

Langue : Français
Original : Anglais



FONDS AFRICAIN DE DÉVELOPPEMENT

**PROJET : PROJET D'AMÉLIORATION DU SYSTÈME DE
TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ**

PAYS : RÉPUBLIQUE DÉMOCRATIQUE FÉDÉRALE D'ÉTHIOPIE

RAPPORT D'ÉVALUATION DE PROJET

Date : juillet 2010

Équipe d'évaluation	Chef d'équipe	E. B. NZABANITA	Responsable	ONEC.2	3081
	Membres de l'équipe	D. LEKOETJE	Économiste supérieur des équipements collectifs	ONEC.2	2651
		N. KULEMEKA	Socioéconomiste principal	ONEC.3	2336
		D. GOYAL	Coordonnateur régional de la gestion financière	ETFO	6710
		F. MVULA	Coordonnateur régional en chef des achats	ETFO	6708
		F. KANONDA	Analyste financier supérieur	ONEC.2	2723
		S. ASFAW	Spécialiste de l'énergie	ETFO	6717
		E. ZELEKE	Spécialiste de l'environnement	ONEC.3	3329
	Chef de division sectoriel	E. B. NZABANITA		ONEC.2	3081
	Directeur sectoriel	H. CHEIKHROUHOU		ONEC	2140
Directeur régional	N. MATONDO-FUNDANI		OREB	2064	

Pairs évaluateurs	M. C. KAMBANDA	Spécialiste principal de l'infrastructure	ICA	2649
	M ^{me} E. MUTAMBATSERE	Analyste supérieur	EDREO	2640
	M. E. H. J SCHROTEN	Consultant	OWAS2	2561
	M. P. DZIMIRI	Analyste financier supérieur	OWAS2	3543
	M. B. TOURE	JP économiste	ETFO	6712

Table des matières

Langue : Français	i
RÉSUMÉ DU PROJET	v
1. APERÇU DU PROJET	v
2. ÉVALUATION DES BESOINS	v
3. VALEUR AJOUTÉE DE LA BANQUE	v
4. GESTION DU SAVOIR	vi
5. Cadre logique axé sur les résultats	vii
6. PROJET D'AMELIORATION DU SYSTEME DE TRANSPORT DE L'ELECTRICITE DE L'ÉTHIOPIE – CALENDRIER	x
1. ORIENTATION STRATÉGIQUE ET JUSTIFICATION	1
1.1 Liens du projet avec la stratégie et les objectifs nationaux	1
1.2 Justification de l'intervention de la Banque	2
1.3 Coordination des interventions des bailleurs de fonds	3
2. DESCRIPTION DU PROJET	4
2.1. Composantes du projet	4
2.2. Solutions techniques retenues et solutions de rechange envisagées	4
2.3. Type de projet	5
2.4. Coût du projet et dispositions relatives au financement	5
2.5. Zones et population cibles du projet	7
2.6. Processus participatif pour l'identification, la conception et l'exécution du projet	7
2.7. Expérience du Groupe de la Banque et leçons prises en compte dans la conception du projet	7
2.8. Principaux indicateurs de performance	8
3 FAISABILITÉ DU PROJET	9
3.1. Performance économique et financière	9
3.2. Impacts environnementaux et sociaux	10
4. EXÉCUTION	13
4.1 Dispositions relatives à l'exécution	13
4.2. Dispositions relatives à l'acquisition	13
4.3 Gestion financière	14
4.4 Suivi et évaluation	15
4.5 Gouvernance	16
4.6. Durabilité	17
4.7 Gestion des risques	18
4.8 Accumulation du savoir	19
5 INSTRUMENTS ET AUTORITÉ JURIDIQUES	19
5.1. Instruments juridiques	19
5.2. Conditions de l'intervention de la Banque	19
5.3. Conformité aux politiques de la Banque	20
6 RECOMMANDATION	20
<i>Appendice I : Indicateurs socioéconomiques comparatifs</i>	<i>1</i>
<i>Appendice II : Tableau récapitulatif du portefeuille du FAD dans le pays</i>	<i>1</i>
<i>Appendice III : Principaux projets connexes financés par la Banque et d'autres partenaires au développement en Éthiopie</i>	<i>1</i>
<i>Appendice IV : Système de production et de transport d'électricité de EEPCo et carte du réseau existant et futur</i>	<i>1</i>
<i>Appendice V : Carte de la zone de projet</i>	<i>1</i>

Équivalences monétaires

À juillet 2010

1 UC	=	1,4789 \$ EU
1 UC	=	1,2025 euro
1 UC	=	20,2127 Br (birr éthiopien)
1 \$ EU	=	13,6674 Br
1 euro	=	16,7712 Br
1 euro	=	1,2271 \$ EU
1 Br	=	100 cents (éthiopiens)

Exercice financier de EEPCo**8 juillet-7 juillet****Poids et mesures**

1 tonne	=	2 204 livres
1 mètre (m)	=	3,28 pieds
1 kilomètre (km)	=	0,62 mile
1 hectare (ha)	=	2,471 acres
1 kilovolt (kV)	=	1 000 volts
1 kilowatt (kW)	=	1 000 watts
1 mégawatt (MW)	=	1 000 kW
1 gigawatt (GW)	=	1 000 MW
1 kilowattheure (kWh)	=	1000 wattheures
1 gigawattheure (GWh)	=	1 000 kWh

SIGLES ET ABRÉVIATIONS

AAE	=	Accord d'achat d'énergie
ACDI	=	Agence canadienne pour le développement international
AFD	=	Agence française de développement
AGPM	=	Avis général de passation de marchés
AOI	=	Appel d'offres international
ASC	=	<i>Audit service corporation</i>
BAD	=	Groupe de la Banque africaine de développement
BADEA	=	Banque arabe pour le développement économique en Afrique
BEI	=	Banque européenne d'investissement
BPR	=	Rationalisation des pratiques administratives
Br	=	Birr éthiopien
BT	=	Basse tension
CA	=	Circuit autonome
CCP	=	Unité de coordination de projet
CDV	=	Conseil et dépistage volontaire
CIP	=	Centre d'information du public
CMLT	=	Coût marginal à long terme
CSE	=	Cellule de suivi environnemental
CT	=	Centrale thermique
Dev.	=	Devises

DFID	=	Département pour le développement international
DG	=	Directeur général
DSP	=	Document de stratégie pays
E&E	=	Exploitation et entretien
EEA	=	<i>Ethiopia Electricity Agency</i> (Agence éthiopienne d'électricité)
EEFT	=	Étude d'évaluation économique, financière et technique
EEP	=	Équipe d'exécution de projet
EEPCo	=	<i>Ethiopian Electric Power Corporation</i> (Société éthiopienne d'électricité)
EF	=	Exercice financier
EFT	=	État des flux de trésorerie
EIES	=	Évaluation des impacts environnementaux et sociaux
EPA	=	<i>Environmental Protection Agency</i> (Agence de protection de l'environnement)
EREDPC	=	Centre éthiopien de développement et de promotion des énergies renouvelables
ETFO	=	Bureau extérieur en Éthiopie
FAD	=	Fonds africain de développement
FEM	=	Fonds pour l'environnement mondial
GAD	=	Groupe d'aide au développement
GFP	=	Gestion des finances publiques
GoE	=	Gouvernement de la République démocratique fédérale d'Éthiopie/État éthiopien
GTZ	=	Coopération technique allemande (<i>Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit</i>)
GWh	=	Gigawattheure
HT	=	Haute tension
IDA	=	Agence internationale de développement
IFRS	=	Normes internationales d'établissement de rapports financiers
IST	=	Infection sexuellement transmise
JICA	=	Agence japonaise de coopération internationale
KfW	=	<i>Kreditanstalt für Wiederaufbau</i>
kWh	=	Kilowatttheure
LCS	=	Méthode de sélection fondée sur le moindre coût
LTHT	=	Ligne de transport haute tension
M. L.	=	Monnaie locale
Mm ³	=	Million de mètres cubes
MoFED	=	Ministère des Finances et du Développement économique
MT	=	Moyenne tension
NDF	=	Fonds de développement nordique
NEPAD	=	Nouveau partenariat pour le développement de l'Afrique
NEPTP	=	Projet de transport de l'électricité du Nord de l'Éthiopie
ONG	=	Organisation non gouvernementale
P&P	=	Pertes et profits
p. a.	=	Par an
PAP	=	Personnes affectées par le projet
PAP	=	Plan d'accroissement de la production
PAR	=	Plan d'action de réinstallation
PASDEP	=	Plan de développement accéléré et durable pour l'éradication de la pauvreté
PCB	=	Biphényles polychlorés

PCT	=	Plan de croissance et de transformation
PEES	=	Procédures d'évaluation environnementale et sociale
PEI	=	Producteur d'électricité indépendant
PGES	=	Plan de gestion environnementale et sociale
PIB	=	Produit intérieur brut
PME	=	Petites et moyennes entreprises
PSP	=	Participation du secteur privé
PV	=	Photovoltaïque
QCBS	=	Sélection fondée sur la qualité et le coût
RAP	=	Rapport d'achèvement de projet
RCSD	=	Ratio de couverture du service de la dette
REPP	=	Rapport d'évaluation de la performance du projet
RI	=	Réseau interconnecté
RTA	=	Rapport trimestriel d'activité
SIDA	=	Agence suédoise de développement international
SIG	=	Système d'information de gestion
SMT	=	Stratégie à moyen terme
TCAC	=	Taux de croissance annuel cumulé
TdR	=	Termes de référence
TGCO	=	Turbine à gaz à circuit ouvert
TRIE	=	Taux de rentabilité interne économique
TRIF	=	Taux de rentabilité interne financière
UC	=	Unité de compte
UEAP	=	Programme d'accès universel à l'électricité
UNDB	=	<i>United Nations Development Business</i>
USAID	=	Agence américaine pour le développement international
VANE	=	Valeur actualisée nette économique
VANF	=	Valeur actualisée nette financière
ZP	=	Zone de projet

**Informations relatives au prêt
Informations relatives au client**

EMPRUNTEUR : L'Emprunteur est la République démocratique fédérale d'Éthiopie.
ORGANE D'EXÉCUTION : *Ethiopian Electric Power Corporation (EEPCo)*

Plan de financement

Sources de financement	Montant (UC)	Instrument
FAD	93,75	Prêt
FAD	58,00	Don
EEPCo/GoE	23,06	Fonds propres
Coût total du projet	174,81	

Principales informations relatives au financement du FAD

Monnaie du prêt	Unité de compte (UC)
Commission d'engagement	0,50 %
Commission	0,75 %
Durée	50 années
Différé d'amortissement	10 années
TRIF, VANF @ 10 % réel (scénario de référence)	11,0 %, soit 31,40 millions de \$ EU
TRIE, VANE @ 12 % réel (scénario de référence)	16 %, soit 305 millions de \$ EU

Calendrier – principaux jalons (prévus)

Approbation de la Note conceptuelle	Juin 2010
Approbation du projet	Décembre 2010
Entrée en vigueur	Mars 2011
Achèvement	Juin 2014
Dernier décaissement	Décembre 2014
Remboursement de la dernière tranche	Juillet 2061

RÉSUMÉ DU PROJET

1. APERÇU DU PROJET

1.1 Le présent projet comprend : a) la construction, sur base de contrat clés en main, de quatre (4) lignes de transport 230 kV et des sous-stations connexes. Ces lignes et sous-stations se présentent sous les formes suivantes : i) une ligne de transport 230 kV de 352 km entre Koka et Hurso ; ii) une ligne de transport 230kv de 315 km couvrant les tronçons Alaba-Hossana-Wolkite, Gilgel-Gibe I et Jimma-Agaro-Bedele ; iii) une ligne de transport 230 kv de 141 km reliant Alamata, Muhoni et Mekele ; et iv) une ligne de transport 230 kv de 140 km entre Metu et Gambela ; b) la construction de huit nouvelles sous-stations connexes, l'extension de sept sous-stations et la modernisation de quatre sous-stations principales dans les environs d'Addis-Abeba, à Debre Markos ; c) des services de consultants : i) pour la supervision et la gestion du projet ; ii) l'étude relative au Plan directeur de la distribution d'Addis-Abeba ; et d) l'indemnisation et la réinstallation.

2. ÉVALUATION DES BESOINS

2.1 Le principal défi auquel le Gouvernement éthiopien (GoE) doit faire face consiste à mobiliser les ressources nécessaires pour satisfaire les besoins de production, de transport et de distribution, étant donné que cet objectif nécessite des investissements considérables. Le gouvernement a mobilisé des ressources pour la mise en œuvre de quatre projets hydroélectriques, à savoir : Tekeze (300 MW), mis en service en 2009 ; Gibe II (420 MW), mis en service en août 2009 ; et Beles (460 MW), mis en service en mai 2010 ; ainsi qu'un projet de taille plus modeste, en l'occurrence la centrale hydroélectrique de Fincha Amerti Neshe (100 MW), dont l'exécution a déjà commencé sur financement du Gouvernement chinois. En outre, d'autres projets de production, tels que Gibe III (1870 MW), Genale III (258 MW), Helele Werabesa (422 MW) et Chemoga Yeda (278 MW), sont en cours de construction et devraient s'achever respectivement en 2013, 2014 et 2015. Par conséquent, la mise en œuvre du présent projet est primordiale tant pour le transfert de l'électricité des sources de production vers les centres de charge que pour la facilitation de l'exportation de l'énergie vers le Soudan et Djibouti. Il constitue ainsi un élément essentiel du plan de développement du transport.

3. VALEUR AJOUTÉE DE LA BANQUE

3.1 Afin de soutenir les programmes du gouvernement, la Banque a financé plusieurs projets dans le sous-secteur de l'électricité. Au nombre de ceux-ci figurent les études de faisabilité relatives aux projets d'hydroélectricité suivants : 1) Alleltu ; 2) Beles, Chemoga-Yeda et Halele-Werebesa ; 3) l'Interconnexion électrique Éthiopie-Soudan et plus de 2 300 km de lignes de transport 230, 132 et 66 kV, au titre des projets ci-après : i) Projet de transport de l'électricité Koka-Dire Dawa 230 kV, Projet de transport Gilgel-Gibe I-Ghedo, projets de transport 66 kV, Gefersa Fitch, Debere Markos-Bitchena et Debre Markos Finoteselam ; ii) le Projet de transport d'électricité du Nord de l'Éthiopie et le Premier projet d'électrification rurale. Ces interventions ont contribué aux programmes de mise en valeur des ressources hydroélectriques de l'Éthiopie, d'amélioration du réseau de transport et d'électrification rurale, qui sont essentiels pour l'amélioration de l'accès des populations à l'électricité. À l'heure actuelle, la Banque est en train de financer le Deuxième projet d'électrification rurale, qui couvre 305 agglomérations rurales et dont l'achèvement est prévu en décembre 2013, ainsi que le Projet d'interconnexion électrique Éthiopie-Djibouti, dont l'achèvement est prévu en décembre 2010. Une attention particulière sera accordée aux rapports d'achèvement de projet. Le RAP concernant le Projet d'interconnexion électrique Éthiopie-Djibouti sera établi en mars 2011, tandis que celui relatif au Premier projet d'électrification rurale a déjà été soumis en mars 2010.

3.2 La Banque a fait de l'aide au développement de l'infrastructure, en particulier dans le sous-secteur de l'électricité, un pilier de sa stratégie dans le pays. Sa participation est essentielle pour les raisons suivantes : i) le soutien financier à EEPCo contribuera à renforcer la mise en œuvre du programme d'électrification rurale en assurant aux consommateurs une alimentation en électricité suffisante ; ii) l'alimentation en électricité contribuera à améliorer les conditions de vie des populations ; iii) l'exécution du projet facilitera le dialogue entre la Banque et le Gouvernement éthiopien sur les questions stratégiques liées à la politique énergétique et les problèmes de régulation.

4. GESTION DU SAVOIR

4.1 Le marché qui sera passé entre les entrepreneurs et le consultant chargé de la construction et de la supervision du Projet d'amélioration du système de transport d'électricité est similaire au marché précédent adjugé pour le même type de services de construction à *Ethiopian Electric Power Corporation*. La gestion de lignes électriques haute tension accroît les connaissances de EEPCo en matière de gestion et d'exploitation de lignes de transport 230 kV et 400 kV et de marchés de sous-stations. L'inclusion de la fibre optique pour les communications devrait accroître les connaissances de son personnel pour des interventions efficaces dans le secteur des télécommunications.

5. Cadre logique axé sur les résultats

HIÉRARCHIE DES OBJECTIFS	RÉSULTATS ESCOMPTÉS	CIBLES	INDICATEURS PERFORMANCE	DE	BUTS ET DÉLAIS INDICATIFS	HYPHOTHÈSES / RISQUES	
<u>But</u>	<u>Impact</u>	<u>Bénéficiaires</u>	<u>Indicateurs d'impact</u>		<u>D'ici à 2020</u>	<u>Énoncé de l'hypothèse</u>	
1.1 Promouvoir le développement socioéconomique de l'Éthiopie en améliorant la disponibilité et la fiabilité de l'alimentation électrique	1.1 Amélioration de la disponibilité d'une électricité fiable et durable pour le développement économique et social 1.2 Amélioration de la qualité de la vie 1.3 Renforcement de l'intégration régionale	1.1 Les populations rurales et urbaines 1.2 Les acteurs économiques (secteurs de l'industrie, du tourisme, de l'agriculture, du commerce, etc.) 1.3 Les secteurs sociaux (éducation, santé, etc.) 1.4 Les femmes	1.1 Nombre de nouveaux branchements d'abonnés durables 1.2 Augmentation du taux d'accès à l'électricité 1.3 Taux de croissance économique soutenu 1.4 Amélioration du bien-être des populations éthiopiennes 1.5 Allègement du fardeau des femmes <i>Source et méthode :</i> Rapports annuels de EEPCo, statistiques gouvernementales, données de l'Agence centrale de la statistique et Rapport sur le développement humain du PNUD		1.1 Augmentation du nombre de branchements des abonnés, passant de 2,1 millions en 2010 à 6 millions en 2020 1.2 Augmentation du taux d'accès à l'électricité, qui passerait de 45 % en 2010 à 100 % en 2020 1.3 Croissance soutenue du PIB réel en Éthiopie, au rythme d'au moins 11 % à moyen terme 1.4 Augmentation des ventes d'électricité qui atteindraient plus de 2100 GWh/p.a. 1.5 Allègement du fardeau des femmes	1.1 Engagement du gouvernement à assurer l'exécution complète et en temps opportun du Plan de croissance et de transformation (PCT) et du Programme d'accès universel à l'électricité (UEAP) 1.2 Des cadres macroéconomique et politique stables	
<u>But du projet</u>	<u>Réalisations à moyen terme</u>	<u>Bénéficiaires</u>	<u>Indicateurs de réalisation</u>		<u>Progrès escomptés à moyen terme D'ici à décembre 2015</u>	<u>Énoncé de l'hypothèse</u>	
Améliorer l'alimentation en électricité en termes de quantité et de qualité grâce à l'accroissement de la capacité de transport, à la réduction des pertes du	2.1 Augmentation de la disponibilité d'une électricité fiable et abordable pour les consommateurs ruraux, urbains,	2.1 Les consommateurs industriels, commerciaux, agricoles et domestiques à	2.1 Augmentation de l'alimentation de l'électricité dans la région 2.2 Réduction des pertes techniques		2.1 Augmentation des lignes de transport d'électricité	2010 2015	D'autres projets de production d'électricité en cours sont exécutés avec succès. L'infrastructure de

système et à la création de voies de rechange pour la fourniture d'électricité	industriels et régionaux	l'échelle nationale 2.2 EEPCo	2.3 Nombre durable de branchements des nouveaux abonnés 2.4 Augmentation du taux d'accès à l'électricité Source et méthode : Rapports de EEPCo	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="1344 186 1556 313">1. Ligne 230 kV Alamata-Muehuoni-Mekele</td> <td data-bbox="1556 186 1654 313">120 MW</td> <td data-bbox="1654 186 1749 313">240 MW</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1344 313 1556 375">2. Ligne 230 kV Koka-Hurso</td> <td data-bbox="1556 313 1654 375">120 MW</td> <td data-bbox="1654 313 1749 375">300 MW</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1344 375 1556 436">3. Ligne 230 kV Metu-Gambela</td> <td data-bbox="1556 375 1654 436">15 MW</td> <td data-bbox="1654 375 1749 436">150 MW</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1344 436 1556 592">4. Ligne 230 kV Alaba-Hossaina-Wolkite-Gilgel-GibeI-Jimma-Agaro-Bedele</td> <td data-bbox="1556 436 1654 592">40 MW</td> <td data-bbox="1654 436 1749 592">170 MW</td> </tr> </table> <p data-bbox="1344 592 1749 654">5. Réduction des pertes totales, passant à moins de 12 %</p> <p data-bbox="1344 654 1749 776">6. Augmentation du nombre de branchements d'abonnés, passant de 2,1 millions en 2010 à 3,6 millions en 2015</p> <p data-bbox="1344 776 1749 867">7. Amélioration de l'accès à l'électricité, passant de 32 % en 2010 à 50 % en 2015</p>	1. Ligne 230 kV Alamata-Muehuoni-Mekele	120 MW	240 MW	2. Ligne 230 kV Koka-Hurso	120 MW	300 MW	3. Ligne 230 kV Metu-Gambela	15 MW	150 MW	4. Ligne 230 kV Alaba-Hossaina-Wolkite-Gilgel-GibeI-Jimma-Agaro-Bedele	40 MW	170 MW	distribution de l'électricité est développée et entretenue pour desservir une nouvelle clientèle.
1. Ligne 230 kV Alamata-Muehuoni-Mekele	120 MW	240 MW															
2. Ligne 230 kV Koka-Hurso	120 MW	300 MW															
3. Ligne 230 kV Metu-Gambela	15 MW	150 MW															
4. Ligne 230 kV Alaba-Hossaina-Wolkite-Gilgel-GibeI-Jimma-Agaro-Bedele	40 MW	170 MW															
<p>Moyens et activités</p> <p>A. Construction des lignes de transport</p> <p>B. Construction des sous-stations</p> <p>C. Services de consultants pour la supervision, l'audit et l'exécution de l'étude relative au Plan directeur de la distribution pour Addis-Abeba</p> <p>D. Réinstallation et indemnisation. Intrants/ressources</p>	<p>Produits</p> <p>3.1 Quatre lignes de transport 230 kV sont construites.</p> <p>3.2 Huit nouvelles sous-stations sont construites.</p> <p>3.3 La capacité de sept sous-stations existantes est accrue.</p> <p>3.4 Le Plan directeur d'Addis-Abeba est élaboré.</p>	<p>Bénéficiaires</p> <p>3.1 Les entrepreneurs</p> <p>3.2 Les fournisseurs</p> <p>3.3 Les cabinets de consultants</p> <p>3.4 Les populations locales</p> <p>3.5 EEPCo</p>	<p>Indicateurs de produit</p> <p>3.1 Longueur totale de lignes de transport 230 kV construites</p> <p>3.2 Nombre de sous-stations construites</p> <p>3.3 Nombre de personnes indemnisées</p> <p>3.4 Nombre de nouveaux emplois créés</p> <p>3.5 Niveau de sensibilisation sur le VIH/Sida et le genre</p> <p>3.6 Niveau de respect des recommandations du PGES et des normes d'audit</p> <p>Source et méthode : Rapports des consultants et de EEPCo</p>	<p>Progrès prévus à court terme D'ici au 31 décembre 2014 :</p> <p>3.1 Construction de 948 km de lignes de transport 230 kV</p> <p>3.2 Construction de 15 sous-stations (7 extensions et 8 nouvelles sous-stations)</p> <p>3.3 Renforcement de 3 sous-stations 400 kV dans les environs d'Addis-Abeba</p> <p>3.4 Exécution de l'étude relative au Plan directeur pour la distribution d'Addis-Abeba</p> <p>3.5 Indemnisation des PAP</p>	<p>Énoncé de l'hypothèse <i>Facteurs de risque et conditions sine qua non de la réussite</i> Stratégie(s) d'atténuation Risque 3.1 Disponibilité du financement de contrepartie du GoE Stratégie d'atténuation 3.2 Des ressources suffisantes sont disponibles et le programme</p>												

<p>(millions d'UC)</p> <p>FAD : 151,75 - Prêt FAD : 93,75 - Don FAD : 58,00 GoE/EEPCo: 23,06 Total : 174,81</p>	<p>3.5 Il est possible de transférer 300 MW vers la partie orientale du pays, 320 MW vers la partie méridionale et Sud-Ouest du pays et 240 MW de la partie septentrionale du pays vers le réseau national.</p> <p>3.4 Toutes les personnes affectées par le projet sont indemnisées et/ou réinstallées.</p>			<p>conformément au PAR</p> <p>3.6 Occupation d'au moins 80 % des emplois temporaires par les populations locales, dont 30 % par des femmes pendant la phase d'exécution et 10 % pendant la phase d'exploitation des sous-stations</p> <p>3.7 Exécution de programmes de sensibilisation sur le VIH/Sida et le genre le long de l'itinéraire des 4 lignes à l'intention des travailleurs et des communautés</p> <p>3.8 Production de rapports de projet trimestriels et de rapports d'audit annuels</p>	<p>d'indemnisation et de réinstallation est achevé en temps opportun.</p>
---	--	--	--	--	---

6. PROJET D'AMELIORATION DU SYSTEME DE TRANSPORT DE L'ELECTRICITE DE L'ÉTHIOPIE – CALENDRIER

No	Description	Année	2010				2011				2012				2013				2014			
		Trimestre	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Approbation de la Note conceptuelle																					
2	Approbation du projet																					
3	Entrée en vigueur																					
	Choix des consultants																					
4	Préparation des offres																					
5	Période de l'appel d'offres																					
5	Évaluation, adjudication du marché et mobilisation																					
6	Construction																					
7	Mise en service																					
8	Dernier décaissement																					

**RAPPORT ET RECOMMANDATION DE LA DIRECTION DU GROUPE DE LA BAD A L'INTENTION DU CONSEIL
D'ADMINISTRATION CONCERNANT UNE PROPOSITION DE PRET EN FAVEUR DE L'ÉTHIOPIE POUR LE
FINANCEMENT DU PROJET D'AMELIORATION DU SYSTEME DE TRANSPORT DE L'ELECTRICITE**

La Direction soumet les présents rapport et recommandation concernant un prêt FAD d'un montant de 93,75 millions d'UC et un don de 58 millions d'UC visant à financer le Projet d'amélioration du système de transport de l'électricité.

1. ORIENTATION STRATÉGIQUE ET JUSTIFICATION

1.1 Liens du projet avec la stratégie et les objectifs nationaux

1.1.1 Le Document de stratégie pays (DSP) de la Banque pour l'Éthiopie couvrant la période 2006-10 s'articule autour des trois piliers stratégiques suivants : a) le développement de l'infrastructure (énergie, routes, eau et assainissement) ; b) la transformation des produits agricoles ; et c) la bonne gouvernance. La Stratégie à moyen terme de la Banque met l'accent également sur le développement de l'infrastructure en tant que principal moteur de la croissance économique. Par conséquent, le projet d'infrastructure visant à améliorer le système de transport d'électricité s'inscrit dans le droit fil du DSP de la Banque et de la stratégie à moyen terme, dans la mesure où il sous-tend le moteur de la croissance économique que constitue le développement de l'infrastructure dans le secteur de l'énergie en Éthiopie.

1.1.2 La stratégie d'aide de la Banque s'inscrit dans le cadre de l'appui coordonné de la communauté des bailleurs de fonds internationaux à la mise en œuvre de la deuxième stratégie de réduction de la pauvreté du GoE connue sous le nom de Plan de développement accéléré et durable pour l'éradication de la pauvreté (PASDEP), qui couvre la période 2005/06-2009/10 et est suivie d'un ambitieux Plan de croissance et de transformation (PCT) couvrant la période 2011-15, qui est en cours d'examen et met l'accent sur le développement de l'infrastructure, notamment l'infrastructure énergétique en tant que l'un des principaux moteurs de la croissance économique. L'un des principaux objectifs du PASDEP consiste à accroître la capacité de production du pays en la portant à 2019 MW d'ici à 2010, contre 791 MW en 2005, tandis que le PCT prévoit l'accroissement de la capacité de production, qui passerait de 2 000 MW à 8 000-10 000 MW, d'ici à 2015. La mise en valeur du potentiel d'hydroélectricité du pays (estimé à plus de 45 000 MW, mais dont seuls moins de 5 % sont exploités à ce jour) et l'important programme connexe de réhabilitation et d'amélioration du réseau de transport et de distribution couvrant plus de 13 054 km demeureront un facteur essentiel de la croissance au cours des prochaines années. Au cours de la même période, il est prévu de réduire les pertes d'énergie en les ramenant de leur niveau actuel de 19,5 % à la moyenne internationale qui se situe en deçà de 12 %. Une alimentation constante en énergie en quantité suffisante constitue la pierre angulaire du plan d'industrialisation induit par l'agriculture du gouvernement dans le cadre du PASDEP et du PCT. Cependant, le taux d'accès à l'électricité en Éthiopie est relativement faible, s'établissant seulement 16 % (2005), tandis que le taux moyen en Afrique subsaharienne s'élève à 26 %. Seuls environ 32 pour cent de la population vivent dans des zones électrifiées (c'est-à-dire des zones dans lesquelles les ménages et les entreprises bénéficient d'une certaine forme d'alimentation en électricité). Le faible niveau de l'accès à l'électricité constitue un obstacle majeur au développement économique, ainsi qu'à la fourniture des services sociaux dans les agglomérations rurales et autres zones rurales. L'accès à l'énergie s'est amélioré progressivement pour atteindre 32 % en 2010, suite à la construction de nouvelles centrales électriques et au développement du réseau de transport national, ainsi qu'au programme élargi d'électrification rurale. Le présent projet s'inscrit dans le cadre du DSP en cours, qui a été prorogé jusqu'à fin 2010. Le nouveau DSP qui sera élaboré couvrira la période 2011-15 et sera aligné sur le PCT.

1.1.3 L'alimentation en électricité demeure confrontée à des défis tels que le manque de fiabilité dû aux aléas climatiques, ainsi que la faible capacité et la mauvaise qualité des systèmes de distribution. Ces difficultés constituent un obstacle majeur à la croissance en milieu rural, dans la mesure où elles réduisent les opportunités de diversification de l'économie rurale. Par conséquent, la stratégie

gouvernementale relative au secteur de l'électricité vise à accroître l'alimentation en électricité afin : i) d'améliorer l'accès des populations rurales à l'électricité ; ii) d'améliorer la fiabilité de l'alimentation en électricité pour les entreprises et l'industrie manufacturière en milieu urbain, grâce à la réduction des pertes du système et de la fréquence des délestages ; et iii) de stimuler le développement des activités non agricoles dans les zones périurbaines et les petites villes. Ainsi, le GoE a élaboré un plan à long terme pour le développement du réseau électrique, qui comprend une extension considérable du réseau et la construction de plusieurs nouvelles centrales.

1.1.4 Le projet vise à : i) appuyer les plans d'électrification générale de l'Éthiopie ; ii) assurer la fourniture d'une énergie durable aux régions du Nord, de l'Est et du Sud-Ouest du pays ; iii) permettre le transport d'une énergie fiable du réseau interconnecté vers les centres de demande à travers le pays et dans la région ; iv) faciliter la mise en œuvre du programme d'accès universel à l'électricité ; v) faciliter l'exportation d'énergie vers le Soudan et Djibouti ; et vi) réduire les importantes pertes de transport et améliorer l'efficacité, la stabilité et la fiabilité du réseau. Ainsi, le projet contribuera à développer les activités économiques et permettra à l'Éthiopie de mieux mettre à profit son potentiel hydroélectrique et de générer les devises nécessaires pour une croissance économique soutenue. Par conséquent, le présent projet s'inscrit dans le droit fil du DSP de la Banque et du PASDEP (2005/06-2009/10) du gouvernement, ainsi que du nouveau plan de développement de la production et du transport couvrant la période 2011-15.

1.2 Justification de l'intervention de la Banque

1.2.1 Les raisons qui justifient l'intervention de la Banque sont les suivantes : Le Gouvernement éthiopien (GoE) a sollicité l'intervention de la Banque afin de soutenir les efforts que déploie le pays pour maintenir un taux de croissance du PIB à deux chiffres de 11 % par an au cours de la prochaine décennie. Les possibilités pour l'Éthiopie de réaliser un taux de croissance économique élevé grâce à une alimentation accrue en électricité constituent une solide justification du soutien de la Banque au présent projet. Le GoE attache une haute priorité à la fourniture à des conditions économiques d'une électricité fiable et en quantité suffisante, ainsi qu'à l'extension rapide de la couverture et de l'accès à l'électricité à l'ensemble des citoyens. Son objectif global au titre du PCT consiste à promouvoir une croissance économique permettant d'atteindre les OMD et de satisfaire les besoins énergétiques fondamentaux des populations pauvres, afin d'améliorer la qualité de leur vie. EEPCo est chargée de planifier et d'exécuter l'UEAP – un programme agressif de développement du réseau électrique et d'électrification rurale – qui vise à étendre rapidement l'approvisionnement des villages en électricité, en vue d'atteindre l'objectif gouvernemental de la couverture de la moitié des villages du pays à l'horizon 2010 et de la couverture de l'ensemble des villages d'ici à 2015. Au cours des cinq prochaines années (2011-15), EEPCo envisage d'accélérer considérablement l'extension du réseau afin d'améliorer l'accès des ménages, des entreprises, des installations sociales et administratives, etc. Afin d'assurer la croissance continue du PIB susmentionnée, le GoE prévoit une augmentation de la demande des consommateurs résidentiels, commerciaux et industriels de 11 % par an au cours de la prochaine décennie. EEPCo prévoit de continuer d'étendre son réseau rural afin de raccorder les villages au même rythme à l'effet d'accroître le pourcentage de la population ayant accès à l'électricité, qui passerait de 45 % en 2010 à 75 % d'ici à 2015. Déjà, un certain nombre de centrales électriques sont en train d'être mises en service et/ou des études sont en voie de finalisation afin d'accroître le volume d'énergie disponible. Le programme d'extension du réseau de transport dont fait partie le présent projet permettra d'acheminer l'énergie d'un certain nombre de centrales électriques qui sont en train d'être mises en service vers les abonnés à travers le pays et la région. Par conséquent, le projet est tout à fait en phase avec le Document de stratégie pays (DSP) de la Banque et de la Stratégie à moyen terme (SMT), dans la mesure où il contribue à la croissance économique et au développement rural en assurant la disponibilité de l'électricité nécessaire pour satisfaire la demande croissante à Addis-Abeba et dans d'autres régions du pays, ainsi que pour satisfaire la demande croissante des pays voisins. Il est donc important que la Banque continue d'appuyer la mise en œuvre de la stratégie de croissance axée sur le développement industriel et de participer à l'extension du réseau de transport d'électricité dans le pays, afin de donner un coup de fouet à la croissance

économique et de faire reculer la pauvreté grâce à un meilleur accès à l'électricité et à un développement industriel et commercial robuste dans le pays.

1.2.2 La Banque s'apprête à entreprendre une étude économique sectorielle, une étude phare sur l'énergie, la compétitivité et la croissance en Éthiopie. Le concept a été examiné et adopté d'un commun accord avec le gouvernement. On s'attend à ce que cette étude débouche sur un rapport phare présentant les options de développement du secteur de l'énergie à long terme en vue d'orienter la planification de ce secteur, y compris la mise à jour du Plan directeur du secteur.

1.2.3 Le projet contribuera à améliorer le système de transport d'électricité en Éthiopie et établira une liaison entre les lignes d'interconnexion avec le Kenya, le Soudan et Djibouti. Il renforcera les projets régionaux d'interconnexion en transférant suffisamment d'énergie au réseau national. Par ailleurs, le présent projet s'inscrit dans le droit fil des domaines d'intervention prioritaires au titre du DSP et de la SMT en cours, à savoir le développement de l'infrastructure et la coopération régionale, dans la mesure où il a un caractère régional. Le Nouveau partenariat pour le développement de l'Afrique (NEPAD), qui sous-tend le Programme stratégique d'intégration régionale de la Banque reconnaît que le manque d'infrastructure régionale sur le continent a pour effet d'accroître les coûts de transactions et d'éroder la compétitivité des pays africains sur les marchés locaux, régionaux et mondiaux. Par conséquent, le NEPAD s'attache à promouvoir et renforcer le partage et l'intégration des principales infrastructures en vue d'accélérer le développement du continent. Dans le secteur de l'énergie, l'on est pleinement conscient du fait que les ressources énergétiques primaires disponibles sur le continent sont réparties de manière très inégale, d'où la nécessité de promouvoir le partage des ressources énergétiques par le truchement de l'interconnexion des réseaux électriques des différents pays africains, afin d'assurer la disponibilité d'une énergie durable pour les populations du continent. Les projets en cours concernant le système de transport de l'Éthiopie et les interconnexions régionales connexes, qui bénéficient du financement de la Banque africaine de développement, trouvent là toute leur pertinence et font partie intégrante du programme du NEPAD dans le secteur de l'énergie en Afrique orientale et australe.

1.3 *Coordination des interventions des bailleurs de fonds*

1.3.1 La responsabilité de la coordination du financement des bailleurs de fonds dans le secteur incombe au ministère des Finances et du Développement économique (MoFED). Cette coordination se fait dans le cadre de consultations régulières entre le GoE et les bailleurs de fonds qui interviennent dans le secteur de l'énergie par le truchement du Groupe d'aide au développement (GAD). Le GAD tient lieu également de forum aux bailleurs de fonds pour l'harmonisation de leurs stratégies d'intervention dans tous les autres secteurs et le partage de l'expérience acquise dans leurs domaines d'intervention respectifs dans le pays. Les leçons utiles tirées dans le cadre des activités du Groupe sont ensuite prises en compte dans les interventions futures. En outre, le GAD permet aux partenaires au développement d'aider le GoE à élaborer les politiques, ainsi qu'à assurer le suivi de l'exécution des politiques. Le Bureau extérieur de la Banque en Éthiopie (ETFO) joue un rôle de premier plan au sein du GAD. Bien qu'aucun groupe de travail dédié au secteur de l'énergie n'ait été mis sur pied, il existe un partage actif d'informations et une harmonisation des positions des bailleurs de fonds au sein des groupes de travail techniques concernant les principaux problèmes du secteur à l'effet de promouvoir la viabilité et la croissance à long terme du secteur. Il est prévu de mettre sur pied des groupes de travail techniques dans le secteur de l'énergie, qui seront transformés par la suite en groupe de travail dédié au secteur.

1.3.2 Au nombre des partenaires au développement les plus actifs figurent : la Banque mondiale, la Banque européenne d'investissement, la Banque arabe pour le développement économique en Afrique (BADEA), le Fonds koweïtien, l'Inde, la Chine, l'Italie et le Groupe de la Banque (voir Appendice 3). La Banque mondiale finance les projets suivants : a) le Projet d'amélioration de l'accès à l'énergie, qui vise à aider le pays à mettre en place un programme durable d'amélioration de l'accès à l'électricité et à améliorer la qualité de l'alimentation en électricité ; b) le Projet d'amélioration de l'accès à l'énergie du Fonds mondial pour l'environnement (FEM) ; c) le Deuxième projet

d'électricité, qui vise à améliorer l'efficacité et la viabilité du secteur de l'électricité en Éthiopie ; d) le Programme d'accès universel à l'électricité (UEAP) ; et e) le Premier projet de centrale hydroélectrique de Gilgel-Gibe. La Banque européenne d'investissement a financé le Deuxième projet de centrale hydroélectrique de Gilgel-Gibe. La participation de la BADEA, de l'Inde et du Fonds koweïtien dans le secteur de l'énergie concerne essentiellement l'électrification rurale, tandis que celle de la Chine a trait à la production et au transport de l'électricité et celle de l'Italie à la production.

2. DESCRIPTION DU PROJET

2.1. Composantes du projet

Les composantes du projet sont résumées ci-dessous :

- A. Construction de lignes de transport ;
- B. Construction de nouvelles sous-stations et modernisation et réhabilitation de sous-station existantes ;
- C. Services de consultants ;
- D. Services d'audit ;
- E. Indemnisation et réinstallation.

Tableau 2.1
Composantes du projet

N°	Nom de la composante	Coût estimatif (millions d'UC)	Description de la composante
A.	Construction de lignes de transport	88,15	Cette composante comprend la construction, sur base de contrat clés en main, des quatre lignes de transport 230 kV suivantes : i) Metu-Gambela (140 km) ; ii) Koka-Hurso (352 km) ; iii) Alamata-Muehuoni-Mekele (141 km) ; iv) Wolkite-Hossana-Alaba, Gilgel-Gibe I-Jimma-Agaro-Bedele (315 km).
B.	Construction de nouvelles sous-stations et modernisation et réhabilitation de sous-stations existantes	71,58	Cette composante comprend l'extension de sept sous-stations à Metu, Bedele, Koka, Alamata, Mekele, Welkite et Gilgel-Gibe et la construction de huit nouvelles sous-stations à Gambela, Hurso, Awash, Muehuoni, Alaba, Hosahina, Jimma et Agaró. Trois sous-stations 400 kV seront renforcées dans les environs d'Addis-Abeba, à Sululta, Sabatta II et Legetafo, ainsi qu'une sous-station 400 kV à Debre Markos, au Nord-Ouest d'Addis-Abeba.
C.	Services de consultants et d'audit pour : i) la supervision et la gestion du projet ; ii) l'étude relative au Plan directeur du système de distribution d'Addis-Abeba ; iii) l'audit du projet.	8,19	Cette composante comprend l'acquisition de services de consultants pour la supervision des marchés de construction et la préparation du Plan directeur de la distribution pour Addis-Abeba, ainsi que les services d'audit.
E	Indemnisation et réinstallation	6,90	Le Projet est classé à la Catégorie I au titre du Programme environnemental et social de la BAD. Cette composante comprend la mise en œuvre des mesures d'atténuation et l'indemnisation des personnes affectées par le projet.

2.2. Solutions techniques retenues et solutions de rechange envisagées

Aux fins de l'étude de faisabilité, l'on a retenu l'extension du réseau de lignes de transport 230 kV, en raison de la longueur des lignes et de la quantité maximum nécessaire pour le transfert de l'énergie. Le niveau de tension 230 kV a été étudié conformément à la recommandation du Plan directeur de l'extension du réseau électrique de l'Éthiopie.

Solutions de rechange au projet envisagées et causes de leur rejet		
Solution de rechange	Brève description	Causes du rejet
a) Étendre le réseau de lignes 132 kV existant	L'étude de faisabilité a porté sur la possibilité d'étendre le réseau de lignes 132 kV existant pour satisfaire la demande d'électricité	La solution de rechange n'assure pas une tension acceptable sur le plan technique au point de réception. En outre, les pertes sur les réseaux 132 kV sont très élevées et se traduisent par des lignes multiples dont le coût de construction est plus élevé que celui des lignes de transport 230 kV.
b) Construction de nouvelles centrales	Construction de centrales électriques pour satisfaire la demande locale et éviter de construire de longues lignes de transport	Cette option a été écartée, car elle implique des coûts d'investissement initiaux élevés, ce qui se traduirait par des prix de l'électricité plus élevés pour les consommateurs que ceux de l'électricité du réseau.

2.3. Type de projet

2.3.1 Le présent projet est autonome. Toutes les lignes 230 kV seront construites parallèlement aux lignes de transport 132 et 230 kV existantes. Les nouvelles lignes de transport proposées permettront d'accroître considérablement la capacité de transfert de l'électricité des sources de production existantes et futures au réseau national. En outre, le projet offre l'opportunité de renforcer l'interconnexion régionale avec des pays voisins tels que Djibouti et le Soudan. Les lignes de transport s'inscrivent dans le cadre des plans généraux d'électrification de l'Éthiopie. La ligne Koka-Hurso aura la capacité de transférer 250 MW d'électricité vers l'Est du pays et Djibouti. La capacité de transport vers le Nord du Soudan sera accrue également grâce à la ligne Alamata-Mekele. La ligne Metu-Gambela favorisera l'interconnexion future avec le Sud du Soudan. La capacité de toutes ces lignes est en train d'être renforcée afin de satisfaire la demande nationale. À l'heure actuelle, la source d'alimentation en électricité se limite à des centrales de production d'énergie hydroélectrique interconnectées telles que Finchaa, Melkawakena, Koka, Awash II et III, Tis Abay I et II, Beles, Tekeze, Gilgel-Gibe I et II.

2.4. Coût du projet et dispositions relatives au financement

2.4.1 Le coût du projet est estimé à 174,81 millions d'UC (258,53 millions de \$ EU), dont 148,78 millions (220,04 millions de \$ EU), soit 85,11 %, en devises et 26,03 millions (38,50 millions de \$ EU), soit 14,89 %, en monnaie locale. Les Tableaux 2.2, 2.3 et 2.4 ci-dessous présentent un résumé des coûts estimatifs par composante, source de financement et catégorie de dépenses. Quant au Tableau 2.5, il présente le financement de la BAD et celui de EEPCo, qui est estimé à 23,06 millions d'UC (34,10 millions de \$ EU). Le coût estimatif repose sur les taux de change en vigueur en juillet 2010.

Tableau 2.2
Résumé des coûts estimatifs du projet par composante

N°	Catégorie	Dev.	M. L.	Total	Dev.	M. L.	Total
		En millions de \$ EU			En millions d'UC		
A	Lignes de transport	117,33	13,04	130,37	79,34	8,82	88,15
B	Sous-stations	90,72	15,14	105,86	61,34	10,24	71,58
C	Services de consultants et d'audit	11,99	0,12	12,11	8,11	0,08	8,19
D	Indemnisation et réinstallation	0,00	10,20	10,20	0,00	6,90	6,90
	Coût total du projet	220,04	38,50	258,53	148,78	26,03	174,81

Tableau 2.3
Ventilation du coût du projet par composante en millions de \$ EU et en millions d'UC

N°	Composante	Dev.	M. L.	Total	Dev.	M. L.	Total
		En millions de \$ EU			En millions d'UC		
1	Lignes de transport						
1.1	Lot-1						
	Wolkite-Hossaina-Alaba GGI-Jimma-Agaro-Bedele	35,37	3,93	39,29	23,91	2,66	26,57
1.2	Lot-2						
	Koka Hurso	46,70	5,19	51,88	31,58	3,51	35,08

1.3	Lot-3						
	Metu-Gambela	19,76	2,20	21,96	13,36	1,48	14,85
1.4	Lot-4						
	Alamata-Muehuoni-Mekele	15,51	1,72	17,23	10,49	1,17	11,65
	Total pour les lignes de transport	117,33	13,04	130,37	79,34	8,82	88,15
2	Sous-stations						
2.1	Lot-1						
	Alamata-Muehuoni-Mekele et Koka Hurso	29,57	8,37	37,94	19,99	5,66	25,65
2.2	Lot-2						
	Metu-Gambela et Wolkite-Hossaina-Alaba GGI-Jimma-Agaro-Bedele	42,96	4,75	47,71	29,05	3,21	32,26
2.3	Lot-3						
	Modernisation et réhabilitation de sous-stations	18,19	2,02	20,22	12,30	1,37	13,67
	Total pour les sous-stations	90,72	15,14	105,86	61,34	10,24	71,58
	Total pour les travaux	208,05	28,18	236,23	140,68	19,05	159,73
3	Services de consultants						
3.1	Supervision et gestion du projet	8,19	0,00	8,19	5,54	0,00	5,54
3.2	Plan directeur d'Addis-Abeba	3,80	0,00	3,80	2,57	0,00	2,57
4	Audit annuel	0,00	0,12	0,12	0,00	0,08	0,08
	Total pour les services	11,99	0,12	12,11	8,11	0,08	8,19
5	Indemnisation et réinstallation	0,00	10,20	10,20	0,00	6,90	6,90
	Coût total du projet	220,04	38,50	258,53	148,78	26,03	174,81

Tableau 2.4
Sources de financement en millions de \$ EU et d'UC

Source	En millions de \$ EU			En millions d'UC		
	Dev.	M. L.	Total	Dev.	M. L.	Total
FAD	220,04	4,39	224,43	148,78	2,97	151,75
EEPCo	0,00	34,105	34,105	0,00	23,06	23,06
Total	220,04	38,50	258,53	148,78	26,03	174,81

Tableau 2.5
Calendrier de financement des dépenses en millions de \$ EU et d'UC

Source	Année					Année				
	2011	2012	2013	2014	Total	2011	2012	2013	2014	Total
	En millions de \$ EU					En millions d'UC				
FAD	56,11	56,11	78,55	33,66	224,43	37,94	37,94	53,11	22,76	151,75
EEPCo	12,09	8,53	8,37	5,12	34,11	8,18	5,77	5,66	3,46	23,06
Total	68,20	64,63	86,92	38,78	258,53	46,12	43,70	58,77	26,22	174,81

2.4.2 Le Tableau 2.6 ci-dessous présente séparément le prêt et le don. Le don servira à renforcer la capacité de EEPCo en matière de conception et de supervision des travaux de construction. Le marché des services de consultants sera entièrement financé par une partie du don, tandis que le solde du montant du don sera réparti de manière égale entre les volets lignes de transport et sous-stations. Aussi bien le prêt que le don octroyés au Gouvernement éthiopien seront rétrocédés à EEPCO à des conditions et selon des modalités acceptables pour la Banque.

Tableau 2.6
Prêt et don FAD en millions d'UC

N°	Catégorie	Dev.	M. L.	Total	Dev.	M. L.	Total	Dev.	M. L.	Total
		Prêt FAD			Don FAD			Total		
1	Travaux									
1.1	Lignes de transport	54,39	1,48	55,87	24,95	0,00	24,95	79,34	1,48	80,82
1.2	Sous-stations	36,40	1,48	37,88	24,95	0,00	24,95	61,34	1,48	62,83
	Total travaux	90,78	2,97	93,75	49,89	0,00	49,89	140,68	2,97	143,65

2	Services									
2.1	Services de consultants et d'audit	0,00	0,00	0,00	8,11	0,00	8,11	8,11	0,00	8,11
3	Indemnisation et réinstallation	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Coût total du projet	90,78	2,97	93,75	58,00	0,00	58,00	148,78	2,97	151,75

2.5. Zones et population cibles du projet

2.5.1 Le projet est implanté dans les parties nord, sud, sud-ouest et est du pays. Il est relié aux centrales électriques existantes et à une nouvelle centrale mise en service récemment, en l'occurrence Beles, ainsi qu'à Gibe II, Tekeze et le futur champ éolien de Mekele. Parallèlement au projet, il existe des lignes de transport d'énergie électrique qui satisfont la demande des ménages, des grandes et petites industries et qui transportent l'électricité des centres de production, tel qu'illustré par la carte à l'Appendice IV. Les nouvelles lignes de transport permettront de faire face à la demande croissante dans la région. Les zones d'implantation du projet ont été choisies en fonction des besoins de transfert d'une énergie durable et suffisante au réseau national et de satisfaction de la demande croissante dans différentes régions du pays.

2.5.2 Les principaux bénéficiaires du projet seront, par conséquent, les abonnés de EEPCo, notamment les ménages, les industries, les centres de santé, ainsi que les consommateurs commerciaux et agricoles (systèmes d'irrigation). Les consommateurs d'électricité existants raccordés au réseau national tireront parti également de l'alimentation et de la fiabilité accrue du service, suite à l'exécution du projet.

2.6. Processus participatif pour l'identification, la conception et l'exécution du projet

2.6.1 La participation à l'identification faisait partie intégrante du processus de programmation du budget annuel du gouvernement. Conformément à la politique énergétique nationale, qui met l'accent sur la nécessité de mettre en valeur les ressources locales, l'Éthiopie a commencé à mettre pleinement à profit son immense potentiel d'énergie hydroélectrique tant pour la consommation interne que pour l'exportation. L'énergie produite dans les centrales hydroélectriques éloignées doit être transportée jusqu'aux centres de distribution.

2.6.2 Aux étapes de la conception et de la préparation, les points de vue des différentes parties prenantes ont été recueillis au cours de réunions et d'ateliers organisés dans le cadre des études de l'EIES, du PGES et du PAR. Le principal objectif était de veiller à ce que toutes les préoccupations relatives au présent projet soient prises en compte. Ces consultations ont réuni les parties prenantes au sein des ministères pertinents, les communautés, les districts, les ONG nationales et internationales et la société civile. Des campagnes de sensibilisation et des évaluations participatives, notamment des discussions avec les responsables locaux, des réunions publiques dans les villages et des entretiens avec les groupes de réflexion, ont été organisées.

2.6.3 Les résultats des consultations ont été pris en compte dans la conception du projet. Les différents problèmes ont été examinés et un consensus est intervenu, notamment sur les procédures d'acquisition des terres, l'indemnisation en termes d'évaluation et d'exécution en temps opportun pour les bâtiments et les cultures, les risques de propagation du VIH/Sida et la possibilité de relier au réseau les villages situés le long de la ligne. Bien que les villageois soient préoccupés par la perte de leurs biens, en particulier les maisons et les terres agricoles, ils ont également manifesté leur volonté de se réinstaller ailleurs, car ils considèrent que le projet est dans l'intérêt supérieur du pays.

2.7. Expérience du Groupe de la Banque et leçons prises en compte dans la conception du projet

2.7.1 Le FAD est un partenaire de longue date du Gouvernement éthiopien en matière de développement du sous-secteur de l'électricité. Depuis 1979, il a financé sept projets dans le sous-secteur. La Banque soutient également les efforts que déploie l'Éthiopie en vue d'accroître la production d'électricité et d'échanger l'énergie avec les pays voisins. Le soutien de la Banque a porté essentiellement sur le financement de projets de construction de lignes de transport haute tension,

d'électrification rurale et d'interconnexion régionaux. Les grands projets de transport financés par la Banque concernant la ligne de transport 230 kV Koka-Dire Dawa d'une longueur de 317 Km ; la ligne de transport 230 kV Gilgel-Gibe I-Ghedo d'une longueur de 127 km et le Projet de transport de l'électricité du Nord de l'Éthiopie comprenant la construction de lignes de transport 230, 132 et 66 kV d'une longueur totale de plus de 1000 km et des sous-stations connexes. À l'heure actuelle, la Banque est en train de financer une ligne d'interconnexion 230 kV entre l'Éthiopie et Djibouti dont l'achèvement est prévu en décembre 2010. En outre, le Deuxième projet d'électrification rurale est en bonne voie et devrait être achevé en 2013. Le Premier projet d'électrification rurale a été achevé en 2009. Dans le cadre de chacune des opérations susmentionnées, l'EIES a été gérée de manière appropriée.

2.7.2 À cet égard, la Banque a tiré plusieurs leçons importantes qui ont été prises en compte dans la conception du présent projet. Certaines d'entre elles sont présentées ci-après : i) l'exécution des projets dans les secteurs de la santé et de l'éducation a été déléguée aux niveaux régional et de district (woredas), et des faiblesses en matière de capacités techniques ont été mises en évidence dans tous les cas. Étant donné que EEPCo est une entité du Gouvernement fédéral, l'exécution des projets dans le secteur de l'énergie n'est pas déléguée au niveau régional ; ii) par le passé, des difficultés ont été rencontrées en ce qui concerne la gestion des ressources de la Banque avancées au titre du compte de roulement spécial de certains projets. Depuis, la méthode du paiement direct a été adoptée afin d'assurer une utilisation judicieuse des ressources de la Banque ; iii) par le passé, la soumission des plans d'acquisition, des documents d'appel d'offres, des rapports d'évaluation et des contrats accusait du retard. La Banque forme en permanence des experts des achats dans le pays, ce qui est de nature à améliorer la situation. En outre, le Bureau extérieur de la Banque apporte le soutien nécessaire aux EEP afin d'accélérer le processus d'acquisition ; iv) comme c'est le cas pour le présent projet, lorsque les travaux de construction ont lieu dans des zones géographiques dispersées, il est plus économique en termes de coût et de temps de les organiser de manière à éviter aux entrepreneurs de se déplacer à travers le pays pour avoir accès aux différents sites. Depuis le Premier projet d'électrification rurale, les entrepôts sont implantés près des sites de projet. Dans le cadre du présent projet, les acquisitions seront organisées de manière à couvrir tant les lignes de transport que les sous-stations ; v) la non-disponibilité du financement de contrepartie au début de l'exécution, en particulier pour les besoins d'indemnisation, pourrait retarder l'exécution du projet. Des mesures d'atténuation ont été prises dans le cadre du présent projet en veillant à ce que les fonds soient versés dans un compte de garantie bloqué à partir duquel ils seront décaissés pour indemniser les personnes affectées par le projet. De même, il est essentiel que le personnel du Bureau extérieur effectue des visites de site régulières, afin d'éliminer les goulots d'étranglement au début de l'exécution du projet. EFTO dispose d'un éventail de compétences équilibré pour résoudre en temps opportun les problèmes d'exécution de projet. L'exécution de l'UEAP, en tant que mécanisme de coordination entre bailleurs de fonds pour le programme de transport d'électricité et d'électrification rurale, a permis de renforcer les capacités de EEPCo en matière de gestion de projet. Ce facteur a été pris en compte dans la conception du présent projet.

2.8. *Principaux indicateurs de performance*

2.8.1 Au nombre des principales réalisations attendues du projet figurent : i) la construction d'une ligne de transport 230 kV d'une longueur de 948 km et de lignes de transport à circuit simple et double ; ii) l'extension de sept sous-stations à Metu, Bedele, Koka, Alamata, Mekele, Welkite et Gilgel-Gibe I ; iii) la construction de huit nouvelles sous-stations à Gambela, Hurso, Awash, Muehuoni, Alaba, Hosahina, Jimma et Agaro ; iv) l'amélioration de l'alimentation en énergie, de la stabilité et de la fiabilité de l'électricité ; v) l'élaboration du Plan directeur d'Addis-Abeba ; et vi) la mise en œuvre de toutes les mesures liées à l'EIES et au PAR.

2.8.2 Le projet permettra de transférer 300 MW d'électricité vers la partie est du pays, 320 MW vers les parties sud et sud-ouest du pays et 240 MW du Nord du pays vers le réseau national. En outre, il contribuera à l'intégration régionale, grâce au développement du commerce d'électricité dont le volume dépassera 2100 GWh par an, à moyen terme, et permettra au pays d'atteindre un taux d'accès

à l'électricité de 50 %, contre 45 % à l'heure actuelle. Il contribuera également à ramener les pertes techniques à moins de 12 %, à moyen terme.

2.8.3 Pendant la phase de construction, plusieurs emplois directs seront créés, notamment à la faveur de la sous-traitance auprès des entrepreneurs locaux adjudicataires des marchés de lignes de transport et de sous-stations, d'approvisionnement en matériaux locaux, en particulier le ciment et les barres d'armature, et au titre de la main-d'œuvre occasionnelle pour la construction, qui pourrait être recrutée directement dans la zone de projet, ainsi que dans le cadre des marchés de services tels que la sécurité, le défrichement, les excavations et la restauration. Les salaires, émoluments et honoraires des ouvriers du bâtiment et des sous-traitants locaux donneront un coup de fouet à l'économie locale. L'on estime que 15 à 20 % des coûts du projet pourraient être dépensés dans la zone de projet.

2.8.4 Les progrès liés à l'exécution du projet feront l'objet de suivi par une Équipe d'exécution de projet qui veillera au démarrage en temps opportun des travaux, à la régularité des décaissements et à la présentation en temps opportun des rapports trimestriels d'activité et de suivi environnemental, ainsi que des rapports d'audit annuels. EEPCo dispose déjà de données de base sur le nombre d'abonnés et des raccordements, les taux d'accès, le niveau des pertes techniques, le nombre des personnes qui seront indemnisées ou employées par le projet.

3 FAISABILITÉ DU PROJET

3.1. *Performance économique et financière*

3.1.1 L'analyse financière et économique du projet a été exécutée par la Division de la planification de EEPCo et validée par la Banque. L'étude est parvenue à la conclusion selon laquelle le projet est viable sur les plans financier et économique.

3.1.2 La valeur actualisée nette financière (VANF) au titre du scénario de référence est estimée à 31,40 millions de \$ EU et le TRIF à 11 %, ce qui est supérieur au coût moyen pondéré du capital (CMPC) estimatif de la société qui est de 10 %. La valeur actualisée nette économique (VANE) au titre du scénario de référence est estimée à 305 millions de \$ EU et le TRIE à 16 %, ce qui est supérieur au coût d'opportunité du capital qui est de 10 %.

3.1.3 Les principaux impacts positifs pourraient être liés à l'amélioration de l'alimentation en électricité des ménages, de l'industrie manufacturière et des autres secteurs d'activité de l'économie. Par ailleurs, le projet créera d'importantes opportunités directes pour les populations locales, ainsi que des emplois indirects.

Tableau 3.1

Rentabilité financière et économique et indicateurs au titre du scénario de référence

Désignation	Rentabilité au titre du scénario de référence
TRIF, VANF @ 10 % réel	11,0 %, 31,40 millions de \$ EU
TRIE, VANE @ 10 % réel	16 %, 305 millions de \$ EU

3.1.4 Une analyse de sensibilité a été effectuée pour les principales variables, à savoir un retard lié à l'ajustement tarifaire, le dépassement de coûts, le volume d'électricité transporté et le taux réel de l'ajustement tarifaire. Étant donné que la politique tarifaire en vigueur vise à indexer constamment les tarifs sur le dollar EU (6 ¢ EU/kWh), on s'attend à ce que la dépréciation de la monnaie nationale par rapport aux monnaies du prêt ait un impact limité, à moins que les ajustements n'accusent de longs retards à l'avenir. Un retard de l'ajustement tarifaire d'une année, afin de prendre en compte l'impact de la dépréciation et de l'inflation au titre du projet, se traduirait par une perte de viabilité et une VANF négative de 24,91 millions de \$ EU. Le dépassement de coûts n'est pas très sensible, car le projet peut supporter une augmentation des coûts d'investissement de l'ordre de 10 % tout en demeurant équilibré, suite à une augmentation du coût d'investissement de 17 %. De même, le projet est relativement sensible au volume d'électricité transporté sur les lignes. Une baisse de 10 % de ce volume se traduirait par une réduction de 80 % de la VANF du projet qui ne s'élève qu'à 5,62 millions de \$ EU. Le scénario de référence suppose également que le tarif sera ajusté tous les cinq ans au taux réel de 10 %, afin de tenir compte du coût marginal à long terme. Cependant, le projet

demeure rentable, même avec un ajustement de 9 %. L'étude détaillée des hypothèses et résultats de l'analyse figure à l'Annexe B.7.

3.1.5 L'analyse passe en revue de manière séparée les projections financières du groupe de EEPCo, afin d'évaluer la performance de la société au cours des prochaines années. Les prévisions de EEPCo indiquent que la société éprouvera des difficultés à honorer ses obligations financières au cours des quatre prochaines années, en particulier lorsque les obligations financières augmenteront considérablement, suite aux remboursements du principal qui arriveront à échéance au titre des prêts existants et à l'accroissement des obligations à honorer au titre des émissions d'obligations. Ceci tient au fait que les tarifs sont restés bas, le dernier ajustement tarifaire étant intervenu en 2006, en dépit des dépenses importantes que la société a effectuées ces dernières années. Il s'en est suivi une très faible rentabilité (négative en termes réels) du capital de EEPCo. À supposer que le tarif soit ajusté à 6,00 ¢ EU/kWh d'ici à 2012 et que des ajustements soient effectués chaque année pour prendre en compte uniquement la dépréciation du birr par rapport au dollar EU (la principale monnaie d'emprunt), le ratio de couverture du service de la dette (RCSD) de la société tombera à des niveaux très bas au cours des prochaines années (1,27 fois au cours de l'EF12 ; 1,07 fois au cours de l'EF13 et seulement 0,96 fois en 2014). Cependant, la situation se détériorera davantage, si les ajustements du tarif local accusent du retard. Un retard des ajustements tarifaires d'une année se traduirait par un RCSD de 1,22 fois au cours de l'EF12 ; 0,98 fois au cours de l'EF13 et de seulement 0,91 fois en 2014. Bien qu'il soit possible de prendre un certain nombre de mesures à court terme en vue d'honorer les obligations de financement au cours des prochaines années, notamment les contributions du gouvernement ou la restructuration de la dette, la solution viable à long terme consiste à appliquer des tarifs permettant à EEPCo de recouvrer les coûts d'investissement (y compris les coûts de financement) et de générer des rendements acceptables du capital permettant au secteur de devenir attractif pour les investisseurs privés.

3.1.6 Le gouvernement a manifesté sa volonté d'assurer la viabilité de EEPCo et du sous-secteur de l'électricité, d'une manière générale. La révision des tarifs actuels demandée par EEPCo est en train d'être examinée par le gouvernement. Les principaux partenaires au financement dans le secteur de l'énergie s'accordent à reconnaître la nécessité d'ajuster les niveaux tarifaires de EEPCo afin de permettre à la société d'atteindre une marge d'exploitation moyenne et d'améliorer son efficacité opérationnelle. Toutes les mesures qui sont en train d'être prises en vue d'améliorer l'efficacité opérationnelle de la société devraient avoir été achevées en 2015 au plus tard. Cela fera l'objet d'un engagement pour obtenir le décaissement du prêt et du don de la Banque.

3.2. Impacts environnementaux et sociaux

3.2.1 Environnement

3.2.1.1 Le Projet d'amélioration du système de transport de l'électricité en Éthiopie a été classé à la Catégorie 1, conformément aux Procédures d'évaluation environnementale et sociale (PEES) et à la Politique de réinstallation involontaire de la BAD. Cette classification repose sur le niveau de tension des lignes, soit 230 kV, qui est supérieur au seuil de 110 kV fixé par la Banque. Par ailleurs, la longueur totale des lignes dépasse 900 km, ce qui comporte un impact potentiel sous forme de déplacement de populations importantes dans différents établissements humains. Cette classification est également en conformité avec la législation et la réglementation environnementales éthiopiennes et la Série 1 des Directives relatives aux procédures d'évaluation des impacts environnementaux de novembre 2003, qui exigent l'établissement de rapports complets sur l'Évaluation des impacts environnementaux et sociaux (EIES) et le Plan d'action de réinstallation (PAR). Le résumé de l'EIES du projet a été placé au Centre d'information du public de la Banque en juillet 2010, sous la référence P-ET-FAO-008.

3.2.1.2 Les principaux problèmes environnementaux liés à la centrale concernent l'impact négatif sur les grands oiseaux prédateurs, notamment les oiseaux actifs la nuit qui sont les plus affectés par les lignes de transport haute tension (LTHT). Ces problèmes tiennent au défrichement physique et au risque pour les oiseaux, en particulier sur la ligne Koka-Hurso, qui se situe dans la vallée du Rift, par laquelle les oiseaux pourraient transiter pendant leur migration, qui comporte également un risque

pour les animaux grimpeurs et les populations. Le défrichage de l'emprise peut créer un biotope spécifique dans les zones où la végétation est plus dense, créant ainsi un terrain de chasse pour les carnivores. Les LTHT pourraient également avoir des impacts visuels, perturbant ainsi la beauté esthétique de la zone, notamment là où les touristes pourraient rechercher un environnement naturel vierge. Cependant, les populations rurales considèrent le projet comme un facteur de développement. En outre, l'impact du trafic pourrait se faire sentir pendant un bref moment au cours de la période de pointe de la phase de construction sous forme d'encombrement accru des principales routes menant à la centrale électrique. On s'attend à ce que tous ces impacts soient localisés, de courte durée et réversibles. Les mesures d'atténuation nécessaires sont présentées de manière détaillée dans le Plan de gestion environnemental et social (PGES). On s'attend également à ce que le projet affecte près de 752 ménages, du fait de la création de l'emprise de la ligne de transport. Toutes les mesures d'atténuation, de suivi et de gestion proposées seront adoptées par EEPCo. L'évaluation des impacts potentiels se situe dans les limites acceptables des politiques et directives de protection de l'Éthiopie et de la Banque africaine de développement.

3.2.1.3 Environ 10,2 millions de \$ EU ont été prévus au budget du projet pour l'exécution du PGES, ainsi que la réinstallation et l'indemnisation, conformément à la politique de la BAD relative à la réinstallation involontaire.

3.2.2 *Changement climatique*

L'exécution du projet favorisera le développement dans les principales zones de production d'énergie hydroélectrique. Elle permettra de remplacer les groupes électrogènes qui fonctionnent au gas-oil et émettent des gaz à effet de serre par une production hydroélectrique moins polluante, tout en assurant l'accès des populations rurales éthiopiennes à l'électricité, réduisant ainsi l'utilisation du bois comme combustible.

3.2.3 *Genre*

3.2.3.1 Le projet ne devrait avoir d'impacts négatifs importants ni sur les femmes ni sur les hommes pendant ses phases de construction et d'exécution. Cependant, il convient de souligner que les impacts potentiels les plus négatifs du projet seront liés à la relocalisation et à la destruction des biens, notamment les cultures vivrières, dont l'impact est plus élevé pour les femmes que pour les hommes. Le poids de la construction des tukuls (huttes traditionnelles) et des soins prodigués aux enfants repose de manière disproportionnée sur les femmes. Traditionnellement, en milieu rural, les femmes ont tendance à dépendre plus des réseaux de soutien informels que les hommes. Par conséquent, la rupture de ces réseaux, suite à la relocalisation, affectera davantage les femmes que les hommes. La mise en œuvre du plan d'action de réinstallation du projet prend en compte les femmes en tant que membres des comités, les intérêts des femmes recevant la priorité. De même, le fléau du VIH/Sida frappe davantage les femmes et les filles que les hommes. Cette situation sera empirée par l'afflux de travailleurs de sexe masculin dans la zone de projet. Le projet prévoit des programmes de sensibilisation et de prévention du VIH/Sida et des IST ciblant les femmes et les filles, en particulier les étudiantes/élèves.

3.2.3.2 Pendant la phase d'exécution du projet, tant les femmes que les hommes pourront obtenir des emplois directs et indirects. On s'attend à ce que 30 % des emplois semi-qualifiés et non qualifiés soient occupés par des femmes. Environ 10 % des autres emplois seront occupés par des femmes dans chacune des 15 sous-stations. Afin de créer des conditions propices et de nature à encourager les femmes à participer à l'exécution du projet, un montant de 100 000 \$ EU sera affecté à l'exécution de programmes de sensibilisation sur la problématique homme-femme au sein des communautés établies le long des lignes de transport. Pendant la phase d'exploitation, les avantages pour les femmes concerneront l'amélioration des infrastructures et des services sociaux de proximité, notamment les services de santé et d'enseignement secondaire. La disponibilité des moulins contribuera à réduire les corvées ménagères qui incombent aux femmes et aux filles, libérant ainsi du temps pour d'autres activités génératrices de revenu et permettant aux filles de consacrer davantage de temps à leurs études. L'utilisation accrue de l'électricité pour l'exécution des tâches domestiques, notamment la cuisine et l'éclairage, permettra d'économiser le temps consacré à la collecte de bois de feu. Ceci se

traduira également par l'amélioration de l'alimentation en eau, dans la mesure où les pompes hydrauliques seront alimentées en électricité.

3.2.4 Impact social

3.2.4.1 La phase de construction des lignes de transport durera environ 24 mois. Au cours de cette période, le projet permettra de créer un certain nombre d'emplois et d'opportunités d'affaires dans le domaine de la construction. Plus de 90 % de l'économie rurale repose sur l'agriculture. Par conséquent, le projet contribuera à améliorer l'économie dans la zone de projet, contribuant ainsi à l'allègement de la pauvreté grâce à la création d'emplois pour les communautés locales et à la fourniture d'une électricité fiable et abordable. On s'attend à ce que le projet d'électricité génère jusqu'à 1 000 emplois semi-qualifiés et non qualifiés. Par conséquent, il pourrait injecter dans les économies locales environ 22 millions de Br pendant sa phase de construction. Quatre-vingt-cinq (85) personnes supplémentaires seront employées pendant la phase d'exploitation, afin de faire fonctionner chacune des 8 nouvelles sous-stations. Étant donné que l'électricité transportée sera disponible sur le réseau national, il convient de placer les avantages du projet dans un contexte national. Ainsi, il favorisera la croissance économique dans la zone d'implantation du projet et dans le pays grâce à la croissance industrielle dans des secteurs tels que l'industrie manufacturière, l'agriculture et les services, ce qui générera de créer davantage d'emplois et de revenus.

3.2.4.2 Bien qu'il existe des campagnes de sensibilisation sur les risques liés au VIH/Sida, aux IST et à la TB, les travailleurs sur le terrain, notamment les employés du présent projet s'adonneront inévitablement à des comportements de nature à les exposer au risque de contracter ou de propager ces maladies. Par conséquent, le projet prévoit des dispositions telles que des campagnes de sensibilisation et de prévention tant pour les entrepreneurs que pour les communautés dans les zones du projet. Un montant provisoire a été intégré dans le PGES pour les activités de sensibilisation et de prévention du VIH/Sida et des IST.

3.2.5 Réinstallation involontaire

Le projet affectera 752 ménages par le biais de la création de l'emprise de la ligne de transport, des fondations des pylônes et des routes d'accès, ainsi que de la mise en place des sous-stations. Un montant de 83 912 340 Br (soit l'équivalent de 6 075 497 \$ EU) est prévu pour la mise en œuvre des plans d'action de réinstallation (PAR) (voir Annexe B.8 pour de plus amples informations). Ce plan permettra de veiller à ce qu'une indemnisation et une aide à la réinstallation appropriées soient versées et apportées, conformément à la politique de la BAD relative à l'indemnisation et à la réinstallation involontaire. Sa mise en œuvre incombe à EEPCo, qui a accumulé suffisamment d'expérience au fil des années en matière de gestion des plans de réinstallation et d'indemnisation. À cet égard, un compte de garantie bloqué sera ouvert afin de recevoir ces montants, et l'ouverture de ce compte sera une des conditions du prêt et du don.

3.2.6 Parties prenantes

3.2.6.1 Des consultations avec les parties prenantes ont été tenues pendant la préparation et la conceptualisation du projet, essentiellement dans le cadre des exercices relatifs à l'EIES et au PAR. Des consultations publiques ont été organisées avec les populations affectées et quelques communautés dans le woreda d'Adama et le kebele de Sire Robi. Des consultations ont été organisées dans le woreda de Semein, le village de Felegedearo, la ville de Sire Robi, ainsi que dans les kebele de Guraghe Chahe, Jimma Mana, Gara Bechano et Kunde. Les documents d'EIES connexes ont été publiés sur le site Web de EEPCo (www.EEPCO.gov.et). Pendant la phase d'établissement de la portée de l'évaluation, l'on a veillé à la participation du public, notamment en faisant de la publicité dans les journaux nationaux, régionaux et locaux, en publiant des avis dans les journaux régionaux et locaux par la suite et en diffusant les documents d'information de base (DIB) non techniques en anglais, en amharique, en tigrigna et en oromigna. Des réunions de consultation et d'information ont été tenues avec les ménages des communautés affectées, les anciens et les présidents des associations de kebele (paysannes).

3.2.6.2 D'autres consultations ont eu lieu avec des associations de paysans de Sisum, Butore, Gari pour la ligne Alaba-Jimma-Bedele ; le district d'Alle et l'association paysanne de Gari Bachana pour la ligne Metu-Gambela ; le Bureau de l'administration régionale du Tigré, le woreda de Mekele Semen, l'administration du woreda d'Enderta et le Bureau culturel et du tourisme pour la ligne Alamata-Mekele. S'agissant de la ligne Koka-Dire Dawa, les organisations consultées comprennent l'administration régionale d'Oromia ; les services de santé, de l'éducation et de l'agriculture du woreda d'Adama, l'administration de la ville de Sire Robi, le Bureau culturel et du tourisme, etc. Tous les principaux organismes, notamment le Service de la faune, le Service de la foresterie et le ministère de l'Agriculture, recevront les exemplaires des différents rapports d'EIES. Les bureaux régionaux et de district recevront également des exemplaires qui seront partagés et examinés avec les responsables locaux. La Banque a également placé le résumé analytique de l'EIES et du PAR sur son site Web et l'a distribué au CIP (Centre d'information du public) et au Bureau extérieur en Éthiopie.

4. EXÉCUTION

4.1 Dispositions relatives à l'exécution

4.1.1 Organe d'exécution : La République fédérale démocratique d'Éthiopie sera l'Emprunteur du prêt. EEPCo fera office d'organe d'exécution (OE) du projet. Certains membres de son personnel ont reçu une formation sur la gestion et les acquisitions au titre du projet assurée dans le cadre du soutien des bailleurs de fonds, notamment le Groupe de la Banque. Par ailleurs, EEPCo a acquis suffisamment d'expérience en matière d'exécution de projets financés par le Groupe de la Banque.

4.1.2 Le projet sera une opération clés en main coordonnée par une équipe d'exécution de projet (EEP) et un sous-bureau au niveau de chacun des cinq sites du projet au sein de la structure de EEPCo. Ces sous-bureaux seront basés à Dire Dawa, Mekele, Metu, Hosahina et Jimma. L'EEP sera dirigée par un coordonnateur de projet relèvant du responsable exécutif de la construction de lignes de transport et des sous-stations de EEPCo. Le coordonnateur du projet sera assisté de cinq gestionnaires de sous-projets dont quatre ingénieurs de transport, ainsi que de deux ingénieurs des sous-stations électriques, de deux ingénieurs civils, un spécialiste de l'environnement, un sociologue et sept comptables. D'autres superviseurs seront affectés également, le cas échéant. La tenue des comptes et l'établissement des rapports du projet conformément aux normes de la Banque se feront à l'EEP. À cet égard, sept comptables suffisamment qualifiés et expérimentés seront affectés par EEPCo (2 au sein du bureau de coordination de projet et 1 au niveau de chacun des 5 sous-chantiers). Tous les comptables seront affectés pendant la mise en place du bureau d'exécution de projet.

4.1.3 Les dispositions relatives à l'exécution du projet prévoient l'EEP et cinq sous-bureaux à chacun des sites du projet. EEPCo soumettra à la Banque les CV du coordonnateur de projet, des gestionnaires de site, d'un environnementaliste, d'un sociologue et de deux agents comptables qui seront affectés au projet, pour approbation. En conséquence, la mise en place au sein de EEPCo de l'équipe d'exécution du projet – dont les qualifications et l'expérience sont acceptables pour la Banque – figure au nombre des conditions du premier décaissement des ressources du prêt et du don FAD. Les profils du coordonnateur de projet, des gestionnaires de site et de deux comptables figurent à l'Annexe B.3 concernant les dispositions relatives à la mise en œuvre du projet.

4.1.4 Le choix du consultant pour la surveillance et la gestion du projet se fera avant l'adjudication du marché de la construction.

4.2 Dispositions relatives à l'acquisition

4.2.1 Toutes les acquisitions de travaux et de services de consultants financées par la Banque se feront conformément aux Règles et procédures relatives à l'acquisition de biens et travaux de la Banque ou, le cas échéant, aux Règles et procédures relatives à l'utilisation de consultants, sur la base des documents d'appel d'offres standard de la Banque. EEPCo, par le truchement de l'Équipe d'exécution de projet qui sera créée, sera responsable de l'acquisition des travaux, services de consultants et articles divers. La Banque mondiale a procédé récemment, au titre du financement additionnel relatif au Projet d'amélioration de l'accès à l'électricité, à l'évaluation des capacités de EEPCo en matière d'acquisition et convenu des dispositions à prendre en vue de l'institutionnalisation

de la fonction d'acquisition. Au nombre de ces mesures figure une étude relative à la création d'une unité centrale d'acquisition et le recrutement d'un spécialiste supérieur des achats afin de renforcer la fonction acquisition. Ainsi, les services de ce spécialiste pourraient permettre de réduire au minimum le chevauchement des efforts. EEPCo dispose d'une expérience en matière d'exécution de projets similaires en collaboration avec la Banque et tout retard lié au recrutement du spécialiste des achats n'affectera nullement le projet.

4.2.2 Les dispositions relatives à l'acquisition sont présentées de manière détaillée à l'Annexe B5, tandis que le Tableau 4.1 ci-dessous résume la portée des acquisitions, les modes d'acquisition proposés pour les travaux et les méthodes de sélection pour les services de consultants.

Tableau 4.1
Dispositions relatives à l'acquisition

Description du marché	Coût total (millions d'UC)	Financement FAD (millions d'UC)	Mode d'acquisition ou méthode de sélection
Travaux			
Construction des lignes de transport	88,15	80,82	AOI
Sous-stations	71,58	62,83	AOI
Services			
Supervision et gestion du projet	5,54	5,54	QCBS
Plan directeur de la distribution pour Addis-Abeba	2,57	2,57	QCBS
Services d'audit	0,08	0,00	LCS*

Appel d'offres international (AOI) – Sélection fondée sur la qualité et le coût (QCBS) – Méthode de sélection fondée sur le moindre coût (LCS)

** Les services d'audit seront financés par EEPCo.*

4.2.3 Acquisition de travaux : L'acquisition des travaux pour la construction des lignes de transport – dont le coût est estimé à 88,15 millions d'UC – et des sous-stations – d'un montant total de 71,58 millions d'UC – se fera selon les procédures d'appel d'offres international et sur la base de contrats d'approvisionnement et d'installation.

4.2.4 Services de consultants : La sélection des consultants pour : i) la gestion et la supervision du projet, dont le coût est évalué à 5,54 millions d'UC ; et ii) le Plan directeur de la distribution pour Addis-Abeba, d'un montant estimé à 2,54 millions d'UC, se fera par voie de consultation d'une liste restreinte de fournisseurs au plan international, conformément à la Méthode de sélection fondée sur la qualité et le coût. Le recrutement de services d'audit au titre du projet se fera par voie de consultation d'une liste restreinte de fournisseurs au plan national et selon la Méthode de sélection fondée sur le moindre coût. Le montant des services d'audit est intégré dans le coût du projet et sera financé par EEPCo.

4.3 Gestion financière

4.3.1 EEPCo assurera l'exécution du Projet d'amélioration du système de transport d'électricité par le truchement de l'équipe d'exécution de projet, qui relève directement du responsable exécutif de la construction des lignes de transport. Il ressort d'une évaluation des dispositions relatives à la gestion financière prises par EEPCo au titre du présent projet que celles-ci répondent aux exigences de la Banque visant à veiller à ce que les ressources mises à disposition pour le financement du projet soient utilisées de manière économique et efficace et à bon escient. EEPCo est une organisation bien établie qui dispose d'une expérience en matière d'exécution de projets financés par la Banque. En outre, elle dispose d'un personnel suffisant et de systèmes appropriés pour assurer dûment la planification, la budgétisation, la comptabilité et l'établissement de rapports sur l'utilisation des ressources de la Banque pendant l'exécution du projet. Une évaluation détaillée de la gestion financière figure à l'Annexe technique B.4.

4.3.2 EEPCo produit des états financiers annuels, qui sont vérifiés par *Audit Services Corporation*. Le rapport vérifié concernant EEPCo pour l'exercice financier clos le 7 juillet 2008 a fait l'objet de réserves de la part des auditeurs, suite à leur incapacité à effectuer les vérifications nécessaires concernant un montant de 132,8 millions de Br présenté comme un montant à recouvrer au titre de nouveaux branchements (en raison de problèmes d'interface de données) et au constat du non-respect par EEPCo de la politique relative au solde en caisse. La société s'attache à résoudre ces problèmes.

Le rapport d'audit pour l'exercice financier clos le 7 juillet 2009 a été soumis à la Banque au début de septembre 2010. Cependant, en règle générale, les rapports d'audit relatifs aux autres projets financés par la Banque sont soumis à temps et ne sont pas sujets à des réserves. Par ailleurs, aucune lacune importante liée au contrôle interne n'a été mentionnée par les auditeurs.

4.3.3. La comptabilité et l'établissement des rapports au titre du projet, conformément aux exigences de la Banque, incombent au bureau de coordination du projet. À cet égard, sept comptables suffisamment qualifiés et expérimentés seront affectés par EEPCo (deux au bureau de coordination du projet et un dans chacun des cinq sous-sites). EEPCo soumettra à la Banque les CV des deux comptables qui seront affectés au projet pour approbation.

4.3.4 **Dispositions relatives aux décaissements :** Tous les décaissements au titre du prêt et du don se feront selon la méthode du paiement direct, en vertu de laquelle la Banque paiera directement les fournisseurs sous réserve d'une performance satisfaisante, conformément aux modalités de leur contrat. Les décaissements au titre du prêt se feront conformément aux règles et procédures de la Banque stipulées dans le Manuel de décaissement.

4.3.5 **Dispositions relatives à l'audit :** EEPCo dispose d'un service d'audit interne comprenant 34 employés, qui informe le Comité d'audit au sein du Conseil d'administration et la Direction au sujet de la bonne conduite et de l'efficacité des contrôles internes, conformément à son programme de travail. On s'attend à ce que ce service intègre le projet dans son programme de travail afin d'apporter une assurance supplémentaire à la Direction en ce qui concerne la bonne exécution du projet. Les auditeurs externes indépendants qui seront recrutés par EEPCo par voie d'appel d'offres vérifieront les états financiers et feront rapport conformément aux exigences de la Banque. Les honoraires liés à l'audit du projet ont été intégrés dans le coût du projet. L'audit du projet se fera conformément aux termes de référence (TdR) approuvés par la Banque et comprendra des avis spécifiques, notamment sur les états financiers, les systèmes de contrôle interne et les dispositions relatives à l'acquisition au titre du projet, ainsi qu'une lettre de recommandation détaillée (le projet de TdR pour l'audit qui peut servir de guide a été remis à EEPCo). Le rapport d'audit sera envoyé à la Banque dans un délai de six (6) mois, à compter de la fin de l'exercice budgétaire concerné.

4.4 *Suivi et évaluation*

4.4.1. Le suivi de la performance de EEPCo se fera sur la base de rapports mensuels et trimestriels, qui seront soumis à la haute direction et au Conseil d'administration. Il existe des indicateurs de performance et de budgets établis à la lumière desquels les rapports seront établis et les écarts importants élucidés. La Banque exige des rapports trimestriels d'activité assortis de reçus de caisse par source et dépense pour les principaux postes de dépenses, ainsi que des rapports sur les progrès physiques établissant des liens entre l'information financière et les progrès physiques et soulignant les problèmes qui méritent de retenir l'attention. Les indicateurs sectoriels pour les projets d'infrastructure électrique figurent dans le cadre logique et feront l'objet d'un suivi sur la base des rapports établis par EEPCo et *Ethiopia Electricity Agency*.

4.4.2 Le projet sera mis en route au cours du premier trimestre 2011. Le suivi sera assuré par le truchement de missions de terrain effectuées à partir du siège au moins une fois par an, de 2011 à 2014. La supervision de la Banque comportera également un volet documentaire, notamment l'examen des rapports semestriels d'activité et des rapports annuels d'audit. Par ailleurs, le Bureau extérieur de la Banque en Éthiopie (ETFO) effectuera des missions de supervision de terrain une fois par an, le cas échéant. Le ministère des Finances et du Développement économique assurera la coordination de ces missions, en collaboration avec l'organe d'exécution.

4.4.3 L'Équipe d'exécution de projet, assistée par le consultant, sera le premier responsable du suivi de l'exécution du projet et de la satisfaction des obligations de EEPCo liées à l'établissement de rapports à l'intention du Fonds, notamment les rapports trimestriels d'activité (RTA) et les rapports annuels d'audit. Ces rapports couvriront tous les aspects de l'exécution du projet, notamment l'état d'avancement, la mise en œuvre des mesures d'atténuation des risques environnementaux et sociaux, ainsi que la situation de la satisfaction des conditions du prêt. Par ailleurs, EEPCo tiendra des comptes

séparés permettant l'identification des dépenses par catégorie et source de financement pour toutes les composantes du projet.

4.4.4 Les consultants chargés de la supervision auront l'obligation d'établir et de soumettre à EEPCo et à la Banque des rapports finaux de mise en service, une fois leurs tâches achevées. Après la mise en service des installations, l'organe d'exécution établira et soumettra un rapport d'achèvement de projet (RAP) dont le contenu sera pris en compte dans le RAP de la Banque. Pendant l'exécution du projet, la Cellule de suivi environnemental de EEPCo (CSE), assistée par le consultant, assurera le suivi du PGES. En outre, il établira et soumettra à la Banque des rapports trimestriels sur l'environnement. La CSE sera responsable également du suivi des impacts sur le genre et les femmes pendant la mise en œuvre du RAP, en particulier, et l'exécution du projet, d'une manière générale. La cellule gère déjà ce type de tâche et est très familière avec les procédures de la Banque. Par ailleurs, l'Agence de protection de l'environnement de l'Éthiopie sera étroitement associée aux activités pendant la phase de suivi.

4.4.5 Revue à mi-parcours (RMP) : La revue à mi-parcours du projet par la Banque sera effectuée au plus tard 18 mois après l'approbation du prêt, ce qui permettra d'identifier tous ajustements nécessaires à la conception du projet afin d'assurer la réalisation de ses objectifs.

4.4.6 Rapport d'achèvement de projet (RAP) : Après la mise en service des installations, l'organe d'exécution et la Banque établira un rapport d'achèvement de projet conjoint.

4.4.7 Calendrier d'exécution et de supervision : Le projet sera exécuté sur une période de 32 mois. À supposer que le prêt FAD soit approuvé en décembre 2010, l'achèvement du projet interviendrait à l'horizon août 2013, avec la mise en service de l'ensemble des sections de lignes de transport et sous-stations. Le Tableau 4.2 ci-dessous présente les principaux jalons de l'exécution du projet.

Tableau 4.2
Jalons de l'exécution du projet

N°	Activité	Organisme responsable	Date cible
1	Approbation du prêt	FAD	Décembre 2010
2	Avis général de passation de marchés	FAD/EEPCo	Août 2010
3	Signature de l'accord de prêt	FAD/EEPCo	Janvier 2011
4	Entrée en vigueur	EEPCo	Mars 2011
5	Recrutement du consultant chargé de la supervision et de la gestion du projet	EEPCo/BAD	Mars 2011
6	Soumission des documents d'appel d'offres à la Banque	EEPCo	Novembre 2010
7	Examen des documents d'appel d'offres et non-objection	BAD	Novembre 2010
8	Appel d'offres	EEPCo	Décembre-février 2011
9	Évaluation, non-objection	EEPCo/BAD	Mars 2011
10	Signature du contrat relatif à la construction et à la mobilisation	EEPCo/BAD	Avril-mai 2011
11	Mise en service	Entrepreneurs	Juillet 2013
12	Rapport d'achèvement de projet	EEPCo/Consultant	Octobre 2014

4.4.8 Tous les entrepreneurs chargés de la construction des lignes et sous-stations seront présents sur les sites en avril 2011. Avant le démarrage des travaux de construction, EEPCo mettra en œuvre les mesures d'atténuation des risques environnementaux, conformément aux recommandations du rapport de l'EIES. La fabrication, la livraison et l'installation des équipements pour tous les segments de lignes et sous-stations seront effectuées en même temps et achevées dans un délai de 24 mois, à compter de l'entrée en vigueur du contrat. Le test et la mise en service des lignes de transport et des sous-stations sont prévus en juillet-août 2013 et la mise en service du projet à l'horizon août 2013.

4.5 Gouvernance

4.5.1 EEPCo est dirigée par un conseil d'administration comprenant 9 membres issus de différents ministères et organismes gouvernementaux, outre le Directeur général de la société. Le Conseil se réunit tous les mois et collabore étroitement avec le Comité de gestion de EEPCo dans le cadre de l'exécution des activités générales de la société. Les mécanismes de contrôle interne de la société sont

très efficaces en ce qui concerne le suivi de l'utilisation de ses ressources. En outre, les états financiers de EEPCo sont vérifiés chaque année par *Audit Service Corporation (ASC)*, une entité publique qui vérifie les comptes des organismes publics et privés du pays sur une base annuelle. Au niveau du projet, le Bureau du projet tiendra des registres comptables et financiers qui seront vérifiés selon les normes comptables internationales.

4.5.2 D'une manière générale, les questions liées à la gouvernance du secteur de l'énergie sont clairement définies en Éthiopie. À l'heure actuelle, le pays est en train de mettre en œuvre un Programme de réforme de la fonction publique dans tous les secteurs, y compris celui de l'énergie. Depuis 2004, le gouvernement a entrepris la rationalisation des pratiques administratives (BPR) en vue de renforcer le Système de gestion axé sur les résultats dans la fonction publique. Afin de renforcer les capacités des institutions publiques dans le pays et de créer un cadre propice pour l'investissement et la croissance économique, à l'instar d'autres institutions dans le pays, EEPCo a entrepris une série de réformes. Le modèle décentralisé de fourniture de services a contribué, dans une large mesure, à améliorer les taux d'accès à l'électricité. Par ailleurs, le développement des services d'électrification de base a profité aux pauvres, notamment suite à la distribution de lampes fluorescentes. Afin de renforcer les acquis, EEPCo est en train de rationaliser les pratiques juridiques et d'exécuter une nouvelle étude importante sur la réorganisation de ses activités. On s'attend à ce que les recommandations de cette étude contribuent à changer fondamentalement le fonctionnement de la société dans le cadre du PCT. Les résultats de l'étude sont attendus d'ici au premier trimestre 2011. En outre, le gouvernement a mis sur pied la Commission de lutte contre la corruption et d'éthique qui a vocation à lutter contre la corruption à tous les niveaux et à améliorer la transparence et la responsabilité. La commission est en train d'être renforcée par le truchement de programmes d'assistance technique exécutés par un certain nombre de partenaires au développement.

4.6. Durabilité

4.6.1 Le Gouvernement éthiopien (GoE) a fait preuve d'un ferme engagement à l'égard de l'exécution du projet, étant donné que celui-ci assurera le transfert de suffisamment d'électricité et renforcera le réseau national.

4.6.2 Au cours des décennies, EEPCo a exécuté des projets similaires et son personnel a acquis beaucoup d'expérience en matière d'exécution de tels projets. Elle dispose également d'un personnel expérimenté dans le domaine de l'exploitation et de l'entretien des lignes de transport haute tension et des sous-stations. Par conséquent, la durabilité technique du projet est assurée. En outre, un bureau entièrement dédié au projet sera créé.

4.6.3 Tarifs : Selon la pratique actuelle, EEPCo propose une structure tarifaire au gouvernement pour approbation, une fois que celle-ci a été examinée et recommandée par *Ethiopia Electricity Agency (EEA)*. L'objectif de la politique tarifaire consiste à : a) assurer le recouvrement intégral des coûts par le truchement des redevances d'usagers ; b) mettre en place une structure tarifaire uniforme pour toutes les zones géographiques couvertes par le réseau interconnecté ; et c) assurer des subventions croisées entre les différentes catégories d'abonnés en faveur des ménages à faible revenu. EEPCo peut fournir l'électricité à un prix abordable grâce au tarif social intégré dans la structure tarifaire. Le tarif de la consommation d'électricité par abonné résidentiel pour les premiers 50 kWh est de 0,2730 Br/kWh (environ 2 ¢ EU/kWh), soit le tarif le plus faible de la région. Le barème tarifaire actuel est en vigueur depuis 2006. Des ajustements annuels sont autorisés, pour autant que soient respectés certains critères d'efficacité opérationnelle. Cependant, la pratique actuelle de EEPCo semble assurer un prix de vente de l'électricité fixé ou maintenu à l'équivalent de 6 ¢ EU/kWh, selon le taux de change en vigueur. Entre-temps, EEPCo a proposé un ajustement tarifaire moyen d'environ 0,242 Br/kWh (1,50 ¢ EU/kWh), car le taux est tombé en deçà du taux de référence de 6 ¢ EU/kWh, suite essentiellement aux fluctuations de change. Cependant, l'augmentation proposée ne portera le tarif moyen qu'à l'équivalent d'environ 4,8 ¢ EU/kWh, ce qui est encore très dérisoire et ne constitue pas un frein à l'amélioration de l'accès des pauvres à l'électricité. EEA est en train d'étudier la demande. Entre-temps, l'agence a conseillé à EEPCo d'améliorer son efficacité opérationnelle afin de faciliter l'approbation des tarifs.

4.6.4 Au nombre des mesures visant à combler les lacunes opérationnelles figurent la réduction des pertes techniques et non techniques qui seraient ramenées à moins de 12 %, d'ici à 2012, grâce à l'installation de condensateurs en vue de réduire le facteur de puissance dans le secteur industriel et à la mise en œuvre d'un système de gestion de la demande, notamment la distribution de plus de 11 millions de lampes fluorescentes compactes aux ménages. Les compteurs prépayés sont de plus en plus utilisés afin d'améliorer le relevé des compteurs, la facturation et le recouvrement. L'utilisation accrue de l'énergie solaire et éolienne permet de réduire le recours au gas-oil pour la production d'électricité hors réseau, réduisant ainsi les coûts d'exploitation et d'entretien de ces centrales. Une étude est également en cours sur la restructuration organisationnelle de EEPCo, afin de prendre en compte le nouveau paysage évolutif dans un secteur de l'électricité où l'on assiste à l'intervention croissante de partenaires privés dans le sous-secteur des sources d'énergie renouvelable. Un certain nombre de champs éoliens sont en cours de construction en vue d'augmenter la capacité de production d'environ 1 000 MW au cours de la prochaine décennie. Les ressources géothermiques sont également mises en valeur afin d'élargir l'éventail des sources de production. Ceci devrait contribuer à réduire le nombre de personnes alimentées par le système hors réseau et, partant, les coûts du gas-oil. Dans le cadre du programme de service public, EEPCo est en train d'assurer la BPR en étendant les services aux zones reculées, dans le cadre du programme de décentralisation, contribuant ainsi à réduire le temps de réponse aux plaintes des clients.

4.6.5 Participation du secteur privé : Le Gouvernement éthiopien applique une politique de développement induite par le secteur privé en créant un cadre propice aux affaires, afin de renforcer le rôle du secteur privé dans le développement de l'économie nationale. Le GoE a adopté une stratégie à deux axes qui vise à faire développer le réseau par EEPCo et assurer l'électrification isolée par le secteur privé, notamment les coopératives et autres entités similaires. S'agissant du volet extension du réseau, les progrès réalisés tiennent à la réussite de la politique de commercialisation et de décentralisation des opérations de EEPCo. S'agissant du volet électrification rurale isolée, l'objectif premier consistait à créer des conditions de nature à encourager et promouvoir la participation du secteur privé et des communautés. Le Centre éthiopien de développement et de promotion des énergies renouvelables (EREDPC) et le Fonds d'électrification rurale (REF) ont été créés afin d'attirer l'investissement privé local dans la production jusqu'à 25 MW (production hydroélectrique ou thermique) et l'investissement local ou étranger dans les projets de plus de 25 MW. L'amélioration de l'accès aux services d'électricité constitue la pierre angulaire de la politique du gouvernement en vue de promouvoir les activités génératrices de revenu, ainsi que de développer et d'améliorer la fourniture des services sociaux en dehors des principaux centres urbains, à l'effet d'améliorer les moyens de subsistance des populations et de faire reculer la pauvreté.

4.7 *Gestion des risques*

4.7.1 Les principaux risques liés à l'exécution du projet et mesures d'atténuation sont présentés ci-dessous.

- a) *Dépassement de coûts* : Outre les aléas (5 %) et la provision pour hausse de prix (5 %) intégrés dans les coûts du projet, les dispositions contractuelles permettront de veiller à ce que toutes les garanties et assurances nécessaires pendant la construction soient disponibles. En outre, les dommages et intérêts dissuaderont les retards liés à l'achèvement des travaux. Ce risque a été atténué pendant le calcul des coûts du projet qui ont également été évalués sur la base des estimations les plus récentes du coût unitaire des facteurs de production, en prévoyant un taux suffisant au titre des aléas.
- b) *Viabilité financière de EEPCo* : En Éthiopie, les niveaux tarifaires sont inférieurs aux coûts réels de la production, du transport et de la distribution de l'électricité (y compris les coûts de financement) de EEPCo. Par ailleurs, les prévisions financières de EEPCo montrent que la société éprouvera des difficultés à honorer ses obligations financières à moyen terme. Le gouvernement a apporté un soutien non négligeable en finançant certains coûts d'investissement de EEPCo et en restructurant sa dette, afin de réduire la pression que les remboursements de prêt exerceraient sur les flux de trésorerie de la société. On s'attend à ce que ce soutien soit maintenu à l'avenir. Bien que EEPCo n'utilise pas, à l'heure actuelle, des mécanismes de couverture des risques de change, l'impact de la dévaluation du Br peut être

atténué grâce à l'ajustement en temps opportun des tarifs et, en partie, aux recettes en devises générées par les exportations d'énergie vers le Soudan et Djibouti, qui commenceront d'ici à 2011. Ces recettes sont estimées à 25 millions de \$ EU par an. Les Études économiques sectorielles (EES), qui sont en train d'être exécutées en collaboration avec OREB, passeront en revue les problèmes tarifaires et la viabilité financière du secteur et formuleront des recommandations pertinentes.

- c) **Abordabilité** : L'augmentation proposée des tarifs ne devrait pas affecter considérablement la réalisation des objectifs du projet qui consistent à améliorer l'accès à l'électricité et à raccorder davantage d'abonnés. Le tarif ajusté demeurera encore l'un des plus bas de la région. Le système tarifaire en Éthiopie est tel que l'électricité demeure abordable pour les pauvres grâce aux subventions croisées des abonnés. EEPCo dispose également d'une large clientèle dont 30 % d'abonnés domestiques, 40 % d'abonnés industriels et 30 % d'abonnés du secteur des services et autres. Ces dernières années, la demande a enregistré une forte croissance pour toutes les catégories d'abonnés, ce qui a favorisé une croissance équilibrée fondée sur une demande constante des abonnés industriels et commerciaux.
- d) S'agissant des mesures d'atténuation des impacts environnementaux, tout sera mis en œuvre pour éviter le déplacement et l'acquisition de terres, ainsi que tout impact visuel sur les sites d'héritage culturel, notamment les églises, les mosquées, les écoles, les dispensaires/hôpitaux, les sites archéologiques et historiques, ainsi que tous les sites d'une beauté naturelle exceptionnelle. Compte tenu de la souplesse liée à l'implantation des pylônes de transport et du coût relativement modeste du changement d'itinéraire des lignes, l'alignement peut être modifié afin d'éviter le déplacement des ménages et l'acquisition de terres ou la réinstallation. L'itinéraire final sera déterminé, suite à l'étude sur les lignes et prendra en compte les implications juridiques, notamment la nécessité d'éviter de déplacer les maisons et de perturber les routes forestières, les terres humides et les autres zones sensibles sur le plan environnemental.
- e) Il existe également le risque que le programme de réinstallation et d'indemnisation ne soit pas exécuté en temps opportun, en raison des litiges qui pourraient surgir. La mission d'évaluation a examiné avec un esprit critique le programme d'exécution et l'éventail de compétences de l'équipe qui sera responsable de la mise en œuvre du plan retenu. Elle est convaincue que cette équipe dispose de l'expérience et de l'éventail de compétences nécessaires en matière de réinstallation et d'indemnisation.

4.8 Accumulation du savoir

4.8.1 Le présent projet est l'un des plus grands projets de transport d'électricité jamais exécutés dans le pays. Il offre au personnel de EEPCo une opportunité de construire les lignes de transport et les sous-stations connexes. Par conséquent, pendant la construction des lignes de transport et l'installation des équipements, les entrepreneurs et le consultant formeront sur le tas le personnel de EEPCo. Le personnel de la Banque qui participera au projet aura également accès à une technologie qui pourrait servir à d'autres pays membres régionaux désireux d'exécuter des projets similaires.

4.8.2 L'EIES et le PGES du projet élaborés par EEPCo sont en conformité avec les pratiques optimales internationales en matière de normes de santé, de sécurité et d'environnement (SSE). La mise en œuvre du PGES, y compris le système de suivi, permettra à EEPCo de promouvoir les pratiques optimales internationales relatives à l'exploitation du système de transport d'un tel niveau de tension. L'accumulation du savoir par EEPCo, suite à l'intervention de la Banque, aidera le GoE à attirer davantage d'investissements dans le secteur de la production d'électricité. À son tour, la Banque tirera des leçons de la supervision du projet, en ce qui concerne les meilleurs voies et moyens de promouvoir des normes de SSE élevées.

5 INSTRUMENTS ET AUTORITÉ JURIDIQUES

5.1 Instruments juridiques

5.1.1 Les instruments juridiques utilisés pour le présent projet sont un prêt FAD et un don FAD qui seront accordés à la République démocratique fédérale d'Éthiopie. Les ressources du prêt seront rétrocédées à EEPCo à des conditions acceptables pour la Banque.

5.2 Conditions de l'intervention de la Banque

5.2.1 Conditions préalables à l'entrée en vigueur

- a) L'entrée en vigueur de l'Accord de prêt sera subordonnée à la satisfaction par l'emprunteur des dispositions de la Section 12.01 des *Conditions générales applicables aux Accords de prêt et aux Accords de garantie du Fonds africain de développement*.
- b) Le Protocole d'accord entrera en vigueur à la date de sa signature par le Fonds et le bénéficiaire du don (Section 10.1 des Conditions générales applicables aux Protocoles d'accord relatifs aux dons du Fonds africain de développement).

5.2.2 Conditions préalables au premier décaissement du prêt FAD et du don FAD

L'obligation pour le Fonds d'effectuer le premier décaissement sera subordonnée à l'entrée en vigueur du présent accord conformément à la section 4.01 ci-dessus, et à la production, par l'emprunteur, de la preuve, satisfaisante pour le Fonds, que les conditions suivantes ont été remplies :

- a) La signature d'un accord de rétrocession entre l'emprunteur et EEPCO, dans lequel l'emprunteur s'engage à transférer l'intégralité du produit du prêt à EEPCO selon des modalités et conditions acceptables pour le Fonds ;
- b) La mise en place d'une Équipe d'exécution de projet (EEP) comprenant notamment un coordonnateur de projet, cinq gestionnaires de site, un environnementaliste, un sociologue et au moins deux comptables ; et
- c) La confirmation émanant d'une banque acceptable pour le Fonds, de l'ouverture, par l'emprunteur, d'un compte de garantie bloqué pour l'indemnisation conformément à des modalités et conditions acceptables pour le Fonds, et du dépôt sur ce compte, par l'emprunteur, des fonds réservés à la réinstallation et à l'indemnisation des personnes affectées par le projet (PAP) pour la première année d'exécution du projet.

5.2.3 Conditions afférentes aux autres décaissements : L'obligation pour le Fonds d'effectuer d'autres décaissements du prêt en vertu du présent accord sera subordonnée à la production par l'emprunteur de la preuve, acceptable quant à la forme et au fond pour le Fonds, de la réalisation de la condition suivante :

- a) Avoir indemnisé et réinstallé toute personne affectée par le projet conformément aux mises à jour éventuelles du Plan d'action de réinstallation, avant le démarrage de tous travaux de construction des lignes de transport.

Engagements

- a) L'emprunteur veillera à ce que la Cellule de réinstallation chargée de mettre œuvre le PAR soit créée au sein de l'EEP et qu'un comité d'évaluation soit mis en place ;
- b) L'emprunteur exécutera l'Évaluation de l'impact environnemental et social (EIES), le Plan de gestion environnementale et sociale (PGES) et le Plan d'action de réinstallation (PAR) et produira des rapports trimestriels à cet égard ;
- c) L'emprunteur veillera à ce qu'aucun travail de construction ne commence avant que toutes les personnes affectées par le projet n'aient été entièrement indemnisées et réinstallées conformément aux mises à jour éventuelles du PAR ;
- d) L'emprunteur ouvrira le compte de garantie bloqué pour l'indemnisation visé à l'alinéa 5.01(c) dans une banque servant d'agent. Ce compte restera ouvert jusqu'à ce que le dernier des paiements aux PAP soit effectué ;
- e) L'emprunteur, se fondant sur les recommandations de la revue des tarifs, maintiendra les tarifs d'électricité à des niveaux permettant à EEPCo d'atteindre une marge d'exploitation positive.

5.3. *Conformité aux politiques de la Banque*

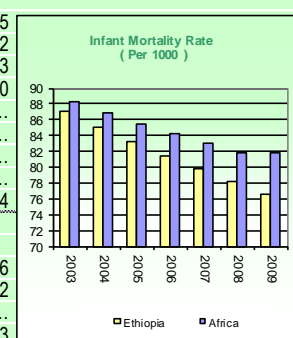
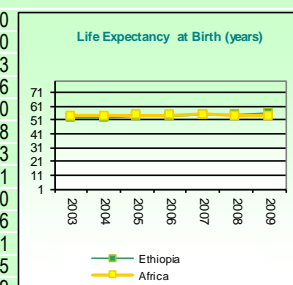
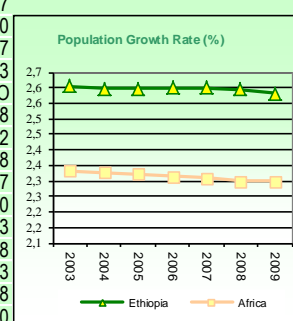
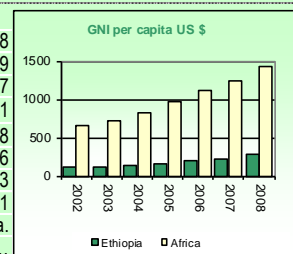
5.3.1 Le présent projet est conforme à toutes les politiques en vigueur de la Banque.

6 RECOMMANDATION

6.1 La Direction recommande au Conseil d'administration d'approuver le don de 58 millions d'UC et le prêt de 93,75 millions d'UC proposés en faveur du Gouvernement éthiopien aux fins et sous réserve des conditions stipulées dans le présent rapport et dans l'Accord de prêt et de don.

Indicateurs socioéconomiques comparatifs

	Year	Ethiopia	Africa	Developing Country	Developed Country
Basic Indicators					
Area ('000 Km ²)		1 104	30 323	80 976	54 658
Total Population (millions)	2009	82,8	1 008	5 629	1 069
Urban Population (% of Total)	2009	17,2	39,6	44,8	77,7
Population Density (per Km ²)	2009	75,0	3,3	66,6	23,1
GNI per Capita (US \$)	2008	280	1 428	2 780	39 688
Labor Force Participation - Total (%)	2009	48,9	41,2	45,6	54,6
Labor Force Participation - Female (%)	2009	47,7	41,2	39,8	43,3
Gender -Related Development Index Value	2005	0,393	0,525	0,694	0,911
Human Develop. Index (Rank among 182 countries)	2007	171	0,514	n.a	n.a.
Popul. Living Below \$ 1 a Day (% of Population)	2005	39,0	50,8	25,0	...
Demographic Indicators					
Population Growth Rate - Total (%)	2009	2,6	2,3	1,3	0,7
Population Growth Rate - Urban (%)	2009	4,4	3,4	2,4	1,0
Population < 15 years (%)	2009	43,5	56,0	29,2	17,7
Population >= 65 years (%)	2009	3,2	4,5	6,0	15,3
Dependency Ratio (%)	2009	87,6	78,0	52,8	49,0
Sex Ratio (per 100 female)	2009	99,0	100,7	93,5	94,8
Female Population 15-49 years (% of total populatic)	2009	23,3	48,5	53,3	47,2
Life Expectancy at Birth - Total (years)	2009	55,7	55,7	66,9	79,8
Life Expectancy at Birth - Female (years)	2009	57,1	56,8	68,9	82,7
Crude Birth Rate (per 1,000)	2009	37,7	35,4	21,5	12,0
Crude Death Rate (per 1,000)	2009	11,6	12,2	8,2	8,3
Infant Mortality Rate (per 1,000)	2009	76,5	80,0	49,9	5,8
Child Mortality Rate (per 1,000)	2009	126,2	83,9	51,4	6,3
Total Fertility Rate (per woman)	2009	5,2	4,5	2,7	1,8
Maternal Mortality Rate (per 100,000)	2005	673,0	683,0	440,0	10,0
Women Using Contraception (%)	2005	14,7	...	61,0	75,0
Health & Nutrition Indicators					
Physicians (per 100,000 people)	2004	1,5	42,9	78,0	287,0
Nurses (per 100,000 people)*	2004	13,7	120,4	98,0	782,0
Births attended by Trained Health Personnel (%)	2005	5,7	50,5	63,4	99,3
Access to Safe Water (% of Population)	2008	38,0	64,0	84,0	99,6
Access to Health Services (% of Population)	2006	...	61,7	80,0	100,0
Access to Sanitation (% of Population)	2008	12,0	38,5	54,6	99,8
Percent. of Adults (aged 15-49) Living with HIV/AIDS	2007	2,1	4,5	1,3	0,3
Incidence of Tuberculosis (per 100,000)	2007	378,0	313,7	161,9	14,1
Child Immunization Against Tuberculosis (%)	2007	72,0	83,0	89,0	99,0
Child Immunization Against Measles (%)	2007	65,0	74,0	81,7	92,6
Underweight Children (% of children under 5 years)	2005	38,0	25,6	27,0	0,1
Daily Calorie Supply per Capita	2005	1 826	2 324	2 675	3 285
Public Expenditure on Health (as % of GDP)	2006	2,3	5,5	4,0	6,9
Education Indicators					
Gross Enrolment Ratio (%)					
Primary School - Total	2008	97,8	100,2	106,8	101,5
Primary School - Female	2008	92,3	91,7	104,6	101,2
Secondary School - Total	2008	33,4	35,1	62,3	100,3
Secondary School - Female	2008	28,1	30,5	60,7	100,0
Primary School Female Teaching Staff (% of Total)	2008	39,1	47,5
Adult Illiteracy Rate - Total (%)	2004	64,1	59,4	19,0	...
Adult Illiteracy Rate - Male (%)	2004	50,0	69,8	13,4	...
Adult Illiteracy Rate - Female (%)	2004	77,2	57,4	24,4	...
Percentage of GDP Spent on Education	2007	5,5	4,5	...	5,4
Environmental Indicators					
Land Use (Arable Land as % of Total Land Area)	2007	14,0	6,0	9,9	11,6
Annual Rate of Deforestation (%)	2006	...	0,7	0,4	-0,2
Annual Rate of Reforestation (%)	2006	...	10,9
Per Capita CO2 Emissions (metric tons)	2008	0,1	1,1	1,9	12,3



Sources : ADB Statistics Department Databases; World Bank: World Development Indicators;

last update : septembre 2010

UNAIDS; UNSD; WHO, UNICEF, WRI, UNDP; Country Reports.

Note : n.a. : Not Applicable ; ... : Data Not Available.

Tableau récapitulatif du portefeuille du FAD en Éthiopie

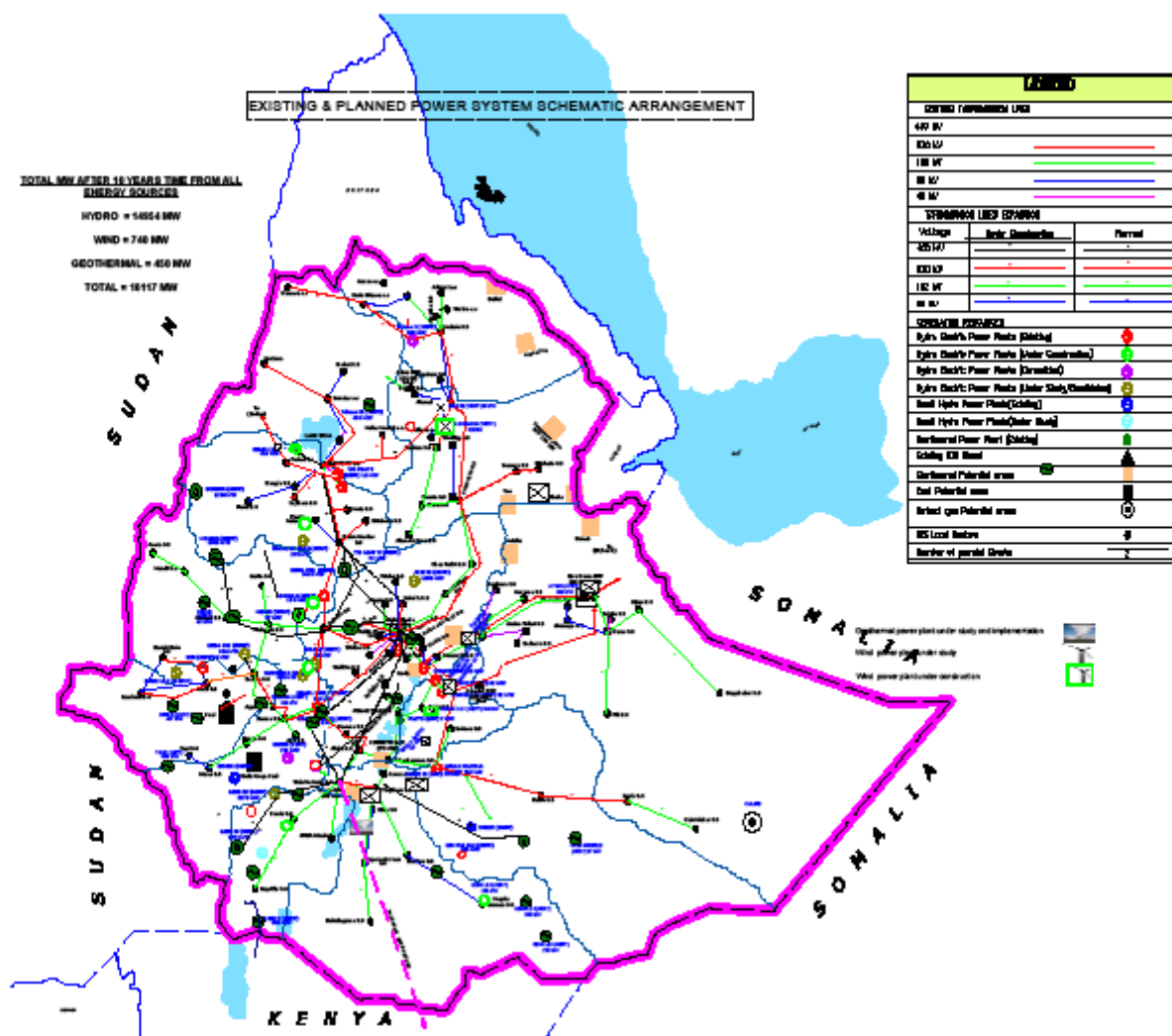
Secteur agricole				
Nom	Type	Notation	Montant net du prêt	Date d'approbation
Projet d'irrigation et de gestion du bassin hydrographique de Koga	P/D	NS	33,92	28 juin 01
Projet d'appui à l'intermédiation financière en milieu rural	P/D	S	35,17	16-juil-03
Projet d'appui au secteur agricole	P/D	S	39,00	5 nov. 03
Création de zones durablement débarrassées de la mouche tsé-tsé et de la trypanosomiase en Afrique de l'Est et de l'Ouest : PATTEC- ETHIOPIE	P/D	NS	9,79	8 déc. 04
TOTAL APPROBATIONS			44,96	
Secteur du transport				
Réfection de la route Butajira-Hossaina-Sodo	P	S	41,31	10 oct. 01
Réfection de la route Wacha-Maji	P/D	S	23,70	11 juin 03
Réfection de la route Jimma-Mizan	P	S	65,00	13 déc. 06
Étude sur le développement du corridor routier Addis-Abeba-Nairobi-Mombassa	D	S	1,35	13 déc. 04
TOTAL APPROBATIONS			131,36	
Secteur des équipements collectifs				
Projet d'électrification rurale II	P	S	87,20	20 déc. 06
Projet d'alimentation en eau et d'assainissement de Harar	P/D	S	21,01	4 sept. 02
Projet d'alimentation en eau et d'assainissement en milieu rural	D	S	43,61	21 déc. 05
Projet de transport d'électricité Éthiopie-Djibouti	P	S	20,88	13 déc. 04
Projet additionnel de transport d'électricité Éthiopie-Djibouti	P	S	5,20	08 oct. 08
TOTAL APPROBATIONS			177,9	

P : Prêt ; D : Don ; NS : Non satisfaisant ; S : Satisfaisant

Principaux projets connexes financés en Éthiopie par la Banque et d'autres partenaires au développement

Pays/agence	Secteur	Projet	Année d'achèvement
BAD	Électrification rurale	Électrification de 36 villes et woreda ruraux dans toutes les régions	2009
BAD	Électrification rurale II	Électrification de 335 villes et villages dans les régions d'Amhara et d'Oromiya	2013
BAD	Transport	Projet d'interconnexion Éthiopie-Djibouti	2010
Chine	Transport	Ligne de transport Sululita-Bahir Dar	2010
Chine	Production	Projet de centrale hydroélectrique d'Amertin Neshi	2013
Italie	Production	Projet de centrale hydroélectrique de Gilgel-Gibe II	2009
Banque mondiale	Transport	Projet d'interconnexion Éthiopie-Soudan	2011
Banque mondiale	Réhabilitation du système de distribution	Projet de réhabilitation du système de distribution d'électricité d'Addis-Abeba	2010
Banque mondiale	Électrification rurale	Électrification de 265 villes grâce à l'extension du réseau et de villages supplémentaires par le truchement d'un mini-système hors réseau et développement de l'utilisation de l'énergie par les producteurs	2011
Koweït	Électrification rurale	Électrification de 27 villes, réhabilitation de 4 sous-stations et construction de 3 lignes de transport dans la région d'Afar	2010
BADEA	Électrification rurale	Électrification de 44 villes dans 2 régions (Amhara et SNNP).	2010
BADEA	Transport	Ligne 132 KV et sous-station pour le projet SAWLA Key Afer	2011
Inde	Électrification rurale	Électrification de 27 villes dans la région de Hagare-Mariam Mega	2011

Système de production et de transport d'électricité de EEPCo et carte du réseau existant et futur



Carte de la zone de projet

