coût total en GFCFA
2010	Kribi-Edéa	330	2	2x1140	100	410	41
	Nachtigal-Yaoundé	330	2	2x431	75	200	15
2020	Kribi-Memvé Elé	330	2	2x431	250	200	50
	Edéa-Kikot-Yaoundé	330	2	2x1140	175	410	71,7
	Yaoundé -Mambila	330	2	2x1140	570	410	233,7
	Nachtigal-Lom Pangar	330	2	2x1140	265	410	108,6
	Yaoundé - Kribi	330	2	2x1140	215	410	88
2030	Bata-Memvé Elé	330	1	2x431	165	130	21,5
	Lom Pangar-Yola	330	2	2x1140	605	410	248
						Total	877,7

11. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

11.1 Contexte

Conformément aux termes de référence, l'objet de la présente étude a consisté à déterminer les plans de développement de production du Cameroun selon les 3 scénarios de demande projetés sur la période 2010-2030.

En 2010, les projets de la centrale de Kribi et de la retenue de Lom Pangar devaient être considérés comme des opérations engagées ou déjà mises en service ce qui a été re-confirmé lors de la réunion de clôture, avec le MINEE, et de présentation des différentes hypothèses de ce PDSE 2010-2030 (décembre 2005).

Par la suite, la Banque Mondiale a souhaité dans son aide mémoire du 12 janvier 2006 que les projets de Kribi susceptible d'être mis en service en 2008 (et donc avant 2010), Lom Pangar et Memvé Elé fassent l'objet d'une justification spécifique.

11.2 Justification de la centrale de Kribi (période 2008 - 2009)

La période 2008/2009 présente la même demande pour l'ensemble des 3 scénarios envisagés (S0, S1 et S2).

L'année 2008 représente donc pour le réseau Sud une date charnière avec la mise en service de la centrale thermique de Kribi, susceptible de par sa taille et de par ses caractéristiques de conditionner ultérieurement tous les programmes d'investissement futurs.

L'objet de cette phase préliminaire – ou plan de recollement - a été de définir premièrement le parc de production existant à la date de 2010, et deuxièmement de justifier et dimensionner l'aménagement de Kribi selon la qualité de service requise (en précisant son facteur de charge en 2008 et 2009).

En dehors de toute considération d'ordre économique, les résultats des simulations montrent que pour respecter le critère de qualité de service requis (défaillance), la mise en service de 4 turbines à gaz de 40,6 MW sur site tels que présentés par AES SONEL est nécessaire dès 2008.

Ce résultat est fortement lié aussi à la décision d'Alucam de vouloir 200 MW en continu dès 2008 sans modulation ou délestage possible durant la période sèche.

Au vu des résultats, le Consultant confirme l'intérêt économique de la centrale de Kribi dans la configuration envisagée par AES SONEL et la nécessité de sa mise en service au plus tôt (i.e. dès 2008).

Les résultats montrent également que la mise en service d'un 5^{ème} groupe sur le site de Kribi sera également nécessaire dès 2009 pour satisfaire à l'accroissement de la demande du SP. Ce dernier résultat est bien entendu soumis à une étude spécifique visant à définir les limites de transit et d'évacuation de l'énergie sur le réseau existant saturé nécessitant un renforcement.

11.3 Principaux résultats des plans de développement production

Les résultats issus de la détermination des plans de développement ont permis de mettre en relief les principaux points suivants avec les premières conclusions regroupées par ouvrage.

11.3.1 Le projet hydroélectrique de Memvé Elé (201 MW)

Le projet de Memvé Elé considéré de manière indépendante dans le scénario S0 (sans autre nouvel ouvrage hydroélectrique) présente dans le système électrique, une économie d'investissement en moyen thermique de 120 MW environ (correspondant à un candidat de base), et ce quelle que soit sa puissance installée (comprise entre 120 et 200 MW). Ce projet avec son fonctionnement au fil de l'eau "se comporte" comme un moyen de base (ou semi-base).

Les projets dimensionnés à 150 MW et 200 MW présentent un ratio « B/C » négatif : toute chose égale par ailleurs (conception et coût), ces derniers n'ont donc pas d'intérêt en terme économique pour le système électrique (par rapport à une alternative gaz) et pour la collectivité dans cette configuration de dimensionnement au fil de l'eau.

Par contre le projet dimensionné à 120 MW apparaît comme une alternative possible à une option gaz (sous réserve de la validité de son coût d'investissement). Dans la présente étude le Consultant a considéré un coût d'investissement de 112 GFCFA sur les bases de la dernière estimation (Coyne et Bellier) du projet à 201 MW qui, par comparaison avec le montant des autres projets similaires et étudiés dans le PDSE 2030 (voir Volume 3), semble sous évalué.

Le projet de Memvé Elé mis en service en 2013 après Lom Pangar (scénario S0) présente une meilleure rentabilité dimensionné à 120 MW, mais moins compétitif que le projet de Nachtigal pour une même date de mise en service industrielle (MSI).

Enfin, dans le scénario S1, le projet de Memvé Elé (120 MW) mis en service en 2012 permet d'éviter la MSI d'une base thermique (cf programme d'investissement). Ce projet hydraulique fonctionnant au fil de l'eau est assimilable à un moyen de base et offre une alternative convenable à un moyen thermique de base.

Sans présumer de l'intérêt du site de Memvé Elé, ce projet doit être reconsidéré dans son ensemble en prenant en compte son intégration dans le système électrique (conception en base ou en pointe en utilisant le potentiel de modulation offert par le réservoir de tête, re-dimensionnement de la puissance installée, raccordement au réseau Sud, etc.).

11.3.2 Le projet de la retenue de Lom Pangar (seul)

Le barrage de Lom Pangar dimensionné à 7 km³ considéré de manière indépendante (c'est à dire sans aucun nouvel aménagement sur la Sanaga) représente une économie d'investissement en moyen de pointe de l'ordre de 120 MW (unité thermique de base), grâce à une régularisation des apports de la Sanaga en saison sèche (effet sur les deux usines hydroélectriques existantes situées à l'aval).

Au vu des résultats et de leur analyse, le Consultant confirme bien l'intérêt de l'aménagement de Lom Pangar et recommande sa réalisation au plus tôt quelque soit le scénario envisagé.

Nota : L'exercice a été mené pour une configuration de ce projet à 7km³ utile conforme à la valeur annoncée dans l'étude de faisabilité. L'optimisation à venir du volume utile ne remettra pas en

cause l'intérêt intrinsèque de ce projet, mais au contraire ne peut qu'améliorer le positionnement de Lom Pangar.

11.3.3 L'aménagement hydroélectrique de Nachtigal (250 MW)

La MSI de Nachtigal (250 MW) dès 2013 (en deux étapes) dans le scénario S0 présente un gain d'Actif assez significatif avec un ratio B/C relatif de 45 %.

Au vu des résultats et de leur analyse, le Consultant confirme l'intérêt économique de l'aménagement de Nachtigal en deux étapes dans le scénario « S0 » par rapport à une solution thermique au gaz (et après la MSI de Lom Pangar).

Dans la scénario S1, la MSI de Lom Pangar (7 km³) et de Nachtigal (250 MW) dès 2010 est la configuration privilégiée pour accompagner le doublement de la demande d'Alucam en 2010.

Ce complexe permet une économie de puissance installée d'environ 375 MW, supérieure à la puissance hydraulique installée : les groupes hydrauliques installés sont de plus petites tailles et permettent un plus grand foisonnement de groupes du parc et donc une réduction des perturbations liées à l'indisponibilité de chacune des groupes.

Le consultant confirme dans cette étude du PDSE l'intérêt du complexe Lom Pangar – Nachtigal pour le scénario S1.

Ce complexe doit toutefois faire l'objet d'études spécifiques d'actualisation et d'optimisation de dimensionnement (puissance installée et volume utile). La rentabilité intrinsèque devrait donc s'améliorer.

11.3.4 Le projet de suréquipement de Song Loulou (90 MW)

Le projet de suréquipement de Song Loulou ne procure pas de gain d'actif, que ce soit dans le scénario S0 ou S1, avec ou sans la présence de Lom Pangar.

Les résultats montrent que ce suréquipement permet d'éviter la mise en service d'une base thermique (cf programme d'investissement) mais oblige le système à faire appel de manière non négligeable à des moyens de production thermiques classiques (fonctionnant au HFO et gasoil).

En effet, malgré un bon rapport coût/puissance installée, caractéristique des suréquipements (pas de coût de barrage), ce projet entraîne une augmentation de production limitée à 300 GWh.

Son comportement de pointe ne permet pas de remplacer les moyens de base nécessaires en 2012 ou 2013 (dans les scénarios S0 et S1).

Le Consultant n'a pas retenu cet aménagement dans la suite de cet exercice.

Nota : Cet aménagement pour un dimensionnement de l'ordre de 150 MW pourrait peu-être s'avérer intéressant avec une capacité de régularisation supplémentaire (Pont Rail par exemple).

11.3.5 Le projet hydroélectrique de Kikot aval (540 MW)

Le projet de Kikot aval (540 MW) mis en service en plusieurs étapes dans le scénario S1 apparaît comme une option très intéressante permettant d'éviter la mise en service de 3,5 à 4 unités de 120 MW en « Cycle Combiné ».

En conformité avec les résultats du scénario « S1 », le Consultant confirme également l'intérêt de cet aménagement dans le scénario S2 des "Grandes Ambitions" (dès la mise en service de la première usine d'aluminium de 500 ktonnes, i.e. dès 2015) associé à Song Mbengué.

Cet aménagement doit faire l'objet d'une étude de faisabilité permettant de confirmer sa faisabilité technique (y compris une étude d'impact compte tenu notamment de l'importance des activités humaines dans cette zone) et préciser son coût d'investissement pour valider le résultat économique obtenu.

11.3.6 Le projet hydroélectrique de Song Mbengué (880 MW)

Le projet de Song Mbengué dimensionné à 880 MW permet d'éviter la MSI de 660 MW de candidats thermiques (essentiellement en moyens de base) dans le scénario S2.

Le gain d'actif procuré par la MSI de cet aménagement est de l'ordre de **214 GFCFA** (par rapport à une alternative gaz).

Le consultant confirme l'intérêt de cet aménagement dans le scénario des "Grandes Ambitions" (i.e. dès 2015).

11.3.7 La liaison Nord-Sud – Une interconnexion structurante pour le Cameroun

L'intérêt de cette interconnexion Nord-Sud a été analysé par différence des coûts de gestions des plans de développement au moindre coût entre deux configurations : avec ou sans interconnexion des 3 réseaux Sud, Nord et Est.

Rappel : Les plans de développement des réseaux du Nord et de l'Est ont été réalisés sur la base de concurrents thermiques unitaires de 6 MW fonctionnant au fioul lourd.

L'analyse spécifique liée à l'interconnexion montre les points suivants :

- L'économie d'investissement en moyens thermiques reste marginale (de l'ordre de 18 MW).
- Le gain d'actif procuré par l'interconnexion est de l'ordre de **106 GFCFA** (hors coût de l'interconnexion), dû principalement à une utilisation plus économique du gaz naturel et des aménagements hydrauliques de grande taille que le fioul lourd.

Cette valeur doit servir de premier indicateur (ordre de grandeur) pour estimer l'intérêt purement économique de cette interconnexion pour le système électrique du Cameroun (hors externalités induites) : ce montant est à comparer au coût de l'interconnexion.

Plusieurs études devront être engagées par le gouvernement notamment cette liaison Nord-Sud (interconnectée ou non au Nigeria et au Tchad), associées à une étude spécifique de la demande régionale et de l'offre dans la région intermédiaire (projets de Bini à Warak, Faro, etc.).

11.3.8 L'usine de pied de Lom Pangar

La configuration de référence dans le scénario S2 considère la mise en service de l'usine de pied de Lom Pangar (dimensionnée pour l'exercice à 96 MW).

Le consultant n'a pas justifié la mise en service ni le dimensionnement de l'usine de pied de Lom Pangar. Son existence devient naturelle si le réseau interconnecté est engagé (coût de l'usine réduit et nécessité pour soutenir le réseau). Ce schéma serait à reconsidérer (notamment en taille) si ce projet devait payer sa ligne de raccordement jusqu'au RIS.

En effet, le dimensionnement de l'usine de pied de Lom Pangar doit être pensé dans un développement de long terme pour ne pas perturber la gestion de la Sanaga.

La réalisation d'une centrale de 25 (ou 50 MW) dédiée uniquement à la seule région de l'Est pourrait être contraignante pour les ouvrages existants et futurs de la Sanaga.

Une étude devra être menée justifiant son développement à moyen et long terme dans les deux hypothèses fondamentales soit d'une interconnexion avec la liaison Nord-Sud soit d'une alimentation isolée du réseau Est.

11.3.9 Le projet de barrage de régularisation de Pont Rail

L'un des objectifs à long terme du planificateur sera de réguler la Sanaga à un certain débit permettant de dimensionner tous les aménagements d'une façon cohérente entre eux.

Le projet de Pont Rail pourrait participer pleinement après la réalisation de Lom Pangar à cet objectif en permettant une augmentation du débit régulé de l'ordre de 140 à 150 m³/s.

Le Consultant a cherché à tester l'intérêt économique procuré par le barrage de régularisation de Pont Rail dimensionné a priori à 3,5 km³ (pour un volume d'apport minimal de 3,9 km³). Sa mise en service a été programmée à une date raisonnable permettant la réalisation d'une étude de pré faisabilité (d'impact notamment) et coïncidant avec la réalisation de la seconde usine d'aluminium de 500 ktonnes.

Le projet de Pont Rail (3,5 km³) ne permet pas d'éviter la mise en service de candidats thermiques mais assure essentiellement des économies de combustible.

Compte tenu des résultats très positifs, le Consultant recommande vivement de lancer une étude de pré-faisabilité de cet aménagement pour confirmer ces premières tendances et sa date de mise en service optimale.

11.3.10 Les autres projets hydroélectriques

D'autres projets concurrents hydroélectriques comme par exemple l'ouvrage de régulation de Bankim sur le Mbam et les aménagements de Song Ndong ou de Ndjock sur le Nyong n'ont pas été retenus comme candidat potentiel dans les plans de développement.

Au vu des estimations de coût (à considérer avec réserve comme tenu du peu de données technico-économiques), ces aménagements ne sont pas apparus comme les mieux-disant dans le volume 3 (par comparaison avec des ouvrages équivalents).

Toutefois, ces projets devraient faire l'objet d'étude de pré-faisabilité pour préciser leurs caractéristiques (et notamment leur coût de réalisation), et ainsi offrir des alternatives si l'un des projets retenus comme candidat hydraulique présentait dans une phase ultérieure un inconvénient rédhibitoire.

11.3.11 Les futures centrales thermiques fonctionnant au gaz naturel (l'après Kribi)

Il est important de souligner, compte tenu des réserves de gaz naturel prouvées à ce jour (et probables) dans la région, qu'il n'est pas raisonnable à ce stade des réflexions et études en cours d'envisager une production thermique fonctionnant au gaz supérieure à 1000 MW environ (incluant les 160 MW pratiquement engagés sur le site de Kribi).

Les justifications économiques des différents projets hydroélectriques étudiés ont été toutefois faites par rapport au développement possible d'un parc thermique fonctionnant au gaz naturel sans contrainte d'approvisionnement et associé à un prix d'achat stable et compétitif.

L'utilisation de moyens de production de taille unitaire de plus en plus importante avec des rendements croissants (jusqu'à 58%) permet de réduire progressivement les consommations spécifiques de gaz (et la production de GES) et d'amener les coûts de production à des niveaux très intéressants de plus en plus proche de ceux de la production hydroélectrique.

La réalisation d'un Hub gaz au Cameroun en pérennisant cette industrie doit permettre de justifier la place non marginale que pourrait être le thermique dans le futur parc de production électrique au Cameroun.

Un schéma directeur gaz pour la production d'électricité au Cameroun identifiant les réserves utilisables et les sites potentiels pour la production d'électricité devient indispensable.

Nota : L'introduction de la filière gaz au Cameroun pourrait avoir pour conséquence une baisse progressive dans le temps des coûts de production thermique et une diminution de la compétitivité de certains projets hydroélectriques à long terme ; ce que l'on constate pour le scénario S2.

La réalisation d'aménagements hydroélectriques entre 2010 et 2020 repousse l'utilisation du gaz pour la production d'électricité et donc sa compétitivité pour les scénarii S0 et S1.

11.4 Le développement du réseau de transport structurant du Cameroun à long terme

Pour les réseaux de transport camerounais projetés en 2010 – 2020, le niveau de tension 225 kV pour être conservé pour les scénarii S0 et S1 sans volonté d'exportation ni d'interconnexion aux pays voisins.

Pour le scénario S2, le niveau de tension 330 kV (ou plus) est bien adapté car il permet :

- un transport d'énergie sur des distances suffisantes pour le réseau camerounais sur les 30 prochaines années ;
- d'éventuelles interconnexions avec les pays voisins, même avec une ligne longue de 1 000 km en vu d'exporter à long terme prêt de 500 MW ;
- des transits de puissance très importants (2 GW) sur des distances de l'ordre de 250 km.

Un niveau de tension supérieur pourrait être envisagé, mais il se traduirait par un surcoût sur les interconnexions avec les pays voisins. Il est à noter que les infrastructures en 330 kV peuvent être utilisées en 225 kV pendant une période transitoire.

Une des contraintes fortes du réseau, pour le scénario S2 est d'avoir des alimentations en n-1 pour les lignes alimentant les sites de production d'aluminium / alumine / bauxite. Cette contrainte implique une structure du réseau en boucle. Une boucle dans le réseau permet également d'augmenter la sécurité d'exploitation.

Le tableau suivant résume les montants des investissements nécessaires à la construction des lignes seules (sans les postes) en 330 kV pour les trois scénarios de 2010 à 2030.

Montant des investissements	En GFCFA
Scénario « S0 »	87
Scénario « S1 » sans exportation	250
Complément Scénario « S1 » : exportations uniquement	413
Scénario « S2 »	878

11.5 Les études à engager rapidement pour tenir le rendez-vous de 2015

Pour atteindre les objectifs de 2015 de développement des moyens de production et du réseau du scénario des grandes ambitions, le Gouvernement du Cameroun doit engager et poursuivre avec les différents acteurs un certain nombre d'actions et de réflexions pour valider les points abordés (étude spécifique d'aménagement ou schémas directeurs) :

- Optimisation du complexe Lom Pangar – Nachtigal
- Re-dimensionnement du projet de Memvé Elé
- Études de faisabilité de Kikot, Song Mbengué et de Pont Rail
- Études de pré-faisabilité des alternatives possibles aux candidats retenus (Bankim Song Ndong, Ndjock et autres concurrents dans les régions excentrées ...)
- Place du gaz pour la production d'électricité,
- Schémas directeurs des régions du Nord et de l'Est (HT et MT).

11.6 Le schéma directeur du réseau de transport structurant à définir

11.6.1 Niveau de tension

Le choix des niveaux de tension des lignes devra être vérifié dans une étape ultérieure des études, en fonction des projets de production retenus.

Le choix d'un niveau de tension, entre deux valeurs candidates, pour une puissance nominale et une distance donnée, relève d'une comparaison économique qui se fait en 3 étapes :

- Détermination du surcoût des investissements
- Détermination du surcoût des pertes
- Comparaison économique des deux niveaux de tension

Le surcoût (+/-) est en effet calculé en actualisant pour une année de référence le surcoût des pertes supplémentaires et des économies faites sur les investissements, sur la durée de vie de la ligne.

L'étape de détermination du surcoût des pertes est la plus délicate car elle nécessite la connaissance de la courbe de charge, corrélé au prix du kWh, sur les années à venir de la ligne étudiée.

11.6.2 Infrastructures des postes de transport

Une fois les lignes et leurs tensions planifiées, il conviendra de planifier les postes du réseau de transport (tels que jeux de barres, transformateurs, etc.) ainsi que les investissements correspondants.

11.6.3 Compensation réactive

L'optimisation de l'utilisation des lignes demande un redressement du facteur de puissance à une valeur proche de 1 de manière à ne pas devoir transporter excessivement de la puissance réactive. Cette compensation de l'énergie réactive nécessitera une étude pour dimensionner les équipements éventuellement nécessaires tels que les bobines d'inductance et les batteries de condensateurs. Cette étape des études pourra se faire conjointement avec l'étape suivante de modélisation du réseau et de vérification du plan de tension.

11.6.4 Modélisation du réseau / Plan de tension

Le réseau de transport projeté, ses interconnexions avec les pays voisins ainsi que ses équipements de poste et de compensation d'énergie réactive, nécessiteront une modélisation pour vérifier que l'écoulement des charges ne présente pas de problème, et pour vérifier que le plan de tension est acceptable, pour les différentes conditions de fonctionnement (pointe de consommation, heures creuses, etc.).

Cette étape clôtura l'étude du projet de réseau de transport et permettra une validation du dimensionnement de ses différents équipements.

11.6.5 Etudes de faisabilité des liaisons prioritaires

Après ce schéma directeur, les études ultérieures consisteront en l'étude de faisabilité des liaisons (lignes + postes) prioritaires, incluant les reconnaissances sur site des tracés et des terrains des postes.

Annexes

ANNEXE 1 : DESCRIPTION DU LOGICIEL LOGOS

ANNEXE 2 : TABLEAUX DE SYNTHÈSE DU SCENARIO S0

ANNEXE 3 : TABLEAUX DE SYNTHÈSE DU SCENARIO S1

ANNEXE 4 : TABLEAUX DE SYNTHÈSE DU SCENARIO S2

ANNEXE 5 : RESEAUX

Plan S0-2010 : Plan du réseau de transport sud Horizon 2010 – Scénario S0

Plan S1-2010 : Plan du réseau de transport sud Horizon 2010 – Scénario S1

Plan S2-2010 : Plan du réseau de transport sud Horizon 2010 – Scénario S2

Plan S0-2020 : Plan du réseau de transport sud Horizon 2020 – Scénario S0

Plan S1-2020 : Plan du réseau de transport sud Horizon 2020 – Scénario S1

Plan S2-2020 : Plan du réseau de transport sud Horizon 2020 – Scénario S2

Plan S2-2030 : Plan du réseau de transport sud Horizon 2030 – Scénario S2 (proposition)

ANNEXE 6 : SIGLES ET ABBREVIATIONS

ANNEXE 7 : BIBLIOGRAPHIE