

REPÚBLICA DA GUINÉ-BISSAU

MINISTÉRIO DA ECONOMIA,
DO PLANO E INTEGRAÇÃO REGIONAL

UNIDADE DE IMPLEMENTAÇÃO DOS PROJECTOS MULTI-
SECTORIAL DE REABILITAÇÃO DE INFRA-ESTRUTURAS E
DE URGÊNCIA PARA OS SECTORES
DE ELECTRICIDADE E ÁGUA
(PMRI/PURSEA)

ETUDE DU PLAN
DIRECTEUR ENERGIE ET
D'UN PLAN DE
DEVELOPPEMENT
DES INFRASTRUCTURES
POUR LA PRODUCTION ET
DISTRIBUTION
D'ELECTRICITE

Rapport provisoire
de synthèse
Document stratégique

Août 2013

CABIRA/BCP
Tél.: (+225) 20 31 26 90 / 91
Fax: (+225) 20 31 26 94 – E-mail: cabira@aviso.ci
11 BP 1571 Abidjan 11
Avenue Houdaille – Immeuble Equip/Houdaille - 1er Etage



BCP



Sommaire

1. PREAMBULE.....	5
1.1 Besoins énergétiques et disposition à payer.....	5
1.2 Besoins finaux par vecteur à l'année de référence.....	6
1.3 Potentiel énergétique.....	6
2. PLAN DE DEVELOPPEMENT POUR LES ENERGIES DOMESTIQUE ET ALTERNATIVE.....	11
3. PLAN DE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX ELECTRIQUES	13
3.1 Plan de développement de la production.....	13
3.1.1 Projet Energie OMVG.....	13
3.1.2 Aménagements hydroélectriques de Cusselinta et Saltinho.....	14
3.1.3 Ouvrages thermiques – Les turbines à gaz.....	15
3.1.4 Cycles combinés gaz (CCG).....	15
3.1.5 Energie solaire.....	15
3.1.6 Energie éolienne.....	16
3.2 Plan de développement du transport et de la distribution d'énergie des régions continentales.....	16
3.2.1 Boucle de transport d'énergie dans le Secteur Autonome de Bissau.....	16
3.2.2 Transport d'énergie à l'intérieur du pays.....	19
3.2.3 Renforcement et densification des réseaux existants de distribution d'énergie électrique.....	19
3.2.4 Programme d'électrification rurale (PER).....	20
3.2.5 Programme pilote monophasé d'électrification rurale (PER).....	22
3.3 Plan de développement des réseaux de distribution d'énergie des îles Bijagos.....	23
3.3.1 Réseaux de distribution retenus.....	23
3.3.2 Type de production retenue.....	23
3.4 Coûts des ouvrages retenus et plan optimal d'investissement.....	23
3.5 Impact du plan optimal sur les importations de pétrole lampant.....	26
3.5.1 Substitution éclairage des ménages.....	26
3.5.2 Economies d'importation de pétrole lampant.....	26
4. PROJECTION FINANCIERE DES OUVRAGES RETENUS.....	28
4.1 Mode de financement des investissements.....	28
4.1.1 Financement public.....	28
4.1.2 Financement public-privé.....	28
4.2 Analyse financière pour les projets du continent.....	29
4.2.1 Financement public.....	29
4.2.2 Impact de la variante TAG sur les importations de Gazole & Diésel.....	32
4.2.3 Financement public-privé.....	32
4.3 Analyse financière des projets des localités des îles Bijagos.....	33
4.3.1 Schéma de financement public.....	33
4.3.2 Schéma de financement public-privé.....	39

Liste des figures

- Fig. 3.1 Schéma unifilaire cible de la boucle 63 kV de Bissau (en 2025) – Option 63 kV.
- Fig. 3.2 Ossature cible du réseau de transport 225/63 kV de Guinée Bissau (en 2025) – Option 63 kV.
- Fig. 4.1 Evolution du prix de l'énergie en fonction l'accroissement de la demande d'énergie - Variante 'TAG'.
- Fig. 4.2 Evolution du prix de l'énergie en fonction de la durée d'utilisation de la centrale au fuel de Bolama.
- Fig. 4.3 Evolution du prix de l'énergie en fonction de la durée d'utilisation de la centrale au fuel de Bubaque.

PROVISOR

Liste des tableaux

Tab. 1.1	Production d'énergie d'origine thermique en 2012.
Tab. 1.2	Consommations finales prévisionnelles d'énergie (en ktep) de la Guinée Bissau. APP : autres produits pétroliers
Tab. 3.1	Caractéristiques des 2 AH du Projet Energie OMVG et part de la Guinée Bissau de leur production.
Tab. 3.2	Caractéristiques des deux (2) barrages hydroélectriques de la Guinée Bissau.
Tab. 3.3	Coût des extensions et densification dans les localités concernées en 2020.
Tab. 3.4	Statistiques de l'électrification rurale en Guinée Bissau après le programme pilote d'électrification par réseaux électriques monophasés en 2023.
Tab. 3.5	Données techniques et budget estimatif du PER 2018.
Tab. 3.6	Données techniques et budget estimatif du PER 2020.
Tab. 3.7	Données techniques et budget estimatif du PER 2022.
Tab. 3.8	Données techniques et budget estimatif du PER 2023.
Tab. 3.9	Programme optimal d'investissement pour la Variante 'TAG' – Montants en XOF.
Tab. 3.10	Programme d'investissement pour l'électrification des deux (2) localités des îles Bijagos – Montants en XOF.
Tab. 3.11	Taux de substitution éclairage des ménages par région en Guinée Bissau
Tab. 4.1	Sensibilité aux indicateurs de rentabilité financière– Variante 'TAG' SO.
Tab. 4.2	Sensibilité à la demande dans le scénario de base (SO) Variante 'TAG'
Tab. 4.3	Flux de trésorerie disponible vs Service de la dette Variante 'TAG'.
Tab. 4.4	Economies des importations de diesel & gasoil réalisées par le choix de la variante 'TAG'
Tab. 4.5	Récapitulatif des prix de l'énergie dans le cadre du partenariat public-privé.
Tab. 4.6	Sensibilité à la durée d'utilisation de la centrale au fuel de Bolama – Part publique.
Tab. 4.7	Sensibilité aux indicateurs de rentabilité financière à Bolama à partir de groupes diesel.
Tab. 4.8	Flux de trésorerie vs Service de la dette – Variante 'Diesel' de Bolama (Financement public).
Tab. 4.9	Sensibilité à la durée d'utilisation de la centrale au fuel de Bubaque – Part publique.
Tab. 4.10	Sensibilité aux indicateurs de rentabilité financière pour Bubaque à partir de groupes diesel.
Tab. 4.11	Flux de trésorerie vs Service de la dette – Variante 'Diesel' de Bubaque (Financement public).
Tab. 4.12	Sensibilité aux indicateurs de rentabilité pour Bolama et de Bubaque à partir de groupes diesel.

- Tab. 4.13 Flux de trésorerie vs Service de la dette – Variante 'Diesel' de Bolama+Bubaque (financement public).
- Tab. 4.14 Récapitulatif des prix de l'énergie (XOF/kWh) pour un partenariat public-privé.

PROVISOIRE

1. Préambule

1.1 Besoins énergétiques et disposition à payer

La consommation nationale mensuelle de bois de chauffe estimée est de 35 kg par ménage soit environ une consommation de 51 kg/an/habitant en 2011. Celle du charbon de bois serait de 38 kg par ménage soit environ une consommation spécifique d'environ 56 kg/an/habitant pour cette même année.

Concernant la consommation spécifique de bois, les régions de Gabu (853 kg/habitant/an), Bafata (702 kg/habitant/an) et Tombali (701 kg/habitant/an) se situeraient au-dessus du niveau national qui est de 524 kg par habitant et par an. La région de Cacheu se situe au niveau de la moyenne nationale quand les consommations des autres régions n'atteignent pas les 400 kg/habitant/an avec 363 kg/habitant/an dans le SAB.

Avec une consommation estimée à 36 litres de carburant par ménage (1,2 l/jour), la consommation spécifique est de 59 litres/an/habitant en 2011.

La consommation spécifique d'électricité est estimée à 41 kWh/an/habitant au niveau national, avec 59 kWh/an/habitant dans le SAB.

Le taux d'accès à l'électricité serait de 0,6% dans les régions de Biombo et de Bolama. Ce taux serait de 46% dans la capitale Bissau en 2010. La région de Cacheu au plus fort taux d'accès au niveau de l'intérieur du pays (5%). Elle est suivie par la région de Oio avec 2%. Le taux d'accès au niveau national serait de sept pour cent (7%).

La situation de l'électrification à l'intérieur de la Guinée-Bissau (hors la Capitale Bissau) se présente comme suit : seulement 16 localités sont électrifiées contre 3763 non électrifiées.

Le taux d'électrification géographique, hors Bissau, est d'environ 0,4%. La région de Biombo détient le plus fort taux d'électrification géographique avec 1,54%. Les régions de Cacheu et Oio détiennent un taux respectif de 0,82% et de 0,70%.

La consommation totale du pays en énergie passerait de 154 GWH en 2011 à 506 MWH en 2025. Pour le Secteur Autonome de Bissau, les estimations porteraient la consommation d'énergie électrique à 101 GWH en 2012. Elle s'élèverait à 301 GWH en 2025. Ainsi la pointe aurait été de

32 MW en 2012 à Bissau. Elle serait de 93 MW en 2025. La pointe nationale pourrait atteindre 55 MW en 2012, 160 MW en 2025.

La consommation spécifique égale à 0,31 tep en 2011 devrait atteindre 0,36 en 2025.

On note que le revenu mensuel moyen des ménages dans l'ensemble du pays se situerait à 63 753 XOF sur un échantillon de 1536 ménages interrogés. Pour l'ensemble du pays, la disposition à payer l'électricité est estimée à 10 200 XOF.

1.2 Besoins finaux par vecteur à l'année de référence

Les différents besoins finaux par vecteur énergétique à l'année de référence (2011) décrits dans les chapitres précédents sont récapitulés dans le tableau Tab. 1.1 ci-dessous.

La projection des besoins est portée au tableau Tab. 1.2 ci-dessous/

1.3 Potentiel énergétique

Le potentiel hydroélectrique de la Guinée Bissau est estimé à 300,91 GWh au minimum avec une puissance active minimale de 33,84 MW. Ce potentiel est obtenu avec la réalisation des deux (2) barrages hydroélectriques de Cusselinta et Saltihno, et des micro-barrages hydro-agricoles transformés. Ainsi, il faut dégager un investissement d'environ 116,8 milliards de XOF pour réaliser tous les ouvrages hydroélectriques de la Guinée Bissau.

Le potentiel énergétique de la marée motrice reste très faible et inexploitable compte tenu d'une des critères qui exige une hauteur de chute comprise entre 10 et 15 mètres. En effet, la hauteur de chute enregistrée en Guinée Bissau reste inférieure à 5 mètres. Mais l'espoir demeure avec le développement d'usine marée motrice de petites capacités avec 2 MW, qui est en cours au Portugal.

Le potentiel électrique thermique s'élève à 47,79 GWh avec 12,42 MW de puissance installée et exploitée. EAGB reste le plus gros producteur d'énergie avec 79% de la production du pays concentrée à Bissau. Les CPER sont à 14% de la production électrique d'origine thermique du pays ; les auto-producteurs à 3,34%. Ces derniers sont à la fois à Bissau et à l'intérieur du pays.

Concernant le potentiel solaire, on retient que la Guinée Bissau reçoit en moyenne entre 1800 kWh/m² et 2000 kWh/m² d'énergie solaire par an. Par jour, le pays recevrait donc entre 4,93 kWh/m² et 5,48 kWh/m².

Besoins	BAFATA	BIOMBO	BOLAMA	CACHEU	GABU	SAB	TOMBALI	OIO	QUINARA	TOTAL
Biomasse (ktep)										
Bois	57	14	5	40	71	55	26	32	10	309
Charbon	15	4	1	1	18	15	7	9	2	66
Produits pétroliers (ktep)										
Essence	0,5	0,213	0,035	0,129	0,528	0,826	0,204	0,636	0,048	2,792
Pétrole lampant	0,025	0,011	0,002	0,007	0,027	0,042	0,01	0,032	0,002	0,141
Gazole	11,551	4,935	0,816	2,988	12,213	19,102	4,725	14,706	1,115	64,543
GPL	0,664	0,284	0,047	0,172	0,702	1,099	0,272	0,846	0,064	3,712
Energie électrique (GWH)										
Besoins bruts des ménages	6,657	2,724	1,49	4,907	11,716	24,063	5,708	5,171	0,882	63,317
Besoins bruts des petits commerces et services en énergie électrique	3,2	1,31	0,72	2,4	5,6	11,6	2,74	2,48	0,42	30,4
Besoins bruts professionnels	13,015	8,946	5,935	12,846	7,913	75,736	2,099	11,916	2,361	140,767

Tab. 1.1 : Besoins finaux par vecteur énergétique à l'année de référence (2011) par région en Guinée-Bissau.

Produits/secteur	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Secteur résidentiel															
Bois	309	316	324	332	341	349	358	367	376	385	395	405	415	425	436
Charbon	66	68	69	71	73	75	77	78	80	82	84	87	89	91	93
Essence	2,792	3	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4
Pétrole lampant	0,141	0,146	0,151	0,157	0,162	0,168	0,174	0,180	0,186	0,193	0,200	0,207	0,214	0,222	0,229
Gazole/diésel	64,54	66	68	70	72	73	75	77	79	81	83	86	88	90	92
GPL	3,712	4	5	5	6	6	7	8	9	10	11	13	14	16	17
Secteur transport routier															
Essence	5,176	6	6	7	8	9	9	10	12	13	14	16	17	19	21
Gazole	27,987	30	32	34	37	39	42	45	48	51	55	59	63	67	72
Navigation intérieure															
Essence	0,862	0,962	1,073	1,197	1,335	1,490	1,662	1,854	2,068	2,306	2,573	2,870	3,202	3,571	3,984
Secteur transport aérien															
Kérosène	2,312	2,603	2,930	3,298	3,713	4,179	4,705	5,296	5,962	6,711	7,555	8,505	9,574	10,777	12,132
Non spécifié (transport)															
APP/Mélange	1,140	1,243	1,356	1,478	1,612	1,757	1,916	2,089	2,277	2,483	2,707	2,952	3,218	3,509	3,826
Secteur industrie															
APP/Construction	0,617	0,673	0,734	0,800	0,872	0,951	1,037	1,131	1,233	1,344	1,465	1,598	1,742	1,899	2,071
Autres secteurs															
	0,489	0,533	0,581	0,633	0,691	0,753	0,821	0,895	0,976	1,064	1,160	1,265	1,379	1,503	1,639
Energie électrique	13	14	15	16	17	19	20	21	23	24	26	28	30	32	34
Consommation finale	498	513	529	546	564	582	602	622	643	665	688	713	738	765	794

Tab. 1.2 : Consommations finales prévisionnelles d'énergie (en ktep) de la Guinée Bissau. APP : autres produits pétroliers

En Guinée Bissau, les amplitudes des vents observés imposent l'emploi d'éolienne de puissances modestes. En effet, le littoral du pays offre de sérieux avantages à l'installation d'éolienne. Il a été noté que les valeurs moyennes observées dans le mois varieraient entre 3 m/s et 5,5 m/s. Ainsi pour une vitesse de 4,5 m/s, une ferme de dix (10) éoliennes installées sur le littoral pourrait produire une énergie de 1260 MWh/an avec une puissance de 200 kW au coût de 151 millions de XOF.

Le niveau salarial très bas et la disponibilité du charbon à prix réduit limitent la pénétration du gaz butane en Guinée Bissau ; sans négliger la psychose du « gaz qui tue » et les saveurs traditionnelles des cuisines au feu de bois. Pour preuve, l'enquête socioéconomique des énergies des ménages menée en 2011 révèle que, relativement aux énergies de cuisson, seulement 1% des ménages utilisent la cuisinière à gaz. Cette même enquête indique que la capacité à payer le gaz butane serait d'environ 3 815 XOF par ménage au niveau national, ce qui représenterait au vu des prix pratiqués un peu plus de 4 kg de gaz butane par mois et par ménage en Guinée Bissau.

Rapporté au niveau national et toutes choses étant égales par ailleurs, le potentiel en biogaz lisier de la Guinée Bissau serait de 241 millions de m³ en 2011. Elle pourrait atteindre les 753 millions de m³ en 2025 au taux de croissance annuel moyen estimé à 9,40%. Le potentiel énergétique qui en résulterait, passerait donc de 1 352 GWH à 4 216 GWH sur la période allant de 2011 à 2025. On retient qu'un projet a été initié en 2005, avec l'appui financier de la Chine. Il a vu la formation de 36 techniciens des différentes institutions d'Etat et des Organisations Non Gouvernementales en Guinée Bissau pour la construction et la gestion des digesteurs. Ce projet a aussi procédé à l'installation de deux (2) kits à domicile, mais apparemment sans grand succès.

La quantité de résidus agricoles divers mobilisables pour la production de combustibles solides en Guinée Bissau est estimée à 239 760 tonnes. On note une nette prédominance des résidus de riz (35,4%) et de manioc (34,8%), suivis de loin par les résidus d'arachide (12,4%) et du sorgho (7%). Les résidus des autres cultures présentent de faibles valeurs (< 5%). Les pouvoirs énergétiques qui résulteraient de ces quantités mobilisables correspondent à une énergie calorifique de 2 220 950 TJ (térajoules).

Avec un taux de croissance moyen de 5%, la production de noix de cajou devrait passer de 171 mille tonnes en 2011 à 333 mille tonnes en 2025. Malheureusement, la quasi-totalité de cette importante production est exportée à l'état brut. Le pays est d'ailleurs le premier exportateur mondial de noix de cajou à l'état brut. La transformation (décorticage) locale des noix est encore timide et marginale. En 2010, elle a représenté environ 12% de la production totale. Il existe très peu d'unités fonctionnelles ou en construction. Si la Guinée Bissau transforme sur place toute sa production de noix de cajou, la quantité de coques issues de cette transformation serait de 119 609 tonnes en 2011, en considérant que la coque constitue 70% de la noix. Ce qui correspondrait à une énergie calorifique de 2,7 TJ,

disponible pour la fabrication de combustibles solides. Dans le même temps, le pays a produit environ 683 480 tonnes de pomme de cajou. Généralement, il est estimé que seulement 30% de la quantité de pomme générée est utilisée pour la production de jus, de vin et d'eau-de-vie, les 70% restantes étant jetées. Si ces 70% de pommes restantes pouvaient être destinés à la production d'éthanol, le potentiel de production d'éthanol serait d'environ 14 353 m³ en 2011. Ce qui correspondrait à un pouvoir énergétique d'environ 290 TJ en 2011.

Les images de satellites ont permis de recenser les deux (2) régions productrices de palmiers à huile qui sont Cacheu et Oio avec respectivement 958 ha et 1010 ha, en 2011. Il est révélé que la production de ce produit a été d'environ 80 000 tonnes de noix de palmier à huile tous les ans, bien qu'elle ne soit pas organisée. Cette quantité correspond donc à environ à 114 286 tonnes de régimes d'huile de palme. Il ressort que le potentiel énergétique total des résidus issus de cette production est de 1278 TJ.

On a noté que la forêt dense (forêts subhumides, forêts de transition et forêts sèches) ne couvre désormais que 19,34% du territoire national. Ainsi finalement, les superficies occupées par tous ces types de forêts sont de 1 139 981 ha en 2011. On note alors un net recul de 43,84% de la forêt de par rapport à 1985. Les produits forestiers sont constitués par les déchets de la forêt elle-même pour assurer son équilibre et ceux des coupes de bois officiellement autorisées. L'ensemble de ces déchets constitue la quantité mobilisable. Cette quantité a été de 509 130 t en 2011; les résidus qui en résultent ont été évalués à 50 913 t à cette même année. La consommation totale de bois énergie (bois de feu et charbon) en Guinée Bissau en 2011 a été de 994 065 t. Cette valeur est largement supérieure à la quantité mobilisable. Le rapport entre la demande et l'offre normale mobilisable est 195,25%. Ce taux est la traduction d'une forte pression sur les forêts en Guinée Bissau; ce qui signifie qu'à terme leur dépréciation serait importante et aurait comme conséquence la déforestation du pays.

2. Plan de développement pour les énergies domestique et alternative

Le bois-énergie, à travers le bois de chauffe et le charbon de bois, constitue le principal combustible domestique, et représente environ 90% de la consommation nationale d'énergie. A cette pression déjà forte exercée par les besoins énergétiques du pays sur les forêts, il faut ajouter le trafic illicite de charbon de bois vers les pays limitrophes (surtout vers le Sénégal) et la demande en bois des autres secteurs d'activités. Cette situation a pour conséquence une surexploitation des forêts bissau-guinéennes, qui se traduit par une déplétion des ressources forestières.

Selon l'enquête socioéconomique de 2011, une famille moyenne de huit personnes utilisant du charbon de bois dépense environ 4 560 XOF par mois en combustible. On indique qu'au prix actuel du gaz sur le marché Bissau guinéen (925 XOF), si la même famille utilise le GPL, elle dépenserait 10 452 XOF, soit un peu plus de deux fois (2,3 fois) ce qu'elle dépense actuellement en utilisant du charbon de bois. On admet généralement, à partir du rendement des équipements de cuisson utilisés dans les pays de l'Afrique de l'Ouest, qu'un (1) kg de GPL équivaut à 3,375 kg de charbon de bois. Pour rendre le gaz compétitif, et inciter les ménages de la région à l'utiliser en remplacement du charbon de bois, il doit être subventionné à hauteur de 521 XOF/kg, soit plus de la moitié (56%) de son prix actuel sur le marché Bissau guinéen. Le gaz subventionné reviendrait alors à 404 XOF/kg ; ce qui conduirait à une dépense mensuelle similaire à celle du charbon de bois.

Un projet 'Biodigesteur' verrait l'installation d'une unité de production de biogaz de 60 m³ alimentée en bouses de vaches dans la localité de Gabù. La production de Biogaz attendue serait de 30 m³ par jour, correspondant à 150 à 210 kWh par jour. On estime généralement qu'un 1 m³ de Biogaz, contenant 50 à 70% de CH₄, produit en moyenne environ 6 kWh (entre 5 et 7 kWh). En tout, le projet requiert un investissement d'un montant total de 52 800 000 XOF. Ainsi, au taux d'actualisation de 10%, le projet serait financièrement viable avec une valeur actuelle nette financière (VANF) positive d'environ 65 millions et un temps de retour brut sur investissement

de 5,9 années, au coût annuel de 6072 XOF/ménage soit environ 506 XOF/ménage par mois. La facture mensuelle par ménage serait ainsi réduite d'environ 90%.

PROVISOIRE

3. Plan de développement des réseaux électriques

3.1 Plan de développement de la production

Les projets hydroélectriques qui soient actuellement pris en considération pour le développement du système de production bissau guinéen tant au plan régional que national sont les barrages du projet énergie de l'OMVG et les barrages de Cusselinta et Saltinho en Guinée Bissau.

La centrale BOAD de 15 MW et les TAG, les éoliennes et les solaires

3.1.1 Projet Energie OMVG

Au niveau régional, il est prévu la réalisation des deux (2) barrages hydroélectriques de Sambagalou et de Kaléta, dans le cadre du projet Energie OMVG décrit plus haut et dont les données en production sont rappelées dans le tableau Tab. 3.1 ci-dessous.

Barrages	Energie (GWh)	Puissance (MW)
Sambagalou	402	128
Kaléta	946	240
Part Guinée Bissau (8%)	108	35

Tab. 3.1 : Caractéristiques des 2 AH du Projet Energie OMVG et part de la Guinée Bissau de leur production.

Le projet énergie OMVG se compose de trois groupes d'ouvrages distincts que sont :

1. le barrage et la centrale de Kaléta d'un montant estimé à 117,074 milliards XOF ;

2. le barrage et la centrale de Sambagalou dont le montant des investissements est estimé à 191,526 milliards XOF ;
3. et la boucle d'interconnexion 225 kV qui devrait coûter 253,687 milliards XOF.

Le coût total des investissements de ce projet s'élèverait donc à 562,288 milliards XOF¹. Leur mise en service initialement, prévue pour l'année 2016, serait projetée à l'horizon 2020. Il faut aussi rappeler qu'un principe d'une tarification uniforme a été retenu pour l'OMVG et se situerait en moyenne autour de 33 XOF/kWh sur une période de 25 années.

3.1.2 Aménagements hydroélectriques de Cusselinta et Saltinho

Au niveau national, le potentiel hydroélectrique de la Guinée Bissau est estimé à 300,91 GWh au minimum avec une puissance active minimale de 33,84 MW. Ce potentiel est obtenu avec la réalisation des deux (2) barrages hydroélectriques de Cusselinta et Saltinho, et des micro-barrages hydro-agricoles transformés. Ainsi, il faut dégager un investissement d'environ 116,8 milliards de XOF pour réaliser tous les ouvrages hydroélectriques de la Guinée Bissau.

Dans la suite de ce rapport sur la stratégie de développement des infrastructures, seuls les aménagements hydroélectriques (AH) de Cusselinta et Saltinho seront prises en compte. Les caractéristiques sont rappelées dans le tableau Tab. 3.2 ci-après.

Barrage	Puissance (MW)	Energie (GWh/an)	Type de turbine	Coût (XOF)
Saltinho	14	125	Kaplan/Crossflow	39 641 304 414
Cusselinta	13	115	Francis	34 119 622 077

Tab. 3.2 : Caractéristiques des deux (2) barrages hydroélectriques de la Guinée Bissau.

D'une puissance nominale totale de 27 MW, ces aménagements hydroélectriques devraient permettre d'obtenir un productible annuel moyen de 240 GWh.

Dans le plan de développement de l'offre établie, leur mise en service est projetée à l'année 2023.

¹ OMVG-APD Tome 4 Rapport 14345 RPF05

3.1.3 Ouvrages thermiques – Les turbines à gaz

Pour résorber le déficit de puissance tant au niveau de la capitale Bissau qu'au plan national, le Consultant suggère la réalisation de deux (2) centrales thermiques à turbine à gaz (TAG) de 25 et 20 MW respectivement à Antula et Bra en 2018.

Un schéma de financement de type privé pourrait être envisagé pour la réalisation de ces deux (2) centrales à gaz.

En 2022, cette même configuration viendrait compléter la première pour résorber le déficit de puissance au niveau national et augmenter la puissance totale de 167 MW pour atteindre environ 179 MW à l'horizon de l'étude en 2025.

Le coût d'investissement de ce type d'unités est estimé à 1 365 USD/kW.

3.1.4 Cycles combinés gaz (CCG)

Les centrales à cycle combiné utilisent le gaz naturel comme combustible dans un système de production d'électricité en deux étapes. Dans un premier temps, le gaz naturel fait fonctionner une turbine et un générateur. Ensuite les gaz chauds d'échappement de la première turbine sont utilisés pour produire de la vapeur qui est à son tour dirigée vers une deuxième turbine et un deuxième générateur.

Un cycle combiné gaz (CCG) est composé d'une turbine à combustion (TAG) et d'une turbine à vapeur (TAV), chacune équipée de son propre alternateur.

Les CCG, permettent de réduire de moitié les émissions atmosphériques de dioxyde de carbone (CO₂), de diviser par trois les oxydes d'azote (NOx) et de supprimer les émissions d'oxydes de soufre (SO₂) par rapport aux moyens de production « classiques ».

Ces CCG devraient être développés après la période de l'étude (2025), par adjonction des TAV aux TAG préconisées et qui seraient développées en 2018 et 2022.

Rappelant qu'un besoin de 45 MW est observé tous les 4 ans en Guinée Bissau pour faire face à la puissance de pointe durant la période de l'étude, le passage en CCG devrait permettre d'assurer au moins ces 40 MW à l'horizon 2030.

3.1.5 Energie solaire

Concernant le potentiel solaire, on retient que la Guinée Bissau reçoit en moyenne entre 1800 kWh/m² et 2000 kWh/m² d'énergie solaire par an. Par jour, le pays recevrait donc entre 4,93 kWh/m² et 5,48 kWh/m².

En matière de coût, il faut noter que quelque soit le type choisi, qu'il soit intégré sur le bâti (ISB) ou intégré au bâti (IAB), pour une puissance comprise entre 1-100 kWc, le coût varie entre deux (2) et deux et demi (2,5) millions de XOF/kWc, XOF Hors taxes (HT) et Hors Douanes (HD).

En ce qui concerne les basses tensions ($S < 36$ kVA), le coût de raccordement est évalué à un (1) million XOF Hors taxes (HT) et Hors Douanes (HD).

Pour les moyennes et hautes tensions ($36 \text{ kVA} < S < 250 \text{ kVA}$), l'évaluation du coût est rendue difficile car des extensions et des renforcements de réseau pourraient être réalisés. Ces travaux peuvent être plus importants, engendrant un prix parfois déterminant pour la réalisation du projet.

Enfin il faut noter que l'emprise au sol pour le photovoltaïque (PV) est de $40 \text{ m}^2/\text{kW}$ et il faudrait donc 4 hectares pour obtenir une puissance d'un (1) mégawatt (MW). Cela fait beaucoup pour un pays à vocation agricole.

3.1.6 Energie éolienne

En Guinée Bissau, les amplitudes des vents observés imposent l'emploi d'éolienne de puissances modestes. En effet, le littoral du pays offre de sérieux avantages à l'installation d'éolienne. Il a été noté que les valeurs moyennes observées dans le mois varieraient entre 3 m/s et 5,5 m/s. Ainsi pour une vitesse de 4,5 m/s, une éolienne de puissance nominale 200 kW installée sur le littoral pourrait produire une énergie de 278 MWh/an avec une puissance active de moins de 10 kW. Cette éolienne coûterait plus de 150 millions de XOF.

3.2 Plan de développement du transport et de la distribution d'énergie des régions continentales

3.2.1 Boucle de transport d'énergie dans le Secteur Autonome de Bissau

Le schéma unifilaire cible de la boucle 63 kV du SAB qui conviendrait le mieux au régime de charge en 2025 est présenté dans la figure Fig. 3.1 ci-dessous. Il devrait être construit par étape avec des conducteurs en ASTER 366.

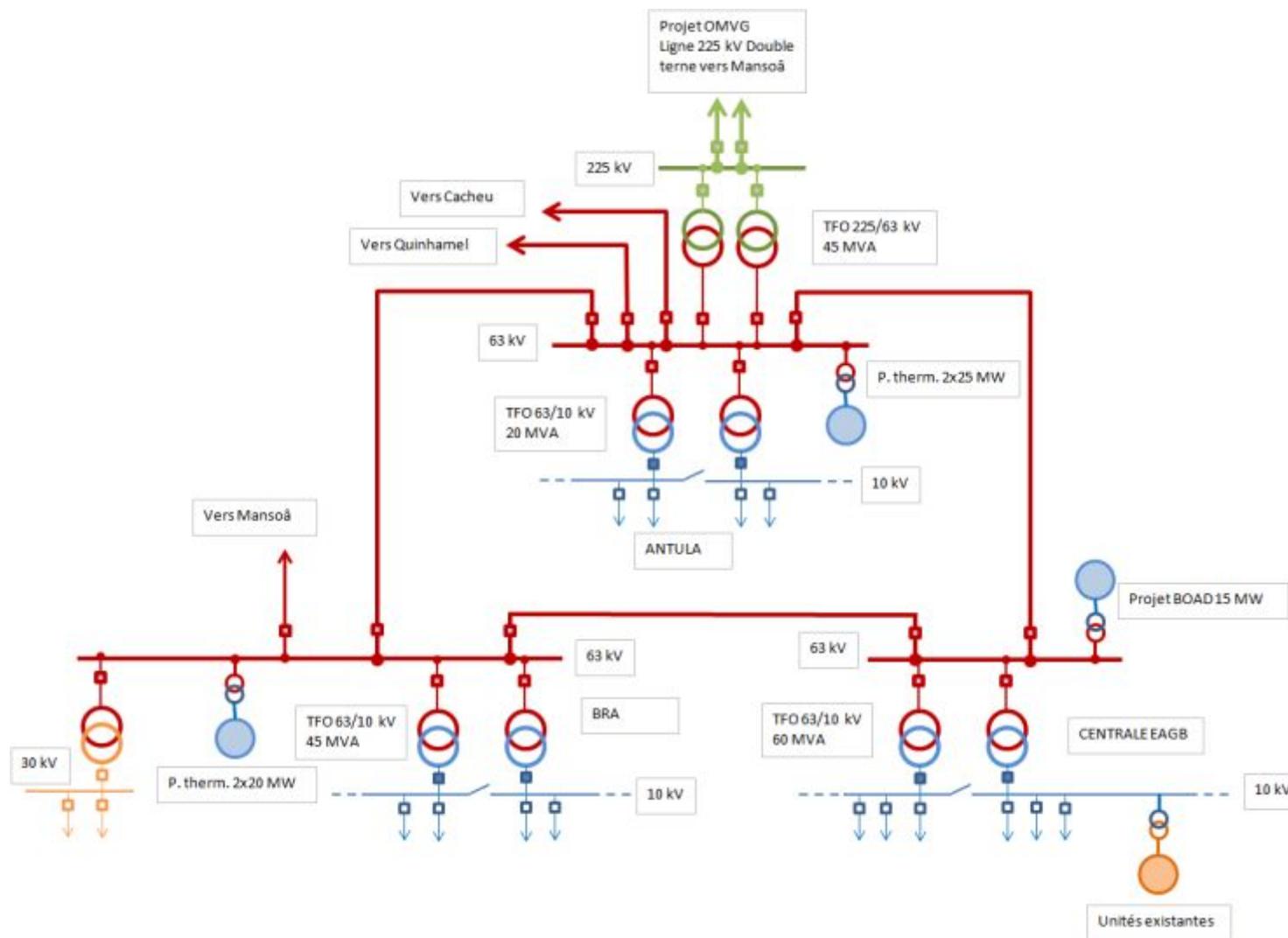


Fig. 3.1 : Schéma unifilaire cible de la boucle 63 kV de Bissau (en 2025) – Option 63 kV.



Fig. 3.2 : Ossature cible du réseau de transport 225/63 kV de Guinée Bissau (en 2025) – Option 63 kV.

3.2.2 Transport d'énergie à l'intérieur du pays

La configuration retenue (Fig. 3.2 ci-dessus) devrait être une structure à 63 kV. Ainsi toutes les lignes HT nationales seraient construites en 63 kV avec des conducteurs ASTER 366. Leurs longueurs sont estimées à vol d'oiseau dans la figure. Elles sont donc minimales.

L'énergie devrait être transportée en 63 kV dans les chefs-lieux des régions, et distribuée par la suite en 10 kV et 30 kV.

3.2.3 Renforcement et densification des réseaux existants de distribution d'énergie électrique

A. Echéance de 2017

Salin est la localité concernée. On aura besoin à Safim de 2 H61 de 50 kVA, de 114 foyers lumineux et de 456 branchements normalisés. On comptera également 2 km et 5 km respectivement de réseaux 30 kV et BT. Il faudra la somme d'environ 234,1 millions XOF pour les travaux d'électrification de Safim.

B. Echéance de 2018

Quinhamel et de Cacheu sont les localités concernées. Pour les couvrir, il faudra les montants respectifs d'environ 484,4 millions XOF et 631,9 millions XOF (Tab. 5.6 ci-dessus).

Il faudra dégager au total plus de 1,1 milliards XOF le réaménagement et la densification des réseaux électriques de Quinhamel et de Cacheu.

C. Echéance de 2020

Les localités concernées sont à identifier dans le tableau Tab. 3.3 ci-dessous.

Localités	Réseaux MT & BT	Branchement	Montant (XOF)
Bafatà	1 464 466 387	664 416 807	2 128 883 193
Bambadinca	394 204 482	168 264 426	562 468 908
Contuboel	263 826 331	113 353 501	377 179 832
Gabù	2 307 631 653	1 110 767 507	3 418 399 160
Bissora	461 857 143	228 571 429	690 428 571
Farim	391 236 415	138 487 395	529 723 810
Mansoa	343 025 210	138 487 395	481 512 605
Total	5 626 247 619	2 562 348 459	8 188 596 078

Tab. 3.3 : Coût des extensions et densification dans les localités concernées en 2020.

D. Echéance de 2023

La localité de Buba, chef-lieu de la région de Quinara ne connaîtrait l'énergie électrique qu'à partir de 2023 avec la construction de la totalité du réseau HT Est.

Par contre, la localité de Catio est actuellement électrifiée. La situation nécessite d'être améliorée.

Pour les deux (2) localités, il faudra mobiliser environ 1,54 milliards XOF.

3.2.4 Programme d'électrification rurale (PER)

A l'échéance donc des programmes PER, in fine, ce seraient au total plus de cinq cent (529) localités électrifiées à cette échéance à l'intérieur du pays soit un taux d'électrification de douze pourcent (12%) qui permettrait ainsi à environ 48% de la population de pouvoir recourir aux services de l'électricité. Le tableau Tab. 3.4 ci-après donne le détail des statistiques.

Région	Localités électrifiées	Total localités	% Localité électrifiée	Pop. Concernée (2023)	Pop. Totale (2023)	% pop. accessible
Biombo	70	145	48%	103 526	129 365	80%
Cacheu	88	732	12%	116 190	274 345	42%
Bafatá	85	1 017	8%	111 436	293 874	38%
Gabú	89	781	11%	146 105	286 621	51%
Oio	115	812	14%	161 129	293 555	55%
Quinara	39	287	14%	45 453	90 965	50%
Tombali	60	425	14%	71 911	131 841	55%
Intérieur du Pays	546	4 425	12%	755 750	1 555 278	49%

Tab. 3.4 : Statistiques de l'électrification rurale en Guinée Bissau après le programme pilote d'électrification par réseaux électriques monophasés en 2023.

A. PER 2018

Quarante neuf (49) localités devraient être électrifiées dans les régions de Biombo et Cacheu (Tab. 3.5). Le montant des fournitures et de montage de leur réseau s'élèverait à environ 8,9 milliards XOF. 2,9 milliards XOF seront nécessaires pour les branchements.

Région	Nbre de Localités	Population (2018)	Puissance (KVA)	Nbre foyers EP	BT (km)	TFO (50 KVA)	Montant Rx (XOF)	Montant Branch. (XOF)
Biombo	25	58 875	1 260	1 822	73	34	4 585 032 178	1 546 953 267
Cacheu	24	64 745	1 220	1 583	63	30	4 283 110 360	1 344 056 937
Total	49	123 620	2 480	3 405	136	64	8 868 142 539	2 891 010 204

Tab. 3.5 : Données techniques et budget estimatif du PER 2018.

B. PER 2020

Ce programme (Tab. 3.6) requerra environ 355 km de lignes BT, 179 km de lignes MT pour une population d'environ 230 353 habitants. Il faudrait 18,5 milliards XOF pour les réseaux et 7,5 milliards XOF pour les branchements.

Région	Nbre de Localités	Population (2020)	Puissance (KVA)	Nombre foyer EP	BT (km)	TFO (50 kVA)	MT (km)	Montant Rx (XOF)	Montant Branch (XOF)
Biombo	14	12 509	409	387	15	14	14	662 591 584	329 462 376
Cacheu	17	15 188	465	522	21	19	19	804 534 653	399 861 980
Total (1)	31	27 697	874	909	36	33	33	1 467 126 237	729 324 356
Bafata	28	74 772	1 605	2 594	104	44	44	5 494 477 932	2 222 550 420
Gabu	32	73 869	2 423	3 586	143	66	66	6 873 653 808	3 043 536 761
Oio	33	54 015	1 189	1 798	72	36	36	4 610 330 226	1 527 948 495
Total (2)	93	202 656	5 216	7 978	319	146	146	16 978 461 966	6 794 035 676
Total (1+2)	124	230 353	6 090	8 887	355	179	179	18 445 588 203	7 523 360 033

Tab. 3.6 : Données techniques et budget estimatif du PER 2020.

C. PER 2022

Ce programme d'électrification en 2022 concernerait 108 localités (Tab. 3.7). Son coût total de ce programme serait d'environ 4,8 milliards non compris les branchements qui s'élèveraient 2,2 milliards XOF. Le tableau Tab. 6.5 donne les quantités et le montant par région. Il faudra alors environ 7,0 milliards XOF pour réaliser le programme de 2022.

Région	Nbre de Localités	Population (2022)	Puissance (KVA)	Nbre foyers EP	BT (km)	TFO (50 kVA)	MT (km)	Montant Rx (XOF)	Montant Branch (XOF)
Biombo	21	14 696	534	455	18	21	21	883 138 614	387 407 921
Cacheu	42	29 115	991	901	36	42	42	1 758 735 149	767 167 723
Total (1)	63	43 811	1 525	1 356	54	63	63	2 641 873 762	1 154 575 644
Bafata	9	7 870	276	244	10	9	9	421 282 178	207 293 267
Gabu	12	10 645	515	416	17	15	15	565 839 109	280 333 663
Oio	24	21 268	621	658	26	24	24	1 131 079 208	560 178 812
Total (2)	45	39 783	1 413	1 317	53	48	48	2 118 200 495	1 047 805 742
Total (1+2)	108	83 594	2 938	2 673	107	111	111	4 760 074 257	2 202 381 386

Tab. 3.7 : Données techniques et budget estimatif du PER 2022.

D. PER 2023

Le budget estimatif maximum est de 20,5 milliards dont 5,3 milliards XOF pour les branchements et 15,2 milliards XOF pour les réseaux, comme détaillé par région dans le tableau Tab. 3.8.

Région	Nbre de Localités	Population (2020)	Puissance (KVA)	Nbre foyers EP	BT (km)	TFO (50 kVA)	MT (km)	Montant Rx (XOF)	Montant Branch (XOF)
Quinara	30	45 453	708	1 406	56	32	32	4 173 581 683	1 194 987 525
Tombali	55	71 911	2 995	2 225	89	78	78	5 951 972 772	1 891 324 158
Total (1)	85	117 364	3 703	3 631	145	110	110	10 125 554 455	3 086 311 683
Bafata	38	25 996	1 010	804	32	38	38	1 581 811 881	685 637 822
Gabu	37	25 311	1 358	783	31	37	37	1 540 160 891	667 666 337
Oio	46	31 779	1 029	983	39	46	46	1 923 269 802	837 849 703
Total (2)	121	83 086	3 396	2 571	103	121	121	5 045 242 574	2 191 153 861
Total (1+2)	206	200 450	7099	6 202	248	231	231	15 170 797 029	5 277 465 545

Tab. 3.8 : Données techniques et budget estimatif du PER 2023.

3.2.5

Programme pilote monophasé d'électrification rurale (PER)

La mise en œuvre du programme pilote va nécessiter au total 393,6 millions XOF dont 221,6 millions XOF pour les réseaux monophasés et 172,0 millions XOF pour les branchements.

Si l'on devrait construire entièrement l'électrification de ces localités en triphasé classique, l'on devrait dégager le montant de 1,71 milliards XOF contre 746 millions XOF pour le système monophasé. Le monophasé représente 44% du triphasé dans le cas d'espèce. Ainsi, en adoptant le système monophasé à la place du triphasé, on réalise une économie de 961 millions XOF.

Il faut toutefois insister sur le fait qu'il s'agit de système monophasé et inviter l'Etat bissau-guinéen à inciter les opérateurs à investir dans la vente des équipements monophasés pour les populations concernées. Il s'agit notamment des pompes et moteurs électriques.

3.3 Plan de développement des réseaux de distribution d'énergie des îles Bijagos

3.3.1 Réseaux de distribution retenus

En 2018, la localité de Bolama verra plus de 8800 habitants avec une consommation annuelle d'énergie estimée environ 361 MWh pour une puissance de pointe de 200 kVA. On prévoit pour cette localité, 273 foyers lumineux, 11 km de réseaux BT avec plus de 1000 branchements. On comptera alors environ 4 H61 de 50 kVA chacun et 4 km de réseau 10 kV.

Quant à la localité de Bubaque, sa population est estimée à plus de 5400 habitants. Ils sont censés consommer environ 223 MWh pour une puissance de pointe de 150 kVA. On prévoit alors 168 foyers lumineux, 7 km de lignes BT avec 672 branchements, 3 km de ligne 10 kV et 3 H61 de 50 kVA chacun.

3.3.2 Type de production retenue

Il faudra à Bolama deux (2) groupes diesel de 200 kVA et deux (2) transformateurs élévateurs 0,4/10 kV de 315 kVA chacun à la centrale à construire. Celle-ci comprendra un bâtiment et devrait coûter environ 162,0 millions XOF avec les équipements électromécaniques susmentionnés.

Pour Bubaque, on installera deux (2) groupes diesel de 150 kVA et deux (2) transformateurs élévateurs 0,4/10 kV de 200 kVA chacun. Une centrale à construire devra abriter ces équipements électromécaniques. Tout est estimé à environ 127,0 millions XOF.

3.4 Coûts des ouvrages retenus et plan optimal d'investissement

En intégrant tous les coûts, le plan optimal d'investissement s'établit dans le tableau Tab. 3.9 ci-dessous. Le total des investissements devra mobiliser environ 384,6 milliards XOF.

Etude du Plan Directeur Energie et d'un Plan de Développement des Infrastructures pour la production et distribution d'électricité
 CABIRA – Stratégie de développement des infrastructures de production, de transport et de distribution d'énergie électrique – Synthèse de stratégie de développement

Programmes	Ouvrages à construire	Montant (XOF)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Programme de production d'énergie (PPE)	Centrale 15 MW en 2017	17 482 500 000	2 622 375 000	4 370 625 000	6 118 875 000	4 370 625 000						
	Centrale 45 MW en 2018	34 090 875 000		5 113 631 250	8 522 718 750	11 931 806 250	8 522 718 750					
	Centrale 45 MW en 2022	38 369 580 153						5 755 437 023	9 592 395 038	13 429 353 054	9 592 395 038	
	Centrale hydro. 13 MW Cus. 2023	37 872 780 505						3 787 278 051	5 680 917 076	9 468 195 126	9 468 195 126	9 468 195 126
	Centrale hydro. 14 MW Sal. 2023	44 001 847 899						4 400 184 790	6 600 277 185	11 000 461 975	11 000 461 975	11 000 461 975
	Total PPE	171 817 583 558	2 622 375 000	9 484 256 250	14 641 593 750	16 302 431 250	8 522 718 750	13 942 899 863	21 873 589 299	33 898 010 155	30 061 052 139	20 468 657 101
Programme de transport d'énergie (PTE)	SAB	11 936 081 623	1 790 412 243	2 984 020 406	4 177 628 568	2 984 020 406						
	Rx Ouest	14 931 293 208		2 239 693 981	3 732 823 302	5 225 952 623	3 732 823 302					
	Rx Est - Partie 1	39 519 023 806				5 927 853 571	9 879 755 952	13 831 658 332	9 879 755 952			
	Interconnexion Rx Ouest & Rx Est	4 588 222 428						688 233 364	1 147 055 607	1 605 877 850	1 147 055 607	
	Rx Est - Partie 2	18 352 889 712							2 752 933 457	4 588 222 428	6 423 511 399	4 588 222 428
	OMVG	56 228 757 834			8 434 313 675	14 057 189 459	19 680 065 242	14 057 189 459				
Total PTE	145 556 268 610	1 790 412 243	5 223 714 387	16 344 765 545	28 195 016 058	33 292 644 495	28 577 081 155	13 779 745 015	6 194 100 278	7 570 567 006	4 588 222 428	
Programme d'extension et de densification des réseaux électriques de distribution (PEDRED)	SAB	6 097 364 697	914 604 705	1 524 341 174	2 134 077 644	1 524 341 174						
	Quinhamel	349 748 362		52 462 254	87 437 090	122 411 927	87 437 090					
	Cacheu	437 926 000		65 688 900	109 481 500	153 274 100	109 481 500					
	Bafata	1 625 557 690				243 833 653	406 389 422	568 945 191	406 389 422			
	Bambadinca	437 566 975				65 635 046	109 391 744	153 148 441	109 391 744			
	Contuboeil	292 847 227				43 927 084	73 211 807	102 496 530	73 211 807			
	Gabü	2 561 471 135				384 220 670	640 367 784	896 514 897	640 367 784			
	Bissora	512 661 429				76 899 214	128 165 357	179 431 500	128 165 357			
	Farim	434 272 421				65 140 863	108 568 105	151 995 347	108 568 105			
	Mansoa	380 757 983				57 113 697	95 189 496	133 265 294	95 189 496			
	Buba	507 687 624							76 153 144	126 921 906	177 690 668	126 921 906
	Catio	515 630 718							77 344 608	128 907 679	180 470 751	128 907 679
Total PEDRED	14 153 492 260	914 604 705	1 642 492 329	2 330 996 234	2 736 797 430	1 758 202 305	2 185 797 201	1 714 781 466	255 829 585	358 161 420	255 829 585	
Programme d'électrification rurale (PER)	PER 2018	9 843 638 218		1 476 545 733	2 460 909 554	3 445 273 376	2 460 909 554					
	PER 2020	20 474 602 906				3 071 190 436	5 118 650 726	7 166 111 017	5 118 650 726			
	PER 2022	5 283 682 426						792 552 364	1 320 920 606	1 849 288 849	1 320 920 606	
	PER 2023	16 839 584 703							2 525 937 705	4 209 896 176	5 893 854 646	4 209 896 176
	PER MONO 2023	636 692 129							95 503 819	159 173 032	222 842 245	159 173 032
	Total PER	53 078 200 381		1 476 545 733	2 460 909 554	6 516 463 812	7 579 560 281	7 958 663 381	9 061 012 858	6 218 358 057	7 437 617 498	4 369 069 208
Grand Total	384 605 544 809	5 327 391 948	17 827 008 699	35 778 265 083	53 750 708 550	51 153 125 831	52 664 441 600	46 429 128 638	46 566 298 074	45 427 398 063	29 681 778 322	

Tab. 3.9 : Programme optimal d'investissement pour la Variante 'TAG' – Montants en XOF.

Option 'Diesel'	Montant	2015	2016	2017	2018
Bolama					
Rx	368 866 188	55 329 928	92 216 547	129 103 166	92 216 547
Diesel	179 099 914	26 864 987	44 774 979	62 684 970	44 774 979
Total	547 966 102	82 194 915	136 991 526	191 788 136	136 991 526
Bubaque					
Rx	240 760 099	36 114 015	60 190 025	84 266 035	60 190 025
Diesel	140 859 941	21 128 991	35 214 985	49 300 979	35 214 985
Total	381 620 040	57 243 006	95 405 010	133 567 014	95 405 010

Tab. 3.10 : Programme d'investissement pour l'électrification des deux (2) localités des îles Bijagos – Montants en XOF.

PROVIS

Le système électrique de Bolama devrait coûter environ 548 millions XOF ; celui de Bubaque 382 millions XOF (Tab. 3.10 ci-dessus).

3.5 Impact du plan optimal sur les importations de pétrole lampant

3.5.1 Substitution éclairage des ménages

L'enquête socioéconomique menée en 2011 sur les énergies des ménages a permis de déterminer le taux de substitution de l'éclairage des ménages par région comme récapitulé dans le tableau Tab. 3.11 ci-dessous..

REGIONS	BAFATA	BIOMBO	BOLAMA	CACHEU	GABU	SAB	TOMBALI	OIO	QUINARA
Population 2009	210 007	97 120	34 563	192 508	215 530	387 909	94 939	224 644	63 610
Taux de croissance pop.	2,34%	2,34%	2,34%	2,34%	2,34%	2,34%	2,34%	2,34%	2,34%
Population 2011	219 963	101 724	36 202	201 635	225 748	406 299	99 440	235 294	66 626
Taille du ménage	7,14	8,07	7,69	8,88	5,13	8,20	6,22	7,51	8,39
Nombre de ménages	30 817	12 611	4 705	22 719	43 972	49 549	15 988	31 337	7 942
Conso mensuelle de carburant (litres)/ménage	40	42	19	14	30	41	32	50	15
DAP électricité (facture mensuelle XOF)	8 358	6 673	13 197	10 491	4 449	20 538	6 545	8 337	6 117
€ Taux de substitution éclairage ménage	79%	84%	29%	25%	85%	50%	79%	83%	59%

Tab.3.11 : Taux de substitution éclairage des ménages par région en Guinée Bissau

3.5.2 Economies d'importation de pétrole lampant

Il permet d'estimer les économies d'importation de pétrole lampant (type kérosène) pouvant être réalisées par la mise en œuvre des programmes d'électrification rurale (PER) du plan optimal d'investissement (Tab. 3.9).

Ainsi le PER 2018 qui concernerait les régions de Biombo et Cacheu permettrait des économies d'importation de pétrole lampant d'environ 400 mille de litres par année, le taux d'accès se situant à environ 10% au niveau de l'intérieur du pays.

Le PER 2020 permettrait des économies d'importation de pétrole lampant estimées en moyenne à 6 millions de litres par année dans les régions de Biombo, Cacheu, Bafata, Gabu et Oio, le taux d'accès à l'électricité se situant à 32% à l'intérieur du pays.

1,2 millions de litres et 4,3 millions de litres de pétrole lampant respectivement pour le PER 2022 et 2023 pourraient réduire le volume des importations de pétrole lampant de la Guinée Bissau. Quant au programme monophasé de 2023, il permettrait des économies d'importation de pétrole

lambant en moyenne de 140 mille litres par année dans les régions de Biombo et Quinara, avec un taux d'accès à l'électricité de 48% en 2022 et 49% en 2023 à l'intérieur du pays

PROVISOIRE

4. Projection financière des ouvrages retenus

4.1 Mode de financement des investissements

4.1.1 Financement public

Pour le financement public, un taux d'intérêt de 3,5% est retenu pour les prêts auprès des institutions financières. En supposant la contribution de la Guinée Bissau entre 10% et 30%, et le taux d'inflation variant entre 3% à 4% dans ce pays, le coût moyen pondéré du capital (CMPC ou WACC en anglais) en termes réels avoisinerait les 4%. C'est ce taux d'actualisation qui sera utilisé dans l'analyse de la rentabilité financière des projets. Avec une VANF positive et un TRIF supérieur à son CMPC, le projet serait considéré comme financièrement viable.

Les paramètres des durées de vie des ouvrages sont résumés comme suit : (i) 30 ans pour les centrales hydroélectriques et les réseaux de transport et de distribution d'énergie et (ii) 20 ans pour les centrales thermiques.

Il faut noter que l'horizon des projections financières est de 20 ans.

4.1.2 Financement public-privé

Du fait du devoir régalién de l'Etat Bissau guinéen d'électrifier tout le pays, au regard des OMD, il paraît donc nécessaire de se limiter à ce PPSO, Toutefois, cela nécessite une planification rigoureuse, d'où le respect du plan de développement des ouvrages de transport et de distribution d'énergie.

Dans ce cas, les ouvrages retenus sont les centrales de production thermique à l'exception du Projet BOAD (15 MW). Il s'agit des ouvrages de la Variante 'TAG' que sont les centrales à gaz (tranche 1 en 2018 et tranche 2 en 2023). Le projet BOAD (centrale au fuel de 15 MW) n'étant pas pris en compte dans cette analyse, les financements étant trouvés et bouclés. Le taux des emprunts concessionnels retenu, serait de 3,5% pour la partie Etat, qui prendrait en compte les infrastructures de réseaux

électriques. Pour les opérateurs privés, qui auraient en charge la mise en place des ouvrages de production thermiques et hydrauliques, le taux nominal des emprunts de 8% serait retenu.

La part de chaque partenaire serait d'environ 55% pour la partie publique et 45% pour la partie privée. Le consultant retient que chaque partenaire utiliserait le CMPC en termes réels déterminé à savoir 4% pour la partie publique et 6% pour la privée, pour l'actualisation des flux nets de trésorerie liés à l'exploitation et à l'investissement

L'on s'intéresse ici donc à la viabilité financière des infrastructures des réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique dans le cadre du plan optimal de production.

L'objectif visé est de statuer sur la rentabilité financière des ouvrages de production, par la détermination du niveau de prix de l'énergie qui permette d'avoir un une VANF positive et un TRIF tout au moins égal au CMPC en termes réels.

Il faut donc déjà annoncé pour des taux d'intérêts plus bas, les prix de cession seront encore plus bas et compétitifs pour le bonheur des populations Bissau guinéennes. On retient finalement que, dans ce cas de partenariat, l'Etat assure la fourniture du combustible à l'opérateur privé pour la production de l'énergie.

4.2 Analyse financière pour les projets du continent

4.2.1 Financement public

Les ouvrages de production d'énergie totaliseraient pour 171 818 millions XOF quand les réseaux de transport et de distribution seraient de 212 788 millions XOF soit des coûts d'investissement totaux de 384 606 millions XOF.

Les simulations sur les flux de trésorerie nette actualisés au taux du WACC pour la rentabilité financière du projet donnent des résultats récapitulés dans le tableau Tab. 4.1 ci-dessous, dans ce scénario.

Indicateurs	Prix de l'énergie XOF/kWh	TRIF	VANF Millions XOF	DRI ans	Incidence
Référence	111,06	4,00%	192 998	21,7	
Investissement (-10%)	102,56	4,00%	182 711	21,6	-7,7%
Energie (+10%)	100,97	4,00%	192 998	21,7	-9,1%
Exploit (-10%)	111,06	4,00%	192 998	21,7	0,0%
Pertes commerciales (10%)	123,40	4,00%	192 998	21,7	11%

Tab. 4.1 : Sensibilité aux indicateurs de rentabilité financière– Variante 'TAG' SO.

Analyse de sensibilités

Le prix minimum de l'énergie est de 111,06 XOF/kWh. Toutefois, ce prix reste toujours très sensible à la variation de la demande. Un accroissement de la demande SO de 10% entraînerait une baisse de 9% du prix. Le prix de l'énergie passe dans ce cas à 101 XOF/kWh.

Un très fort d'accroissement, voire environ 40%, le ferait passer de 111 XOF/kWh à 79 XOF/kWh soit une baisse de 29%. Ces observations sont récapitulées dans le tableau Tab. 4.2 et illustrées dans la figure Fig. 4.1 ci-après.

Demande	Variation	Prix de l'énergie XOF/kWh	TRIF	VANF Millions XOF	Incidence	DRI ans
Scénario de base (SO)		111,06	4,0%	192 998		21,6
Demande SO +10%	+10%	100,97	4,0%	192 998	-9%	21,6
Demande SO + 20%	+20%	92,55	4,0%	192 998	-17%	21,6
Demande SO + 30%	+30%	85,43	4,0%	192 998	-23%	21,6
Demande SO + 40%	+40%	79,34	4,0%	192 998	-29%	21,6

Tab. 4.2 : Sensibilité à la demande dans le scénario de base (SO) Variante 'TAG'.

En effet, le projet serait financièrement viable à un prix de vente d'au moins 111 XOF/kWh (financement public) qui donnerait une VANF positive d'un peu moins de 193 milliards XOF et un TRIF égalant le coût moyen pondéré du capital (WACC de 4%) dans le scénario de base. Il est de plus compétitif que la Variante 'Fuel' à 135 XOF/kWh.

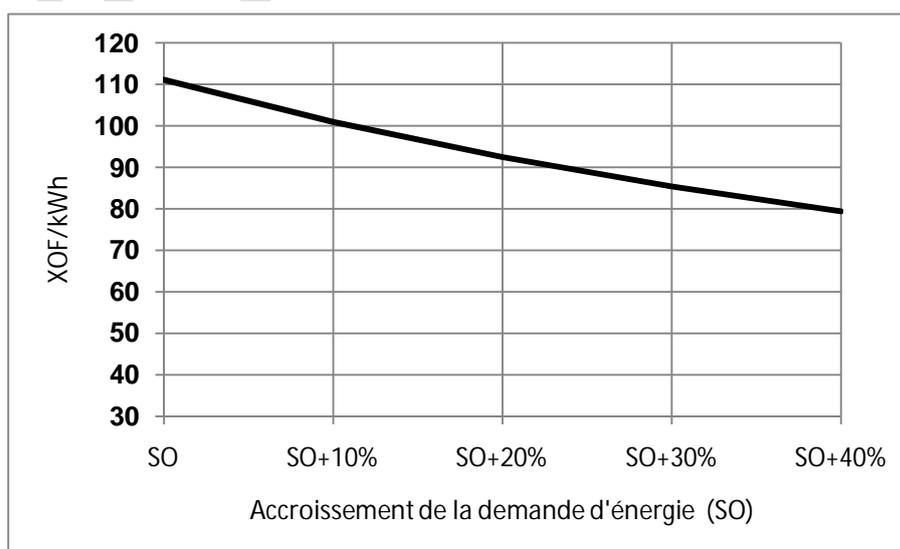


Fig. 4.1 : Evolution du prix de l'énergie en fonction l'accroissement de la demande d'énergie - Variante 'TAG'.

Le DSCR, dans cette variante, est estimé 2,1 sur la durée totale des emprunts, qui indique que le service de la dette reste entièrement couvert (Tab. 4.3 ci-dessous).

en Millions XOF

Année	Intérêts	Principal	Service de la dette	Flux de trésorerie disponible
2018	186	276	463	3 394
2019	801	1 210	2 010	14 080
2020	2 011	3 106	5 117	14 434
2021	3 783	6 001	9 784	20 875
2022	5 364	8 862	14 225	23 210
2023	6 897	11 901	18 798	26 731
2024	8 105	14 724	22 829	32 075
2025	9 220	17 652	26 872	35 458
2026	10 192	20 625	30 816	37 424
2027	10 509	22 885	33 393	39 420
2028	9 708	23 686	33 393	41 450
2029	8 879	24 515	33 393	43 519
2030	8 021	25 373	33 393	45 632
2031	7 133	26 261	33 393	47 791
2032	6 214	27 180	33 393	50 001
2033	5 262	27 669	32 931	52 264
2034	4 294	27 089	31 383	55 599
2035	3 346	24 931	28 277	57 959
2036	2 473	21 136	23 610	60 358
2037	1 733	17 435	19 168	62 798
2038	1 123	13 472	14 596	65 283
2039	652	9 913	10 564	70 080
2040	305	6 217	6 521	72 670
2041	87	2 490	2 577	75 314
	116 296	384 606	500 901	1 047 818
	DSCR		2,1	

Tab. 4.3 : Flux de trésorerie disponible vs Service de la dette Variante 'TAG'.

En ce qui concerne les coûts et avantages, il faut noter que les émissions de CO2 évitées se quantifieraient à plus de 2 millions de tonnes d'ici 2033 soit une moyenne annuelle de 153 mille tonnes. Au coût de 20 Euro par téqCO2, cela viendrait bonifier la rentabilité économique de ce projet.

4.2.2 Impact de la variante TAG sur les importations de Gazole & Diésel

Avec une consommation spécifique de fioul oil de 235 g/kWh et une densité de 963.4 kg/m³, les consommations annuelles de la variante « fuel » seraient estimées dans le tableau Tab. 4.4 ci-après.

Le choix de la variante « TAG » permettrait donc de réduire relativement la facture pétrolière par la baisse des importations de diésel & gasoil. Pour rappel elles étaient de 41 220 tonnes en 2011 dont 8 862 tonnes pour les centrales électriques publiques.

Années	Production thermique (centrales électriques)	Consommation de fioul	
	GWH	Tonne	m ³
2 019	132	31 094	32 274 786
2 020	131	30 778	31 947 598
2 021	88	20 564	21 345 737
2 022	102	24 008	24 920 245
2 023	143	33 617	34 894 451
2 024	98	22 964	23 836 206
2 025	119	27 953	29 014 888
2 026	127	29 789	30 920 953
2 027	134	31 513	32 710 585
2 028	141	33 141	34 399 767
2 029	148	34 684	36 001 251
2 030	154	36 152	37 525 393
2 031	160	37 554	38 980 730
2 032	166	38 897	40 374 389
2 033	171	40 186	41 712 391

Tab. 4.4 : Economies des importations de diésel & gasoil réalisées par le choix de la variante 'TAG'

4.2.3 Financement public-privé

Le tableau Tab. 4.5 présente le récapitulatif des différents prix en fonction des partenaires, des sources de production et des variantes.

	Public	Centrale thermique - Privé		Centrale hydroélectrique - Privé	
	Transport & Distribution - Public	TAG		Saltinho	Cusselinta
		Tranche 1 2019	Tranche 2 2023	2023	2023
Base (XOF/kWh)	55	88	95,7	119,3	100,4

Tab. 4.5 : Récapitulatif des prix de l'énergie dans le cadre du partenariat public-privé.

Il ressort que, dans le cadre du partenariat public-privé et pour le scénario de référence (PPSO), le prix de l'énergie à pratiquer pour rendre l'ensemble des projets financièrement viable serait de 150,7 XOF/kWh. Il reste entendu que l'Etat de Guinée Bissau devrait à apporter le combustible nécessaire à la production de l'énergie. Ces prix doivent donc être ajustés.

Ces prix peuvent diminuer ou augmenter selon le taux d'utilisation des ouvrages de production. Ils peuvent également augmenter selon les pertes commerciales, selon la non maîtrise des coûts des investissements.

Ainsi pour un taux d'utilisation de 40% pour les centrales thermiques, le prix du transport et de la distribution serait d'environ 30,8 XOF/kWh et le prix final de l'énergie passerait à 111 XOF/kWh quelle soit la variante. Il reste entendu que ces prix peuvent diminuer ou augmenter selon les indicateurs évoqués plus haut. Ils augmentent avec le taux d'actualisation.

4.3 Analyse financière des projets des localités des îles Bijagos

4.3.1 Schéma de financement public

A. Cas de Bolama

Ce projet concerne l'alimentation électrique de la localité de Bolama dans les îles Bijagos par des centrales à combustion alimentées au diesel. Le coût global de ce projet est estimé à 548 millions XOF et se décompose comme suit : (i) 369 millions XOF pour la réalisation des réseaux de distribution d'énergie électrique et (ii) 179 millions XOF pour les ouvrages de production.

Le schéma de financement est de type public. Le taux d'intérêt des emprunts est fixé à 3,5%. L'objectif visé est de déterminer une plage de tarif de vente de l'électricité qui permette de couvrir le service de la dette et les charges d'exploitation.

Simulations et résultats

Les résultats des calculs donnent les résultats suivants dans le tableau Tab. 4.6 ci-dessous.

Il est constaté que le tarif de vente de l'électricité à Bolama devrait être au moins de 193,2 XOF/kWh pour pouvoir couvrir et le service de la dette et les charges d'exploitation dans le scénario de base, où la durée d'utilisation de la centrale serait d'environ 1800 heures par an.

Taux d'utilisation	TUP heures	Accroissement	Prix de l'énergie XOF/kWh	VANF Millions XOF	DRI ans
SO (21%)	1 800	Base SO	193,2	456	20
30%	2 628	46%	153	466	20
40%	3 504	95%	132	477	20,4
50%	4 380	143%	119	487	20,7
60%	5 256	192%	110	497	21
70%	6 132	241%	104	508	21

Tab. 4.6 : Sensibilité à la durée d'utilisation de la centrale au fuel de Bolama – Part publique.

La figure Fig. 4.2 illustre bien que le tarif de vente de l'énergie produite par la centrale à combustion fuel devrait se situer entre 193 XOF/kWh et 104 XOF/kWh à Bolama pour que le projet d'alimentation électrique de cette localité soit financièrement viable.

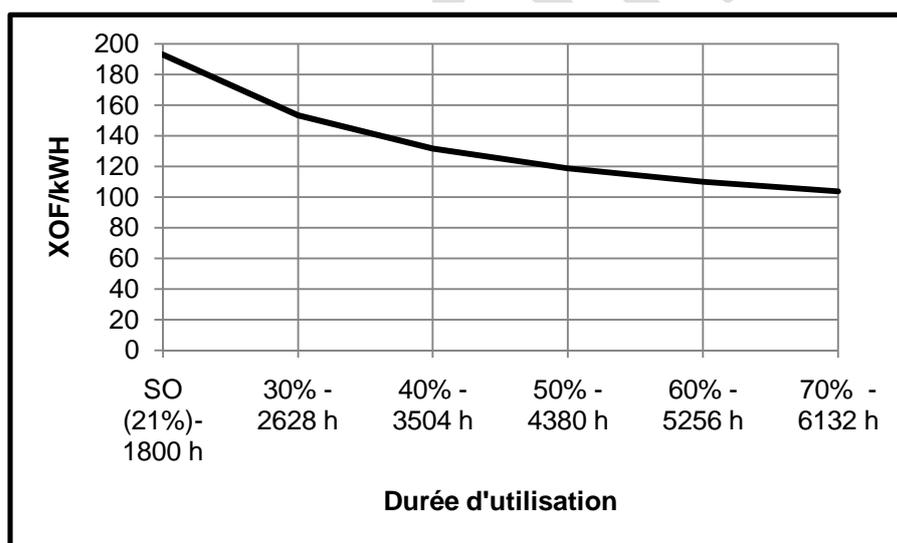


Fig. 4.2 : Evolution du prix de l'énergie en fonction de la durée d'utilisation de la centrale au fuel de Bolama.

- **Analyse de sensibilité**

Les analyses de sensibilité sont présentées dans le tableau Tab. 4.7 ci-après. Une attention toute particulière devrait être portée aux charges d'exploitation. Pour rappel, elles sont estimées à 92,40 XOF/kWh dans cette analyse.

Indicateurs	Variation	Prix de l'énergie XOF/kWh	TRIF	VANF Millions XOF	Incidence
Scénario de base (SO)	0%	193,2	4,00%	439	
Pertes commerciales	+10%	207,2	4,00%	439	7,3%
Investissements	-10%	181,9	4,00%	399	-5,8%
Demande	+10%	181,7	4,00%	439	-6,0%
Charges d'exploitation	-10%	186,5	4,00%	439	-3,4%

Tab. 4.7 : Sensibilité aux indicateurs de rentabilité financière à Bolama à partir de groupes diesel.

- **Taux de couverture de la dette**

Les amortissements d'emprunts (Tab.4.8) et les flux de trésorerie disponibles permettent de dire que le DSCR est de 1,4 sur la durée totale des remboursements.

en Millions XOF

Année	Intérêts	Principal	Service de la dette	Flux de trésorerie disponible
2019	3	4	7	21
2020	8	12	19	24
2021	14	22	36	28
2022	18	30	48	32
2023	17	31	48	36
2024	16	32	48	41
2025	15	33	48	47
2026	13	34	48	50
2027	12	35	48	54
2028	11	37	48	58
2029	10	38	48	61
2030	8	39	48	65
2031	7	40	48	69
2032	6	42	48	73
2033	4	43	48	77
2034	3	38	40	80
2035	1	27	29	84
2036	0,4	11,5	12	88
	166	548	714	989
		DSCR	1,4	

Tab. 4.8 : Flux de trésorerie vs Service de la dette – Variante 'Diesel' de Bolama (Financement public).

B. Cas de Bubaque

Dans la localité de Bubaque, les réseaux de distribution seraient réalisés avec un montant estimé à 241 millions XOF et les ouvrages de production d'électricité coûteraient 141 millions XOF, soit un coût d'investissement total de 382 millions XOF pour l'alimentation électrique de cette localité.

Simulations et résultats

Les hypothèses retenues pour les simulations restent les mêmes que celles de Bolama ci-dessus. Ainsi, nous obtenons les résultats qui suivent (Tab. 4.9). Le prix de l'énergie serait de 299,4 XOF/kWh pour un projet financièrement viable à Bubaque.

Taux d'utilisation	TUP heures	Accroissement	Prix de l'énergie XOF/kWh	VANF Millions XOF	DRI ans
SO (19,8%)	1 738	Base SO	299,4	305	19,6
30%	2 628	51%	221	309	19,7
40%	3 504	102%	187	313	19,9
50%	4 380	152%	159	317	20,1
60%	5 256	203%	143	320	20,2
70%	6 132	253%	133	324	20,4

Tab. 4.9 : Sensibilité à la durée d'utilisation de la centrale au fuel de Bubaque – Part publique.

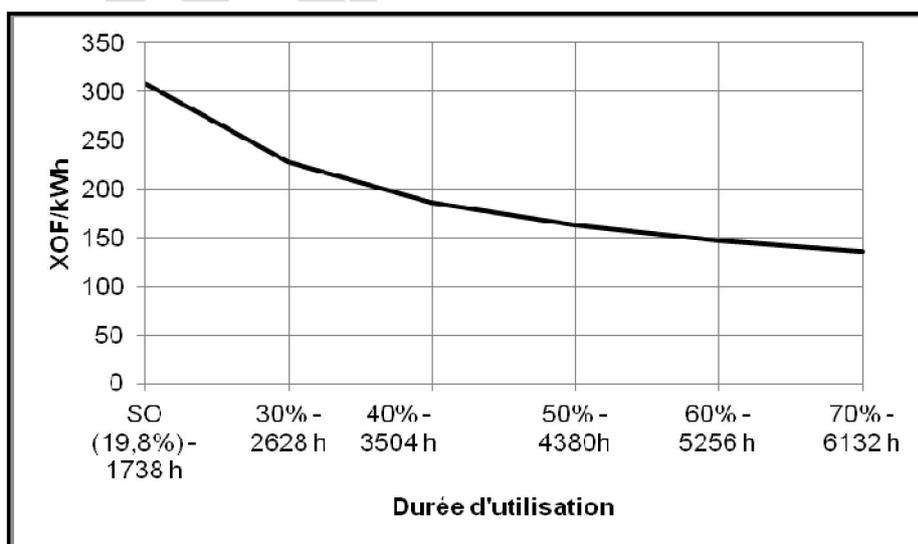


Fig. 4.3 : Evolution du prix de l'énergie en fonction de la durée d'utilisation de la centrale diesel de Bubaque.

Le prix pourrait être réduit avec un taux d'utilisation de 40%, il serait à 187 XOF/kWh (Fig. 4.3), voire moins. Avec un taux d'utilisation de 70%, il passerait à 133 XOF/kWh.

- **Analyse des sensibilités**

Le prix de l'énergie peut baisser ou augmenter (Tab. 4.10). Pour un investissement équivalant à -10% de la valeur nominale, il tombe à 278,3 XOF/kWh. Pour une augmentation de 10% de la demande, il tombe également à 286,7 XOF/kWh. En baissant de 10% les charges d'exploitation, on obtient un prix de 292,7 XOF/kWh. Par contre, pour une perte commerciale de 10%, il s'élève à 325,3 XOF/kWh.

Indicateurs	Variation	Prix de l'énergie XOF/kWh	TRIF	VAN Millions XOF	Incidence
Scénario de base (SO)	0%	299,4	4,00%	305	
Pertes commerciales	10%	325,3	4,00%	305	9%
Investissements	-10%	278,3	4,00%	277	-7%
Demande	10%	286,7	4,00%	305	-4%
Charges d'exploitation	-10%	292,7	4,00%	305	-2,2%

Tab. 4.10 : Sensibilité aux indicateurs de rentabilité financière pour Bubaque à partir de groupes diesel.

- **Taux de couverture de la dette**

Le taux de couverture sur la durée cumulée de remboursement des emprunts est de 1,4. (Tab. 4.11)

C. Cas de Bolama et de Bubaque

Par souci d'une péréquation tarifaire dans les îles Bijagos et pour bénéficier des économies d'échelle, l'option diesel pris globalement pour les deux localités donnerait les résultats suivants (Tab. 4.12).

Indicateurs	Variation	Prix de l'énergie XOF/kWh	TRIF	VANF Millions XOF	Incidence
Scénario de base (SO)	0%	270,9	4,00%	639	
Pertes commerciales	10%	293,4	4,00%	636	8,3%
Investissements	-10%	252,5	4,00%	575	-6,8%
Demande	10%	286,5	4,00%	641	5,8%
Charges d'exploitation	-10%	264,1	4,00%	636	-2,5%

Tab. 4.12 : Sensibilité aux indicateurs de rentabilité pour Bolama et de Bubaque à partir de groupes diesel.

Dans ce cas alors, le prix de l'énergie serait de 270,9 XOF/kWh, qui rendrait l'électrification des localités financièrement viable.

en Millions XOF

Année	Intérêts	Principal	Service de la dette	Flux de trésorerie disponible
2019	2	3	5	17
2020	5	8	13	19
2021	10	15	25	21
2022	12	21	33	24
2023	12	21	33	27
2024	11	22	33	30
2025	10	23	33	34
2026	9	24	33	36
2027	9	25	33	39
2028	8	25	33	41
2029	7	26	33	43
2030	6	27	33	46
2031	5	28	33	48
2032	4	29	33	51
2033	3	30	33	52
2034	2	26	28	54
2035	1	19	20	57
2036	0,3	8	8	59
	115	382	497	698
		DSCR		1,4

Tab. 4.11 : Flux de trésorerie vs Service de la dette – Variante 'Diesel' de Bubaque (financement public).

- **Taux de couverture de la dette**

Le taux de couverture sur la durée cumulée de remboursement des emprunts est de 1,9. (Tab. 4.13).

en Millions XOF

Année	Intérêts	Principal	Service de la dette	Flux de trésorerie disponible
2019	5	7	12	52
2020	13	20	32	59
2021	23	37	61	67
2022	30	50	81	76
2023	29	52	81	86
2024	27	54	81	97
2025	25	56	81	109
2026	23	58	81	117
2027	21	60	81	124
2028	19	62	81	132
2029	17	64	81	139
2030	14	66	81	147
2031	12	69	81	155
2032	10	71	81	163
2033	7	74	81	171
2034	5	64	69	176
2035	2	46	48	184
2026	1	19	20	192
	281	930	1 211	2 246
	DSCR 1,9			

Tab. 4.13 : Flux de trésorerie vs Service de la dette – Variante 'Diesel' de Bolama+Bubaque (financement public).

4.3.2 Schéma de financement public-privé

Il s'agit ici des deux réseaux pris ensemble pour la partie publique. Les coûts d'investissement totaux se chiffrent à 610 millions XOF, dont 369 millions XOF pour les réseaux de Bolama et 241 millions XOF pour Bubaque.

Les coûts d'investissement totaux s'élèvent à 179 millions XOF pour la centrale diesel de Bolama et de 141 millions XOF pour Bubaque.

Les prix sont récapitulés dans le tableau Tab. 4.14 ci-dessous. Ils s'entendent minimum.

	Variante 'Diesel'		
	Distribution	Bolama	Bubaque
Base	127,8	194	374

Tab. 4.14 : Récapitulatif des prix de l'énergie (XOF/kWh) pour un partenariat public-privé.

Le prix final de l'énergie serait de 321,8 XOF/kWh pour Bolama et de 501,8 XOF/kWh pour Bubaque dans la Variante 'Diesel'. Ainsi pour une demande augmentée de +40%, on devrait avoir ce qui suit : 238,15 XOF/kWh pour Bolama, 287,15 XOF/kWh pour Bubaque.

PROVISOIRE