

Document of
The World Bank

FOR OFFICIAL USE ONLY/ USAGE OFFICIEL

Report No: 68254-DJ

DOCUMENT D'EVALUATION DE PROJET

CONCERNANT

UNE PROPOSITION DE CREDIT IDA

D'UN MONTANT DE 4 MILLIONS DE DTS
(6 MILLIONS DE DOLLARS US)

ET

UNE PROPOSITION DE PRET DU

DU FONDS DE L'ENVIRONNEMENT MONDIAL

D'UN MONTANT DE 6,04 MILLIONS DE DOLLARS US

ET UNE PROPOSITION DE PRET DE L'ESMAP D'UN MONTANT DE 1,10 MILLION DE DOLLARS US

A LA

REPUBLIQUE DE DJIBOUTI

POUR UN

PROJET DE PRODUCTION D'ENERGIE GEOTHERMIQUE

14 mai 2013April 17, 2014

TRADUCTION/ ORIGINAL ANGLAIS

This document has a restricted distribution and may be used by recipients only in the performance of their official duties. Its contents may not otherwise be disclosed without World Bank authorization.

EQUIVALENT EN DEVICES

(Taux de change effectif 28 Février 2013)

Unité monétaire =

SDR 1 = US\$ 1,51

US\$ 1 = SDR 0,66

ANNEE BUDGETAIRE

1er Janvier – 31 Décembre

ABBREVIATIONS ET SIGLES

ADF	African Development Bank (<i>Banque Africaine de Développement</i>)
AFD	Agence Française de Développement
AfDB/ BAD	African Development Bank (<i>Banque Africaine de Développement</i>)
AFFI	Arab Financing Facility for Infrastructure (<i>Mécanisme de financement des infrastructures pour le monde arabe</i>)
ARGeo	Africa Rift Geothermal Facility
CAS	Country Assistance Strategy (<i>Stratégie d'Aide Pays</i>)
CBA	Common Bank Account (<i>Compte bancaire commun</i>)
CCC	Construction, Connections and Conditioning (<i>Construction, connections, conditionnement</i>)
CPS	Country Partnership Strategy (<i>Stratégie de Partenariat Pays</i>)
CERD	Djibouti Center for Studies and Research (<i>Centre d'Etudes et de Recherches de Djibouti</i>)
DA	Designated Account (<i>Compte désigné</i>)
DSC	Drilling Service Company (<i>Entreprise de services de forage</i>)
EDD	Electricité de Djibouti
EHS	Environment, Health and Safety (<i>Environnement, santé et sécurité</i>)
EPC	Engineer, Procure, Construct (<i>Ingénierie, Appels d'offres, Construction</i>)

ESS	Environmental Safeguards Specialist (<i>Spécialiste en sauvegardes environnementales</i>)
ESIA	Environmental and Social Impact Assessment (<i>Evaluation d'impacts environnemental et social</i>)
ESIAF(<i>ECIES</i>)	Environmental and Social Impact Assessment Framework (<i>Etude cadre d'impacts environnemental et social</i>)
ESMF	Environmental and Social Management Framework
ESMP (<i>PGES</i>)	Environmental and Social Management Plan (<i>Plan de Gestion Environnementale et Sociale</i>)
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program (<i>Programme d'Assistance à la Gestion du Secteur Energétique</i>)
EU-Africa ITF	European Union Africa Infrastructure Trust Fund (<i>Fonds Fiduciaire EU-Afrique pour les infrastructures</i>)
FCFP	Free Cash Flow to Project (<i>flux de trésorerie pour le projet</i>)
FCFE	Free Cash Flow to Equity (<i>flux de trésorerie pour les actionnaires</i>)
FDI/ <i>IDF</i>	Foreign Direct Investments (<i>Investissement Direct Etranger</i>)
GCC	Geothermal Consulting Company (<i>Entreprise de consulting géothermique</i>)
GDP/ <i>PIB</i>	Gross Domestic Product (<i>Produit Intérieur Brut</i>)
GEF/ <i>FEM</i>	Global Environment Facility (<i>Fonds pour l'Environnement Mondial</i>)
GGDP	Global Geothermal Development Plan
GoDj	Government of Djibouti (<i>Gouvernement de Djibouti</i>)
GWh	Gigawatt Heure (<i>Gigawatt heure</i>)
HFO	Heavy Fuel Oil (<i>Fioul lourd</i>)
IC	Individual Consultant (<i>Consultant individuel</i>)
ICB	International Competitive Bidding (<i>Appel d'offres international</i>)
IDA (<i>IDA</i>)	International Development Association (<i>Association Internationale de Développement</i>)
IFC	International Finance Corporation
IPP	Independent Power Producer (<i>Producteur d'Energie Indépendant</i>)
IRR (<i>TRI</i>)	Internal Rate of Return (<i>Taux de Rentabilité Interne</i>)
IT	Information and Telecommunication (<i>Information et Télécommunication</i>)

JGE	Junior Geothermal Expert
Km	Kilometer (<i>kilomètre</i>)
kVA	Kilovolt Ampere (<i>kilovolt ampère</i>)
kWh	Kilowatt Hours (<i>kilowatt heure</i>)
LCB	Local Competitive Bidding (<i>Appel d'offres local</i>)
MENA	Middle East and North Africa (<i>Moyen-Orient Afrique du Nord</i>)
MOE	Ministry of Energy, Water, and Natural Resources (<i>Ministère de l'Énergie, de l'Eau et des Ressources Naturelles</i>)
MOF	Ministry of Finance (<i>Ministère des Finances</i>)
MW	Megawatts (<i>Mégawatts</i>)
NCB	National Competitive Bidding (<i>Appel d'offres national</i>)
NPV	Net Present Value (<i>Valeur actuelle nette</i>)
OFID	OPEC Fund for International Development (<i>Fonds de l'OPEC pour le développement international</i>)
O&M	Operation & Maintenance (<i>Exploitation et Maintenance</i>)
OP / BP	Operational Policy / Bank Policy (<i>Politique Opérationnelle/ Politique de la Banque</i>)
ORAF	Operational Risk Assessment Framework (<i>Cadre d'Évaluation du Risque Opérationnel</i>)
PB	Parsons Brinkerhoff Power
PCN	Project Concept Note (<i>Note de concept projet</i>)
PDO	Project Development Objectives (<i>Objectif de développement du projet</i>)
PEFA	Public Expenditure and Financial Accountability (<i>Dépenses publiques et responsabilité financière</i>)
PMU(<i>UGP</i>)	Project Management Unit (<i>Unité de Gestion du Projet</i>)
PPA	Power Purchase Agreement (<i>Accord d'Achat d'Énergie</i>)
PPIAF	Public-Private Infrastructure Advisory Facility (<i>Mécanisme consultatif pour l'infrastructure publique/ privée</i>)
PPP	Public Private Partnership (<i>Partenariat public privé</i>)
QCBS	Quality and Cost-Based Selection (<i>Sélection basée sur la qualité et le coût</i>)

Re	Required Return on Equity (<i>Rentabilité exigée des capitaux propres</i>)
REI	Reykjavik Energy International
ROE	Return on Equity (<i>Rentabilité des capitaux propres</i>)
SG	Secretary General (<i>Secrétaire Général</i>)
SEFA	Sustainable Energy Fund for Africa (<i>Fonds pour l'Énergie Durable en Afrique</i>)
SGE	Senior Geothermal Expert
SDR/ <i>DTS</i>	Special Drawing Rights (<i>Droits de Tirage Spéciaux</i>)
SMEs/ <i>PME</i>	Small Medium-Size Enterprises (<i>Petites et Moyennes Entreprises</i>)
SOE	Statement of Expenditures (<i>Etat des dépenses</i>)
SREP	Scaling Up Renewable Energy Program
SSS	Social Safeguards Specialist (<i>Spécialiste des sauvegardes sociales</i>)
SW	Staff-Week (Semaine de travail)
TA	Transaction Advisor (<i>Conseiller en transactions</i>)
TTL	Task Team Leader (<i>Chef de l'équipe projet</i>)
US	United States of America
WB	World Bank (<i>Banque Mondiale</i>)
WACC	Weighted Average Cost of Capital (<i>coût moyen pondéré du capital</i>)

Regional Vice President: Inger Andersen

Country Director: Hartwig Schafer

Sector Director: Junaid Kamal Ahmad

Sector Manager: Charles Joseph Cormier

Task Team Leader: Ilhem Salamon

REPUBLIQUE DE DJIBOUTI

Projet de production d'énergie géothermique

TABLE DES MATIERES

	Page
I. CONTEXTE STRATEGIQUE	1
A. Contexte pays.....	1
B. Contexte sectoriel et institutionnel	2
C. Objectifs de plus haut niveau auxquels le Projet contribue	3
II. Objectifs de développement du projet (PDO)	4
A. PDO	4
B. Bénéficiaires du projet	4
C. Indicateurs de résultat du niveau des Objectifs de développement du programme (PDO)	5
III. DESCRIPTION DU PROJET	5
A. Volets du Projet	5
B. Financement du projet	6
C. Leçons tirées et reflétées dans la conception du projet.....	9
IV. MISE EN oeuvre	11
A. Dispositifs institutionnels et de mise en oeuvre	11
B. Suivi des résultats et évaluation.....	13
C. Viabilité à long terme	13
D. Coordination entre les bailleurs.	14
V. RISQUES CLES ET MESURE D'ATTENUATION	14
A. Tableau récapitulatif d'évaluation des risques	14
B. Explication de l'évaluation globale du risque	14
VI. resume d'évaluation	16
A. Analyses économiques.....	16
B. Analyses financières	17
C. Technique	20
D. Gestion financière.....	22
E. Passation des marchés.....	23
F. Social (y compris sauvegardes)	24
G. Environnement (y compris Sauvegardes).....	25
<i>Annexe 1: Cadre de résultats et de suivi</i>	27
<i>Annexe 2: Historique des forages d'exploration dans la zone du Rift d'Assal et leçons tirées de l'expérience pour la conception du projet.</i>	Error! Bookmark not defined.
<i>Annexe 3: Description détaillée du projet</i>	30
<i>Annexe 4: Dispositions de mise en oeuvre</i>	40
<i>Annexe 5: Cadre d'évaluation du risque opérationnel (ORAF) – Stade d'évaluation</i>	55
<i>Annexe 6: Plan d'aide à la mise en oeuvre</i>	60
<i>Annexe 7: Analyse Economique</i>	62
<i>Annexe 8: Analyse financière</i>	79

Annexe 9: Taille optimale de la centrale géothermique et économies liées au système de production..... 94
Annexe 10: Plan de passation des marchés 98
Annexe 11: Le projet de production géothermique à Djibouti- Comptabilisation des émissions de gaz à effet de serre 102

FICHE DE DONNEES DU PAD*Djibouti**DJ Geothermal Power Generation Project (P127143)/ Projet de production d'énergie géothermique***DOCUMENT D'EVALUATION DE PROJET (PAD)***MOYEN ORIENT AFRIQUE DU NORD**MNSEG*

Report No.: PAD227

Informations de base			
Project ID/ Fiche projet	Instrument de prêt	Catégorie EA	Team Leader
P127143	Prêt d'investissement spécifique	B-Evaluation partielle	Ilhem Salamon
Date de début de mise en œuvre du projet		Date de fin de mise en œuvre du projet	
05 juin 2013		01 juillet 2018	
Date de mise en vigueur prévue		Date limite prévue	
01 juillet 2014		31 décembre 2018	
Joint IFC		Domaine d'Action du FEM	
Non		Changement Climatique	
Sector Manager	Sector Director	Country Director	Regional Vice President
Charles Joseph Cormier	Junaid Kamal Ahmad	Hartwig Schafer	Inger Andersen
Emprunteur: République de Djibouti			
Agence responsable: Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles			
Contact:	Djama Ali Guelleh	Titre:	Directeur Général de l'électricité de Djibouti
Téléphone	253 21 355368	Email:	direction-edd@edd.dj
No.:			
Données de financement du projet (US\$M)			
<input type="checkbox"/>	Prêt (Loan)	<input checked="" type="checkbox"/>	Subvention (Grant)
<input checked="" type="checkbox"/>	Crédit (Credit)	<input type="checkbox"/>	Garantie (Guarantee)
<input type="checkbox"/> Autre			
Pour prêts/crédits/ autres			
Coût total du projet	31,23	Financement total de la Banque	6,00

Co-financement total	Gap financier		0,00						
Source de financement									
	Montant								
EMPRUNTEUR/BENEFICIAIRE	0.50								
International Development Association (IDA)	6.00								
Global Environment Facility (GEF/FEM)	6.04								
African Development Bank/ <i>Banque Africaine de Développement</i>	2.34								
African Development Fund/ <i>Fonds Africain de développement</i>	5.00								
Energy Sector Management Assistance Program/ <i>Programme d'Assistance à la Gestion du Secteur Energétique</i>	1.10								
FRANCE Agence Française de Développement	3.25								
OPEC FUND	7.00								
Total	31.23								
Décaissements prévus (en millions de dollars US)									
Année budgétaire	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	0000	0000
Annuel	0.00	0.12	2.94	2.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cumulé	0.00	0.12	3.06	6.00	6.00	06.00	06.00	0.00	0.00
Objectifs de Développement Proposés									
L'Objectif de Développement du Projet est d'aider le bénéficiaire à évaluer la viabilité commerciale de la ressource géothermique de la Caldeira de Fiale (dans la région du Lac Assal).									
Volets du projet									
Nom du volet		Coût (Millions de dollars US)							
Volet 1 – Forage d'exploration		27.80							
Volet 2- Assistance technique pour le Programme de Forage		1.80							
Volet 3- Gestion du Projet		1.60							
Données Institutionnelles									
Conseil d'administration Sectoriel									
Energie et Mines									
Secteur / Changement Climatique									

Secteur (Maximum 5 et % total doit être égal à 100)				
Secteur Principal	Secteur	%	Co-bénéfices Adaptation %	Co-bénéfices Atténuation %
Energie et Mines	Autres Energies Renouvelables	100		
Total		100		
<input checked="" type="checkbox"/> Je certifie qu'il n'y a pas d'information de co-bénéfices d'adaptation et d'atténuation du changement climatique applicables à ce projet.				
Thèmes				
Thème (Maximum 5 et % total doit être égal à 100)				
Principal thème	Thème	%		
Gestion de l'Environnement et des Ressources Naturelles	Changement Climatique	100		
Total		100		
Conformité				
Politique				
Le projet diffère-t-il de la Stratégie d'assistance pays (CAS) par son contenu ou par d'autres aspects significatifs ?			Oui []	Non [X]
Le projet exige-t-il des dérogations vis à vis des politiques de la Banque?			Oui []	Non [X]
Ont-elles été approuvées par le management de la Banque ?			Oui []	Non [X]
Le Conseil d'Administration sera-t-il sollicité pour une dérogation à une politique ?			Oui []	Non [X]
Le projet remplit-il les Critères régionaux pour une mise en œuvre rapide?			Oui [X]	Non []
Politiques de Sauvegarde déclenchées par le projet			Oui	Non
Evaluation environnementale OP/BP 4.01			X	
Habitats naturels OP/BP 4.04			X	
Forêts OP/BP 4.36				X
Gestion des nuisibles OP 4.09				X
Ressources culturelles physiques OP/BP 4.11				X
Peuples indigènes OP/BP 4.10				X
Réinstallation involontaire OP/BP 4.12				X
Sécurité des barrages OP/BP 4.37				X

Projets sur voies d'eau internationales OP/BP 7.50			X
Projets dans des zones contestées OP/BP 7.60			X
Provisions juridiques			
Nom	Récurrent	Echéance	Fréquence
Mise à jour du Manuel d'Exécution du Projet		3 mois après la mise en vigueur	
Description de l'obligation			
Le Manuel d'Exécution du Projet doit être mise à jour de manière satisfaisante pour l'Association.			
Nom	Récurrent	Echéance	Fréquence
Recrutement du personnel en charge des de la gestion fiduciaire		3 mois après la mise en vigueur	
Description de l'obligation			
Recrutement d'un Directeur de l'unité de gestion de projet (recrutement international), d'un comptable expérimenté, d'un spécialiste en passation de marchés, d'un spécialiste en sauvegarde environnementale et d'un spécialiste en sauvegarde sociale.			
Conditions			
Nom			Type
Exécution et réalisation des Accords de Dons des cofinanciers			Mise en vigueur
Description de la Condition			
Les Accords de financement des cofinanciers ont été exécutés et réalisés et toutes les conditions préalables à leur mise en œuvre effective ou au droit du Bénéficiaire d'effectuer des retraits dans le cadre de ces accords ont été remplies			
Nom			Type
Exécution du Mémoire d'Accord (MoU)			Mise en vigueur
Description de la Condition			
Le MoU a été exécuté et réalisé et toutes les conditions préalables à sa mise en œuvre effective ont été remplies			
Nom			Type
Exécution de l'Accord Auxiliaire			Mise en vigueur
Description de la Condition			
L'Accord Auxiliaire a été exécuté au nom du Bénéficiaire et de l'Entité d'Exécution du Projet			
Composition de l'Equipe			

Equipe de la Banque Mondiale					
Nom	Titre	Spécialisation	Unité		
Ilhem Salamon	Senior Energy Economist	Task Team Leader	MNSEG		
Hassine Hedda	Finance Officer	Finance Officer	CTRLA		
Victor B. Loksha	Senior Energy Economist	Financial Analysis	SEGES		
Wassim Turki	Consultant	Financial Management	MNAFM		
Mark M. Moseley	Lead Counsel	Lead Counsel	LEGPS		
Hayat Taleb Al-Harazi	Operations Analyst	Financial Analysis	MNARS		
Salim Benouniche	Lead Procurement Specialist	Procurement	MNAPC		
Ben J. Mescher	Consultant	Geothermal Expert	MNSEG		
Ruxandra Costache	Counsel	Country Lawyer	LEGAM		
Mark M. Njore	Program Assistant	Program Assistant	MNSSD		
Fatou Fall	Social Development Specialist	Social Safeguards	MNSSO		
Rock Jabbour	Financial Management Analyst	Financial Management Analyst	MNAFM		
Brian Roy White	Consultant	Geothermal Drilling Consultant	EASIS		
Walid Dhouibi	Procurement Specialist	Procurement	MNAPC		
Andrew Losos	Environmental Specialist	Environmental Safeguards	MNSEN		
Yassine Cherkaoui	E T Consultant	Financial Analysis	MNSEG		
Personnel non Banque Mondiale					
Nom	Titre	Téléphone bureau	Ville		
Robert Bacon	Consultant		Washington D.C.		
Localisation					
Pays	Première division administrative	Localisation	Planifié	Actuel	Commentaires
Djibouti	Région de Tadjourah	Région de Tadjourah	X	X	Caldeira de Fiale dans la Région du Lac Assal, à 80km de la ville de Djibouti

I. CONTEXTE STRATEGIQUE

A. Contexte pays

1. La République de Djibouti souhaite exploiter sa localisation stratégique entre la Mer Rouge et le Golfe d'Aden, afin de devenir un centre d'affaires maritime et international pour l'Afrique de l'Est. Le pays compte une population d'environ 905 564 personnes et un taux de croissance d'environ 1,9% en 2011. Les ressources naturelles, les terres arables, les précipitations et l'eau sont limitées. De plus, le secteur manufacturier est peu développé et le secteur agricole presque inexistant. Djibouti a peu d'industries et dépend fortement de l'aide internationale afin de soutenir sa balance des paiements pour financer des projets de développement et pour répondre aux besoins alimentaires. Avec moins de 1000 km² de terres arables (0,04% de 23 200 km²) et des précipitations annuelles moyennes de 129,54 mm le pays connaît un déficit alimentaire chronique et dépend entièrement des importations pour ses besoins alimentaires. En conséquence, Djibouti est très sensible aux chocs extérieurs telles que des augmentations brutales des prix énergétiques ou alimentaires et aux catastrophes naturelles telles que les inondations et les sécheresses.
2. L'économie de Djibouti est une économie de service dont les ressources proviennent essentiellement des activités commerciales et des activités portuaires du pays. L'Ethiopie, pays enclavé de 75 millions d'habitants, est l'utilisateur principal du port de Djibouti et est responsable de 85% des échanges transitant par le terminal à conteneurs.
3. Avec un PIB par habitant de 2 290 de dollars en 2009 en Parité de Pouvoir d'Achat, Djibouti se situe dans le bas de la catégorie des pays à revenus intermédiaires. Le taux de chômage est d'environ 60% et près de 42% de la population du pays vit en dessous du seuil de pauvreté absolu de 2 dollars par jour. Djibouti est quasiment une ville-état, les deux tiers de la population vivant dans la ville de Djibouti. Le tiers de la population ne vivant pas officiellement dans la capitale est composé d'habitants des bidonvilles, qui vivent grâce au secteur informel, et de populations pastorales pauvres et nomades, qui occupent faiblement le reste du territoire. Pour finir, la présence dans le pays d'un grand nombre de réfugiés fuyant les conflits des pays voisins exacerbe la pauvreté et fait augmenter la pression qui pèse déjà sur les services sociaux nationaux.
4. Depuis 2005, Djibouti a connu une expansion budgétaire et une augmentation de l'investissement direct étranger (IDE) qui ont contribué à la transformation de l'économie et ont généré une forte croissance annuelle moyenne de 5,2%. Le port a bénéficié d'investissements qui ont contribué à une augmentation significative de l'activité. La création de la Zone Franche de Djibouti en 2004 a permis l'importation, le stockage, la transformation et la réexportation de marchandises sans barrières tarifaires ou non tarifaires. De plus, un partenariat public privé (PPP) avec Dubai Port World a permis une augmentation significative de l'investissement, de l'efficacité, de l'activité et des revenus du port, de l'aéroport et des douanes de Djibouti. Il a également permis la construction d'un nouveau terminal à conteneurs qui a fortement contribué à étendre la capacité du port. Les investissements des pays du Golfe dans ce petit pays d'Afrique de l'Est ont également concerné le tourisme, secteur qui a bénéficié de la construction récente d'un hôtel 5 étoiles, ce qui a stimulé le monde des affaires.
5. Malgré les progrès enregistrés dans le développement des infrastructures, la forte croissance de Djibouti n'a pas permis d'enrayer la pauvreté ou le chômage de manière significative. L'activité économique est restée confinée à la zone de libre-échange et le port, et il y a eu très peu de retombées positives pour le reste de l'économie. Jusqu'à maintenant, le développement des entreprises nationales et les effets bénéfiques des investissements étrangers ont été entravés par des coûts de production élevés, dus au coût très élevé de l'énergie. Une enquête sur les Petites et Moyennes Entreprises (PME) menée en 2008 pour une étude de la Banque Mondiale a montré que l'absence d'approvisionnement énergétique fiable, sûr et à bas coût était

considéré comme le principal obstacle aux échanges commerciaux avec Djibouti par plus de la moitié des personnes interrogées. Bien que les prix pratiqués par Electricité de Djibouti (EDD) soient élevés, les charges financières de l'entreprise sont lourdes et le Gouvernement a dû régulièrement fournir une aide budgétaire à l'entreprise.

B. Contexte sectoriel et institutionnel

6. *Cadre institutionnel du secteur de l'électricité:* le secteur de l'électricité à Djibouti est règlementé par le Ministère de l'Energie, de l'Eau et des Ressources Naturelles. Le Ministère est la tutelle de l'entreprise publique Electricité de Djibouti (EDD), qui a le monopole de la production, transmission et distribution de l'électricité. Le statut et les obligations de l'EDD sont définis par le décret no. 83-071/PWEDD du 2 février 1983. Aux termes de ce décret, l'Etat de Djibouti est le responsable final des obligations de l'EDD vis-à-vis des tiers et des fournisseurs. Le décret indique également que l'électricité distribuée par EDD peut être soit produite par l'entreprise, soit par des entités détenues par des tiers.

7. *Prix de l'électricité.* Les prix de l'électricité sont élevés et atteignent en moyenne US\$ 0,32/kWh, ce qui est dû principalement à l'augmentation des prix du pétrole et des inefficacités techniques et non-techniques. Les prix de l'EDD pour 2012 vont d'un tarif social (*life-line tariff*) de US\$ 0,153/kWh à US\$ 0,426/kWh pour les chantiers de constructions. Les commerces et bâtiments gouvernementaux payent leur électricité US\$ 0,397/kWh. Les tarifs de l'EDD sont définis par arrêté pris en conseil des Ministres.

8. *Demande d'électricité.* A Djibouti, environ 50% seulement de la population a accès à l'électricité, car la demande est freinée par les prix élevés, les coûts de connexion élevés et un réseau électrique qui ne couvre que la ville de Djibouti ainsi que les chefs-lieux régionaux. Les données de charge horaire de 2009 montrent que la demande sur le réseau national va d'un minimum de 15 MW en hiver à un maximum de 63 MW en été. 54% de la demande de la ville de Djibouti provient de gros consommateurs. Récemment, la croissance de la population (estimée à 1,9%/an depuis 2005) et l'urbanisation du pays ont conduit à une demande d'électricité croissante. Une étude menée par Parsons Brinckerhoff (PB Power) pour l'étude de faisabilité des interconnexions électriques avec l'Ethiopie prévoit une augmentation annuelle de la demande d'électricité de 5,2% d'ici 2025. Les prévisions de PB Power sont plus prudentes que celles de l'EDD car l'entreprise publique prend également en compte la demande additionnelle créée par les grands projets prévus actuellement à Djibouti.

9. *Offre d'électricité.* L'offre d'électricité se compose des capacités thermiques de l'EDD et des importations d'hydroélectricité en provenance d'Ethiopie. L'EDD s'appuie principalement sur des capacités de production vieillissantes, fonctionnant grâce à des importations de pétrole coûteuses afin de produire une électricité de charge de base. L'entreprise compte 18 unités de production fonctionnant au fioul lourd (HFO) à Boulaos et Marabout. L'un des générateurs a moins de 5 ans (2007), 14 générateurs équivalents à 78 MW ont entre 5 et 15 ans et le reste est âgé de 20 ans ou plus. Du fait du manque de fiabilité des anciens générateurs, la capacité de production réelle de l'EDD est limitée à 57 MW sur les 119 MW installés.

10. *Les importations d'énergie en provenance de l'Ethiopie.* Depuis 2011, une ligne d'interconnexion électrique entre Ethiopie et Djibouti a été mise en service et fournit au pays un approvisionnement énergétique à faible coût lorsque la ressource est disponible. Aux termes de l'Accord d'achat d'électricité (Power Purchase Agreement PPA), 180 à 300 GWh sont vendus annuellement à Djibouti. L'Accord, qui exclut la vente d'énergie pendant les heures de pic durant la saison sèche en Ethiopie, représente une production continue de 22,35 à 37,24 MW. L'offre électrique est limitée par les conditions hydrologiques et la disponibilité du surplus énergétique: la production hydroélectrique éthiopienne dépasse la demande durant la saison des pluies ce qui correspond à la forte demande des mois d'été à Djibouti. De la même manière, la faible demande

à Djibouti en hiver correspond à la saison sèche en Ethiopie, période durant laquelle des pics journaliers exigent un complément de production thermique.

11. Cependant, l'offre énergétique éthiopienne ne s'inscrit pas dans le cadre d'un accord de capacité garantie, ce qui signifie que l'énergie n'est pas toujours disponible lorsque Djibouti en a le plus besoin. Un accord de capacité garantie avec l'Ethiopie assurerait une plus grande sécurité de l'approvisionnement. Néanmoins, seule une capacité de production installée dans un pays permet de véritablement assurer la sécurité de l'approvisionnement. Lors des négociations de capacité garantie avec l'Ethiopie, Djibouti devra tenir compte du fait que le coût de l'énergie excédentaire et/ou de capacité garantie va continuer de croître au fur et à mesure que l'Ethiopie ouvre de nouveaux marchés grâce à des interconnexions de transmission supplémentaires. Si Djibouti dépendait entièrement de l'Ethiopie sans disposer d'une capacité installée fiable et efficace, le pays s'exposerait à des augmentations futures de prix, comparable à la situation actuelle où sa dépendance vis-à-vis du marché international du pétrole rend le pays vulnérable en cas de flambée des prix.

12. *Option à moindre coût pour l'offre énergétique future.* En 2009, la Banque Mondiale a demandé un Plan Directeur pour une électricité à moindre coût¹ afin de définir la meilleure solution pour combler le fossé croissant entre demande et offre énergétique. Selon ce Plan Directeur, « la différence de prix entre la production fossile à Djibouti et la production hydroélectrique en Ethiopie est si forte que Djibouti va probablement importer la majeure partie, voire la totalité de l'énergie disponible. Cette situation va perdurer jusqu'à ce que Djibouti mette en place une production à bas coût sous une forme ou une autre, en utilisant des ressources locales, probablement géothermiques (...) ». Le projet proposé a pour objectif de soutenir le développement à moindre coût de ressources géothermiques pour une capacité de charge de base, en utilisant des ressources locales².

C. Objectifs de plus haut niveau auxquels le Projet contribue

13. La Stratégie d'Assistance Pays FY09-12 du Groupe Banque mondiale mentionne spécifiquement que « la Banque Mondiale soutiendra les efforts du Gouvernement de Djibouti pour renforcer le secteur commercial, avec comme priorité la réduction des contraintes et coûts qui pèsent sur le développement du secteur privé, en particulier dans les domaines de l'énergie, des télécommunications et financier ». Une nouvelle Stratégie de Partenariat Pays est en cours de préparation et inclut le programme de production géothermique. La stratégie exploite les résultats du document « Un nouveau modèle de croissance pour Djibouti », une étude menée par la Banque qui souligne que la majorité des entreprises de Djibouti considèrent que l'électricité est le principal obstacle au développement du secteur privé et à la diversification économique. C'est pourquoi le projet prévu apporte des réponses à ces résultats. Etant donné que les prix élevés de l'électricité et le manque de fiabilité sont considérés comme des obstacles majeurs au développement commercial de Djibouti, la réduction attendue du prix de l'électricité rendue possible par ce projet jouera un rôle clef pour stimuler le développement commercial et du secteur privé dans le pays, en phase avec le pilier « accélérer la croissance durable » de la stratégie régionale MENA de la Banque.

14. De plus, le projet est un élément central de la stratégie de réponse du Gouvernement de Djibouti au changement climatique. Le programme de Djibouti pour le changement climatique est basé sur les principes de la Convention cadre des Nations unies sur le changement climatique et sur les lignes directrices définies par le programme national pour le développement économique et social de 2001-2010. Il prévoit entre autres les objectifs suivants : (i) atténuation des effets des gaz à effet de serre, en prenant en compte le fait que les émissions de Djibouti ne représentent que 0,045% des émissions globales et que le pays est en réalité un puits

¹ Parsons Brinckerhoff (2009) "Least Cost Electricity Master Plan Djibouti"

² A la différence de l'éolien et du solaire, la géothermie fournit une capacité de charge de base et pas uniquement de l'énergie.

de gaz à effet de serre ; (ii) développement et mise en place de mesures d'adaptation afin de permettre au pays de faire face aux effets négatifs du changement climatique sur l'environnement naturel.

II. OBJECTIFS DE DEVELOPPEMENT DU PROJET (PDO)

A. PDO

15. L'Objectif de Développement du Projet est d'aider le bénéficiaire à évaluer la viabilité commerciale des ressources géothermiques de la Caldeira de Fiale (située dans la région du Lac Assal). Atteindre cet objectif reviendrait à libérer le potentiel géothermique de Djibouti, ce qui contribuerait à réduire les coûts de production d'électricité nationale, augmenterait la sécurité de l'offre et stimulerait la participation du secteur privé au secteur de l'énergie.

B. Bénéficiaires du projet

16. Le bénéficiaire direct du projet est le Gouvernement de Djibouti, dont le budget bénéficiera d'économies pouvant être réallouées vers d'autres usages. De plus, les équipes de d'EDD, du Ministère de l'Énergie, de l'Eau et des Ressources Naturelles, du Ministère de Finances et du CERD (Centre d'études et de Recherches de Djibouti) bénéficieront d'un renforcement de leurs capacités ainsi que des activités liées au projet. Les bénéficiaires du projet incluront également les femmes à travers ces activités de formations. Le financement public concessionnel de la phase risquée d'exploration par les bailleurs devrait permettre au Gouvernement de Djibouti d'attirer les producteurs d'énergie du secteur privé. Ces producteurs devraient proposer un prix du kWh plus faible que si le secteur privé avait mené lui-même la phase risquée d'exploration. Tout ceci est basé sur l'hypothèse que les forages financés par le secteur public indiquent que les ressources géothermiques sont viables (cf. Annexe 8). De plus, l'analyse des économies de coûts du système de production lié au projet de production géothermique (cf. Annexe 9) montre que le remplacement des installations thermiques par une capacité géothermique permettra au Gouvernement d'économiser environ US\$ 57 millions par an. Cette somme est significative puisqu'elle est équivalente à plus de 10% du budget annuel de Djibouti. De plus, ce projet est conçu de manière à permettre aux équipes du CERD de l'Unité de Gestion du Projet et autres équipes des institutions gouvernementales concernées de bénéficier directement de renforcement des capacités pour la conception et le management d'un programme de forage géothermique.

17. Les bénéficiaires indirects sont le secteur privé et la population de Djibouti. Le développement de l'énergie géothermique devrait réduire de façon significative le prix de l'électricité, ce qui allègera la charge pesant sur le développement du secteur privé et encouragera la diversification économique. De plus la population bénéficiera également de la réduction des émissions de CO2 qui résulteront du remplacement de la capacité thermique par une capacité géothermique.

C. Indicateurs de résultat du niveau des Objectifs de développement du programme (PDO)

18. L'Objectif Environnemental Global sera mesuré à l'aide des indicateurs suivants:
- Emissions de gaz à effet de serre évitées
19. L'Objectif de Développement du Projet sera mesuré à l'aide des indicateurs suivants :
- Développer une étude de faisabilité de production géothermique complète
 - Publier des mises à jour périodiques de la mise en œuvre du projet
 - Protocole de test de puits géothermiques développé et mis en place

- Résultats de test de puits évalués et certifiés de manière indépendante.

III. DESCRIPTION DU PROJET

A. Volets du Projet

20. Le projet proposé soutient un programme de forages financé par plusieurs bailleurs. Le programme de forage suivra un protocole de test pré-approuvé et fournira des résultats certifiés. Dans le cas où la ressource géothermique s'avèrerait commercialement viable pour une production d'énergie à large échelle, un projet de suivi sera mis en œuvre pour ouvrir les ressources géothermiques à la concurrence sur le marché international des Producteurs Indépendants d'Electricité (IPP). Si la ressource est confirmée pour une production d'énergie à grande échelle, le projet de suivi financera le recrutement d'un Conseiller aux transactions qui élaborera un processus de pré-qualification conformément aux règles de passations de marchés de la Banque, dont l'objectif sera d'aboutir à un Partenariat Public Privé dans le cadre duquel un IPP développera, exploitera et entretiendra une centrale de production d'énergie par le biais d'un accord d'achat d'énergie à long terme. Si la ressource est confirmée pour une production commerciale d'énergie mais à un niveau inférieur au niveau requis pour attirer l'attention d'IPP internationaux, d'autres moyens pour développer un projet énergétique viable seront examinés.

21. Le projet prévu comprend trois volets résumés ci-dessous. Les dispositions de cofinancement sont présentés dans le tableau 1 et une description détaillée de l'intégralité du projet, des éléments qui le composent et de la structure contractuelle figure en Annexe 2 :

Volet 1- Programme de forage (27,18 millions de dollars, dont 6 millions de l'IDA, 6,04 million du FEM et 1,1 million d'ESMAP): cet élément inclut la fourniture de travaux, d'équipement et de services de consultants pour (i) travaux préparatoires de génie civil nécessaires à l'exécution du programme de forage (financés par la BAD) ; (ii) exécution du programme de forage conçu par l'Entreprise de consulting géothermique (cofinancé conjointement par le FEM, l'IDA et l'OFID) ; (iii) matériaux en acier nécessaires à l'exécution du programme de forage (financés par l'AFD); et (iv) pour l'inspection et les tests des taux de flux des réservoirs (financé par l'ESMAP).

Volet 2 – Assistance technique pour le programme de forage (1,8 million de dollars) : Cet élément inclut la fourniture d'équipement et de services consultant pour (i) concevoir le programme de forage et le protocole de test de puits ; (ii) exécuter le protocole de test et garantir la certification des résultats par une tierce partie et (iii) la préparation d'une étude de faisabilité technique pour la centrale géothermique dans le cas où la ressource géothermique est adaptée à la production d'énergie. Ce volet sera financé par la BAD par le biais d'un des Fonds fiduciaires qu'elle gère.

Volet 3 – Gestion du projet (1,6 million de dollars): Cet élément inclut la fourniture d'équipement, de services de consultants, y compris audit et formation et les coûts opérationnels liés à la gestion du projet et sa mise en œuvre, y compris suivi et évaluation. Ce volet sera cofinancé conjointement par le Gouvernement de Djibouti et la BAD.

B. Financement du projet

Instrument de prêt

22. L'instrument de prêt prévu est un crédit de l'IDA à des conditions mixtes. L'échéance est de 25 ans, le délai de grâce de 5 ans, le taux d'intérêt de 1,25% (plus 0,75% de commission). Le capital est remboursable à un taux de 3,3 % par an durant les années 6 à 15 et 6,7% au cours des années 16 à 25.

23. Les contributions du FEM et d'ESMAP prennent la forme de dons. Si l'ensemble des quatre puits forés sont fructueux, l'équivalent des contributions du FEM et de l'ESMAP devra être remboursé au Gouvernement de Djibouti. Les fonds financeront un fonds consacré au développement de l'énergie renouvelable à Djibouti. Cependant, si l'un des puits échoue, l'IPP n'aura pas à rembourser ces fonds au Gouvernement de Djibouti.

Coût du projet et financement

24. Le coût estimé du projet est de 31,23 millions de dollars. La Banque Mondiale en financera 6 millions. Le Fonds Environnemental Mondial (FEM) fournira 6.04 millions de dollars³ dont 6,04 millions contribueront directement au coût total du projet, et 0.46 millions couvriront les frais d'agence. Le Fonds OPEC pour le développement international (OFID) financera 7 millions. La Banque Africaine de Développement (BAD) financera 5 millions de dollars par le biais du Fonds de Développement pour l'Afrique et 1,8 millions de dollars par le biais d'un des fonds fiduciaires qu'elle gère. L'Agence Française de Développement (AFD) financera 2.5 millions d'euros. Le Programme d'Aide à la gestion du secteur de l'énergie (Energy Sector Management Assistance Program -ESMAP) financera 1.1 million de dollars⁴ par le biais du budget du programme Africa Renewable Energy Access II, dans le cadre du nouveau Plan Mondial Géothermique. Pour finir, le Gouvernement de Djibouti contribuera en nature à hauteur de 0.5 millions de dollars.

25. L'OFID et le FEM fourniront un cofinancement conjoint à l'IDA pendant que la BAD, l'AFD, l'ESMAP et le Gouvernement de Djibouti fourniront un cofinancement parallèle. L'IDA administrera les fonds FEM et ESMAP et elle signera un Mémoire d'Accord avec l'OFID et l'AFD afin de garantir le respect des politiques, procédures et règles directrices de la Banque Mondiale. La BAD administrera le Fonds de développement africain et le fonds fiduciaire.

26. Comme illustré dans le tableau 2 :

- La BAD financera, par le biais du Fonds de développement et le fonds fiduciaire qu'elle gère, les contrats qui seront mis en œuvre au cours des deux premières années du projet : volet 2 et 3 et contrats de travaux de génie civil qui sont le premier contrat mis en œuvre dans le volet 1,
- L'AFD financera les contrats multiples liés aux matériaux en acier (contrats de Groupe 1)
- Le FEM, l'IDA et l'OFID financeront les contrats de l'entreprise de forage géothermique (incluant les contrats de spécialité du Groupe 3)
- L'ESMAP financera les contrats d'inspection et de test (contrats de Groupe 2)
- Le Gouvernement de Djibouti financera les coûts opérationnels de l'Unité de Gestion du Programme (UGP)

³ Le FEM et ESMAP contribuent sous la forme d'une dons. Si les quatre puits forés sont un succès, l'IPP sélectionné pour développer la centrale énergétique doit rembourser les fonds au Gouvernement de Djibouti afin d'alimenter un fonds dédié au développement des renouvelables à Djibouti. Si l'un des puits échoue, l'IPP n'a pas besoin de rembourser les fonds. Les modalités précises du remboursement seront définies pendant l'exécution du projet.

⁴ Cf. note de bas de page 3.

27. Il est important de souligner que l'AFD, l'ESMAP, le FEM, l'IDA et l'OFID ne commenceront à déboursier les fonds que onze mois après que le projet ne débute car les premiers contrats seront entièrement financés par la BAD.

28. Le tableau 1 résume la ventilation des coûts du projet par volet et source de financement:

Tableau 1: Ventilation des coûts du projet par volet et source de financement

	BAD	AFD	ESMAP	BAD (fonds fiduciaire)	Gouvernement de Djibouti	FEM	OFID
	3,729,000	2,727,590	923,184	-	-	5,069,121	5,874,809
	737,800	522,410	176,816	-	-	970,879	1,125,191
	4,466,800	3,250,000	1,100,000	-	-	6,040,000	7,000,000
				1,591,100			
	-	-	-	173,900	-	-	-
	-	-	-	1,765,000	-	-	-
	462,000	-	-	500,000	450,000	-	-
	71,200	-	-	75,000	50,000	-	-
	533,200	-	-	575,000	500,000	-	-
	4,191,000	2,727,590	923,184	2,091,100	450,000	5,069,121	5,874,809
	809,000	522,410	176,816	248,900	50,000	970,879	1,125,191
	5,000,000	3,250,000	1,100,000	2,340,000	500,000	6,040,000	7,000,000

Tableau 2: Ventilation des éléments du projet par sources de financement (en %)

	BAD	AFD	ESMAP	BAD Fonds fiduciaire	Gouvernement de Djibouti	FEM	OFID	IDA	Total
Volet 1: programme de forage									
Contrat de génie civil	100%								100%
Contrat de l'entreprise de service de forage (y compris contrats de						32%	36%	32%	100%

groupe 3)									
Matériaux en acier		100%							100%
Inspection et Test			100%						100%
Volet 2: Assistance technique pour le programme de forage									
Geothermal Consulting Company (entreprise de consulting géothermique)				100%					100%
Volet 3: Gestion de projet									
Directeur de l'UGP				100%					100%
Coûts d'exploitation					100%				100%
Coûts de l'UGP	100%								100%

C. Leçons tirées et reflétées dans la conception du projet

29. Les programmes de forage antérieurs menés dans la région du Lac Assal ne comportaient pas de phase de développement de programme ciblant clairement les puits géothermiques, associée à un protocole de test bien défini qui permettait de garantir aux investisseurs que les tests étaient correctement effectués. De plus, il n'existait pas de base claire et validée permettant de démarrer le développement commercial de la production d'énergie géothermique en se basant sur les résultats des tests. Sans un projet complet, avec des paramètres clefs de procédure et de technique acceptés et validés par tous les bailleurs, le projet était soumis à d'éventuels changements de philosophie initiale, après le démarrage des opérations de terrain. Grâce à ces enseignements, le projet a été conçu afin d'intégrer un protocole de test de puits qui délimite les tests spécifiques qui doivent être menés, les normes que les tests doivent respecter et les méthodes à utiliser pour recueillir les données du test. Afin de garantir des résultats de test fiables, sur lequel un IPP pourra compter, une entreprise de test indépendante ou des experts en géothermie certifieront que les données finales de test ont été recueillies conformément au protocole approuvé. Afin d'éviter des changements importants de programme après le démarrage des forages, une entreprise de Consulting géothermique qualifiée sera recrutée et chargée de développer le protocole de test pour les puits et le plan de forage et de ciblage. Le plan de forage exploitera les données recueillies au cours des forages précédents ainsi que des tests géologiques approfondis menés par REI lors de leur tentative de développer un projet géothermique de forage dans la caldeira de Fiale en 2010. Il est à noter que REI a accepté de communiquer les données pour ce projet.

30. Une fois que les opérations de forage sont engagées, il existe des coûts de main d'œuvre et d'équipement, même en l'absence de progression du forage. Lors des projets précédents, les résultats décevants des premiers forages ont conduit le chef de projet à redessiner complètement le programme et à déplacer la plate-forme de forage vers un site qui n'avait pas été prévu. Ce changement majeur dans la conception du programme a provoqué des retards qui ont eu des conséquences négatives sur le budget. En plus de ces conséquences, il n'y avait pas de définition claire des dépenses à effectuer pour le forage au fur et à mesure de la progression du projet. Au final, le budget de forage a été entièrement consommé sans que la ressource géothermique soit clairement quantifiée. Dans ce projet, le GCC élaborera un plan de forage exhaustif, concentré sur la Caldeira de Fiale, la formation géologique spécifique qui fera l'objet des forages une fois que le plan de forage sera approuvé par les bailleurs. Bien que tous les programmes de forages d'exploration soient soumis à des variations liées aux résultats des opérations de terrain, la conception de ce projet n'autorisera pas de changements majeurs sur le terrain comme lorsque les cibles des forages avaient été déplacées vers une formation géologique différente.

31. En l'absence de protocole de test bien défini et approuvé que les bailleurs auraient pu utiliser pour décider du développement commercial de l'énergie, les bailleurs se sont trouvés en désaccord. Des retards significatifs peuvent être entraînés par des désaccords entre les parties et, dans certains cas, ces désaccords peuvent mettre en péril le projet.

32. L'objectif spécifique de ce projet est de quantifier techniquement le Lac Assal, et plus spécifiquement, les fluides géothermiques de la Caldeira de Fiale pour une production commerciale d'énergie. Le projet prévu se terminera par la préparation d'une étude de faisabilité qui analysera les données de test de forages, et évaluera la viabilité des fluides géothermiques pour la production

commerciale. Le projet a été soigneusement conçu pour garantir des tests fiables qui pourront être exploités par les IPP capables de fournir une expertise en matière d'énergie géothermique ainsi que des financements privés pour développer et installer une production d'énergie rentable. Dans ce but, un appel d'offres international sera élaboré afin d'inviter les IPP à faire des soumissions pour la ressource géothermique en proposant un tarif d'électricité à long terme.

33. Quelles que soient les conditions, le développement de ressources géothermiques comporte un risque inhérent au programme de forage d'exploration. Le coût des forages d'exploration étant élevé en début de projet, les capitaux privés sont généralement réticents à investir sauf si l'existence de la ressource a été confirmée soit dans le gisement qui fera l'objet de forages, soit dans la formation géologique. Lorsque les capitaux privés s'impliquent dans des forages d'exploration risqués, leur implication se traduit par des exigences de rentabilité sur capitaux propres élevés (ROE) et des garanties du gouvernement, qui peuvent avoir pour résultat de sous-estimer sérieusement la ressource transmise aux IPP en cas de réussite du forage. Du fait du risque élevé des forages d'exploration, le capital (plutôt que des prêts) est le seul moyen viable pour les IPP de financer la vérification de la ressource. Au moins 5 ans peuvent s'écouler entre les forages d'exploration initiaux et les premiers revenus liés à l'exploitation commerciale d'une centrale énergétique. Cette équation capital/temps a une conséquence aggravante qui se produit lorsque l'investissement en capital dans le forage augmente à un ROE proportionnel aux risques d'exploration (c.à.d. égal ou supérieur à 25%). Le résultat est en général de voir l'investissement en capital être multiplié par trois avant qu'un revenu soit tiré de l'opération. Cette équation aboutit à des tarifs beaucoup plus élevés que ceux obtenus lorsque le risque de vérification de la ressource n'incombe pas à l'IPP. Lorsque le risque de l'exploration est pris en charge par le secteur public, le risque de l'IPP est plus proche de celui d'un projet thermique à charbon traditionnel dans lequel le risque de l'IPP découle de l'ingénierie, passation de marchés et gestion de construction et du fonctionnement du bloc générateur ; facteurs a priori contrôlables par l'IPP. L'histoire a montré que les forages d'exploration initiaux qui ont permis le lancement de programmes de production géothermique dépendaient en général du soutien du secteur public sous une forme ou une autre. Au vu des augmentations constantes des prix des carburants à base de carbone et leur empreinte environnementale, il existe un intérêt croissant pour la production d'énergie propre et fiable permise par le géothermique. Ceci se retrouve dans le Global Geothermal Development Plan (GGDP) d'ESMAP, de création récente. Grâce au GGDP, le risque exploratoire géothermique est atténué par des techniques de financement telles que celles utilisées dans le projet, afin de stimuler le développement global de la production géothermique d'électricité. Il est à noter que ce projet est le premier pour lequel ESMAP a validé un financement GGDP.

Le Tableau 3 ci-dessous met en relief les défauts et leçons apprises des projets précédents.

Défauts des projets précédents	Leçons intégrées dans la conception du projet actuel
<i>Au niveau technique</i>	
Connaissance limitée de la géologie	Bonne connaissance de la géologie, basée sur des décennies d'exploration, y compris la dernière étude de faisabilité REI de 2010
Forage de puits étroits en utilisant des techniques de forage vertical	Forage de puits de production en utilisant des techniques de forage dévié pénétrant dans les failles multiples et perméables de la région de la Caldeira de Fiale. Cela maximisera les chances d'une forte production de fluide géothermique.
Le programme de forage ne ciblait pas clairement une formation géologique unique, ce qui augmentait le	Les méthodes du programme de forage, des cibles de forage et du protocole de test sont soigneusement

risque de changements majeurs sur le terrain, consommant la totalité du budget sans pour autant obtenir des résultats de tests exploitables.	prédéfinies et une formation géologique unique, identifiée comme étant la plus potentiellement intéressante de la zone est spécifiquement ciblée.
En l'absence de données géologiques, les tentatives précédentes ont atteint des réservoirs qui contenaient des fluides à très haut niveau de salinité, que la technologie de l'époque ne permettait pas d'exploiter pour la production d'énergie.	Les progrès techniques ont rendu possible l'utilisation de fluides géothermiques hautement salins pour la production d'énergie. Parallèlement, la région de la Caldeira de Fiale a été choisie du fait de sa géologie, qui semble promettre une salinité plus faible que celle rencontrée dans les réservoirs fermés exploités par les programmes de forages précédents.
Organisation au niveau des bailleurs	
La conception du projet permettait aux bailleurs de prendre des décisions techniques critiques tout au long du projet (changements radicaux de ciblage de puits, décision d'arrêter ou continuer le programme de forage, définition des conditions de succès) etc.)	Tous les paramètres clefs du programme ont été prédéfinis (nombre de puits, localisation, techniques de forage, etc.), toutes les décisions techniques restantes seront prise par l'Entreprise de consulting géothermique experte, en prenant soin d'obtenir des données de test fiable en respectant le budget fixé.

IV. MISE EN OEUVRE

A. Dispositifs institutionnels et de mise en œuvre

34. L'unité de gestion du programme sera un département d'EDD. L'entreprise a une capacité démontrée de gérer des projets financés par des bailleurs de fonds tel que la Banque mondiale, la BADet l'OFID. La supervision technique du projet sera assurée par EDD tandis que la supervision financière sera assurée à la fois par EDD et le Ministère des Finances. Un Comité de pilotage, composé du Secrétaire Général du Gouvernement, d'un représentant du Ministère de l'Energie, du Secrétaire Général du Ministère des Finances, et du Directeur du CERD, comme indiqué dans le Décret n° 2012-257/PRE a été créé pour résoudre les problèmes pouvant être rencontrés au cours de la conception et la mise en œuvre du programme de forage.

35. L'EDD a exécuté plusieurs projets financés par des bailleurs de fonds dont le projet Accès et Diversification financé par la Banque mondiale et le projet d'interconnexion avec l'Ethiopie financé par la Banque Africaine de Développement. De ce fait, l'entreprise a développé les capacités techniques et fiduciaires nécessaires à la bonne exécution du projet de production d'énergie géothermique. Du personnel supplémentaire sera recruté pour gérer les aspects fiduciaires et de sauvegarde du projet. Pour des raisons de coût, ce personnel clé ne sera recrutée qu'une fois que le projet sera mis en vigueur. D'ici là, toutes les activités seront assurés par l'équipe fiduciaire d'EDD, y compris le recrutement du directeur du projet, du comptable, du spécialiste en passation de marché, des spécialistes en sauvegarde, ainsi que la passation de marchés de services de consultants pour la mise à jour du manuel d'opérations du projet et pour l'achat d'une licence additionnel du programme de comptabilité.

36. Le Directeur du Projet de Production d'Energie Géothermique (Directeur) supervisera le l'Equipe Projet de Production d'Energie Géothermique (Equipe) et sera chargé des aspects administratifs et fiduciaires. Le Directeur travaillera main dans la main avec le Manager de Projet de la GCC qui décidera et sera responsable des paramètres techniques du programme de forage. Grâce à cette coordination sans faille, une structure de gestion et de contrôle complète sera mise en place.

37. Le Directeur du Projet rendra compte au Directeur Général d'EDD. Ce dernier sera investi de l'autorité requise afin de valider des recommandations qui dévient du design du projet. Le Directeur de projet tiendra le Directeur Général de d'EDD au courant de l'avancement du travail. Le Directeur Général d'EDD assurera la représentation nationale et internationale du projet, sera en charge de la coordination avec les autorités nationales gouvernementales et techniques, tiendra le comité de pilotage au courant des progrès du projet et s'assurera du support du comité de conseil scientifique international lorsque cela est requis. Le directeur de projet bénéficiera du support d'une experts en géothermie détachée du Ministère de l'énergie chargé des ressources naturelles, qui sera également la personne ressource pour les sauvegardes environnementales et sociales. Le directeur de projet aura aussi comme responsabilités d'assurer la formation de cette experte et de tout autre expert désigné par le directeur Général de l'EDD, à la gestion de projet de forage géothermique. De plus, comme c'est le cas pour la plupart des projets à Djibouti, un comptable expérimenté sera recruté pour la gestion financière et le reporting projet, et un spécialiste sera recruté pour assister le Directeur pour les appels d'offres du projet, en suivant les Directives de la Banque Mondiale pour tous les contrats financés par l'IDA. Pour finir, deux spécialistes des sauvegardes seront recrutés, l'un pour les sauvegardes sociales, l'autre pour les sauvegardes environnementales et assisteront l'équipe dans son travail. Un assistant fournira un soutien administratif à l'ensemble de l'équipe.

38. Une Entreprise de Consulting Géothermique (Géothermal Consulting Company, GCC) sera recrutée pour élaborer et mettre en œuvre le programme d'exploration en (i) menant les études géologiques nécessaires le cas échéant ; (ii) développer un programme détaillé de forage et d'analyse de ciblage de puits, (iii) développer un protocole de test de puits, (iv) préparer les éléments techniques des TdR des entrepreneurs, et (v) fournir une gestion technique pour les opérations de forage sur le terrain. En se basant sur les résultats de forage et de test de puits, la GCC préparera une étude de faisabilité technique concernant la viabilité des ressources géothermique pour la production d'énergie.

39. Pour garantir de meilleurs résultats, le Directeur Général d'EDD pourra faire appel aux ressources d'un comité scientifique de conseil international, le Centre régional créé par le Scaling Up Renewable Energy Program in Low Income Countries (SREP) afin d'évaluer le programme de forage, l'analyse de ciblage et le protocole de test de puits préparés par la GCC.

40. Une Entreprise de Services de Forage (DSC) sera recrutée dans le cadre d'un contrat de forage « semi intégré » dans lequel la DSC sera responsable des opérations physiques de forage sous la gestion technique directe de la GCC. L'approche contractuelle semi intégrée permettra à la DSC de se charger des contrats de sous-traitance spécialisés directement associés à la rotation du forage. Les matériaux en acier et les contrats de test incomberont directement à l'UGP afin d'assurer la coordination pour les matériaux en acier à long délai d'exécution et pour éliminer les conflits d'intérêt associés au fait que la DSC soit chargée des opérations de test.

41. Le Manuel d'Exécution du Projet sera mis à jour dans les trois mois suivant l'entrée en vigueur du projet. Le manuel mis à jour (POM), détaillera les dispositions de mise en œuvre, le coût du projet et les dispositions de financement parallèle ou cofinancement, décaissement, dispositions de gestion financière et de passations de marchés, contrôles internes, etc. Il sera utilisé par tous les bailleurs cofinçant le projet.

B. Suivi des résultats et évaluation

42. Le suivi du projet et les évaluations seront effectués sur la base des paramètres et cibles définis dans le cadre de résultats fourni en Annexe 1. La Banque et les autres bailleurs effectueront des missions au minimum semestrielles, durant lesquelles les progrès du projet, la production et les mises à jour du plan de travail seront analysés. De plus, chaque semestre, l'équipe devra soumettre des rapports de progrès exhaustifs sur les aspects de mise en œuvre, incluant le reporting sur les appels d'offres, la gestion financière, et les aspects environnementaux, entre autres.

43. Un spécialiste du suivi et de l'évaluation participera à des missions de soutien à la mise en œuvre afin d'assurer un bon suivi du Cadre de Résultat, suivre les informations pertinentes nécessaires à des mises à jour périodiques des leçons tirées de la conception du projet et de la mise en œuvre et pour préparer une section « Leçons tirées » qui sera rendu publique lors de l'Examen de Soutien à la Mise en Œuvre (*Implementation Support Review.*)

C. Viabilité à long terme

44. *Implication du Gouvernement dans le projet* : le Gouvernement de Djibouti tente de développer le projet géothermique depuis 40 ans. Les autorités de Djibouti ont montré un intérêt et une implication continus pour l'exploitation des ressources géothermiques pour la production d'énergie.

45. *Une conception de projet robuste.* La conception de projet intègre des éléments clefs afin d'assurer sa viabilité technique, financière, environnementale et sociale.

- Au niveau technique, la viabilité sera assurée grâce à l'évaluation de la qualité et quantité de la ressource géothermique de la Caldeira de Fiale, ce qui permettra à son tour l'optimisation du système de captage de vapeur et de la taille de centrale énergétique afin de maximiser le retour sur investissement.
- Au niveau de la structure financière, la viabilité à long terme sera assurée par un niveau de financement suffisamment élevé et prudent pour garantir au projet la flexibilité requise afin de faire face aux risques inhérents à un programme de confirmation de ressource géothermique.
- Des mesures appropriées d'atténuation des impacts environnementaux et sociaux liés au projet ont été développées dans l'Etude d'Impact Environnemental et Social, avec le soutien d'un consultant international.

D. Coordination entre les bailleurs.

46. La Banque Mondiale et l'OFID signeront un Mémoire d'Accord (MoU) avec le Gouvernement de Djibouti pour garantir que le projet respectera les politiques, procédures et règles de sauvegarde et de passation de marchés de la Banque Mondiale. De plus, tous les bailleurs effectueront au moins une mission annuelle conjointe de soutien à la mise en œuvre. Pour finir, un Manuel opérationnel de Projet unique a été élaboré et sera utilisé par tous les bailleurs afin de guider la mise en œuvre par l'Equipe.

V. RISQUES CLES ET MESURE D'ATTENUATION

A. Tableau récapitulatif d'évaluation des risques

Catégorie de Risque	
Risque des Parties Prenantes	H
Risque de l'agence d'exécution	H
Capacité	M
Gouvernance	
Risque projet	
Conception	M
Social et environnemental	M
Programme et Bailleur	H
Suivi de la livraison et viabilité à long terme	M
Autres	
Risque Institutionnel et réglementaire	M
Risque de revendications juridiques de la part de tierces parties	M
Risque Global de mise en oeuvre	H

B. Explication de l'évaluation globale du risque

47. Le risque global de mise en œuvre est élevé. Une description détaillée des risques projet se trouve dans le Cadre d'évaluation du risque opérationnel (ORAF) en Annexe 4. Ci-dessous, un résumé des principaux risques et mesures d'atténuation liés au Projet de production d'énergie géothermique : forage et test et manque de capacité de mise en œuvre.

Risque pour les parties intéressées:

48. *Risque des forages et des tests:* les parties intéressées s'inquiètent de savoir si les ressources géothermiques, dont l'existence est prouvée, sont en quantité et qualité suffisantes pour permettre une production d'énergie à grande échelle. Le risque est atténué grâce à des tests géologiques exhaustifs et des études d'ingénierie indépendantes, élaborées au cours des précédentes tentatives de financement du projet au cours des 40 dernières années, et qui estiment que les probabilités de succès de la phase d'exploration sont de 80% en se basant sur les données géologiques existantes et les programmes de forage antérieurs.

49. Le risque est encore réduit grâce à un accord avec Reykjavik Energy International (REI), qui permet d'utiliser tous les tests géologiques et l'information obtenue par REI et ses sous-traitants au GCC. REI, entreprise géothermique islandaise publique, a mené des recherches géologiques approfondies à partir de 2008 au Lac Assal, avant que la crise financière mondiale ne frappe l'Islande, obligeant l'entreprise à mettre fin à ses projets à Djibouti. A la suite de négociations avec REI, la propriété des résultats de recherche a été transférée au Gouvernement de Djibouti. Ces résultats vont permettre au GCC de disposer d'une base scientifique solide afin de développer le programme de ciblage et forage de puits (cf. Annexe 2 pour plus de détails).

50. La salinité des ressources géothermiques avaient posé problème il y a 25 ans au cours des tentatives d'exploration précédentes. A l'époque, il n'existait pas de technologie adéquate pour exploiter ce type de fluide. Depuis, l'expérience acquise dans le développement de ressources géothermiques à forte salinité dans la région de Salton en Californie ainsi que dans d'autres régions, y compris au Japon et en Islande, a conduit à la conclusion que des puits géothermiques forés dans la région du Lac d'Assal pourraient être exploités avec succès. Un taux de salinité élevé exige des techniques spécifiques qui sont plus coûteuses mais qui existent, et le recours à un opérateur qui a une expérience a priori de ces types de fluides. A ces avancées technologiques il faut ajouter le fait que le risque est atténué grâce au ciblage de la zone de la Caldeira de Fiale, pour laquelle la géologie indique qu'il existe un réservoir ouvert dans lequel les fluides géothermiques sont rafraîchis par de l'eau de mer. Des fluides acides pourraient rendre nécessaire le recours à des matériaux spécifiques ou à d'autres ressources. Actuellement, la solution de secours en cas de fluide acides ou fluide d'entartrage est une ressource superficielle, actuellement interceptée par tous les puits jusqu'ici, et dont la température est adéquate pour une production de cycle binaire.

Risque pour l'Agence de mise en oeuvre:

51. *Risque de capacité.* Etant donnée la complexité du projet, un Directeur avec une expérience internationale sera recruté pour s'occuper de toutes les activités de mise en oeuvre du projet. De plus, il opérera sous la responsabilité du Directeur Général de l'EDD, qui a une parfaite maîtrise de la gestion de projets d'énergie et une excellente compréhension des ressources géothermiques de Djibouti. L'Equipe bénéficiera aussi de l'expérience et des capacités du personnel d'EDD. Enfin l'Equipe comprendra un comptable et un spécialiste en passation de marché qui assureront l'alignement des pratiques fiduciaires sur les normes des bailleurs, ainsi que d'un spécialiste des sauvegardes sociales et un spécialiste des sauvegardes environnementales afin de garantir une mise en oeuvre satisfaisante des règles de sauvegardes de la Banque Mondiale. Tout le personnel qui en a besoin se verra proposer une formation approfondie dans le domaine de la gestion fiduciaire et des sauvegardes. Afin de garantir la transparence, un compte distinct et désigné sera ouvert dans une banque commerciale dans des conditions acceptables pour la Banque Mondiale, afin de suivre les dépenses du projet. De plus, un auditeur externe (fiduciaire), dont les qualifications et l'expérience sont satisfaisantes pour la Banque Mondiale, effectuera un audit annuel des rapports financiers du projet et un auditeur de sauvegarde effectuera un audit annuel du respect des sauvegardes.

Risque Projet:

52. *Risque de coordination des bailleurs:* au niveau du projet, le risque prédominant découle du fait que le projet est financé par de nombreux bailleurs, ce qui demande un niveau de coordination élevé. Afin d'éviter les retards de mise en oeuvre dus à des problèmes de coordination entre les bailleurs (par exemple, difficultés techniques, ou difficultés posés par les appels d'offre), la plupart des contrats seront

cofinancés conjointement, avec une série de contrats plus petits qui seront cofinancés parallèlement. Néanmoins le risque reste élevé car tous les contrats du projet sont interdépendants : tout retard d'un contrat risque de retarder l'ensemble du projet.

VI. RESUME D'ÉVALUATION

A. Analyse économique

53. **Bénéfices économiques du projet.** Le critère pour mesurer le bénéfice économique net du projet a été défini comme la réduction attendue de la valeur actuelle nette du coût du plan d'expansion de production, afin de répondre à la demande énergétique prévue, rendue possible par l'introduction de 50MW de centrale géothermique, permettant le coût d'un Programme de production d'énergie géothermique. La valeur nette attendue du coût lié au programme de forage a été mesurée par le critère suivant : *(la probabilité d'un projet réussi fois la valeur nette présente du coût du plan d'expansion incluant le géothermique plus la probabilité d'un projet infructueux fois la valeur nette présente du plan d'expansion sans le géothermique) plus le coût du projet de forage.* Cette formule a été comparée à la valeur nette présente du plan d'expansion si le projet de forage n'était pas mis en œuvre.

54. **Conditions pour qu'un puits soit considéré comme un succès.** Un puits sera considéré comme un succès s'il est capable de produire une énergie électrique soutenue de 4MW, avec des fluides acceptables pour une opération en cours. Des études antérieures ont évalué que la probabilité de succès pour le premier puits, vues les données géophysiques existantes, était de 0,80 ce qui est caractéristique d'un taux de réussite d'activités anciennes, alors que le projet existant est un nouveau projet, d'où une probabilité de 0,7 qui semblerait plus appropriée. Pour l'analyse présente, une série de valeurs allant de 0,75 à 0,35 ont été analysées. Il a été considéré que les probabilités de succès des puits ne dépendaient pas de leur ordre.

55. **Conditions pour que le programme de forage soit considéré comme un succès.** Pour que l'ensemble du programme soit considéré comme un succès, un critère d'au moins deux puits fructueux sur quatre a été utilisé afin d'évaluer les bénéfices potentiels provenant d'un possible investissement géothermique. Si le programme était considéré comme réussi, cela reviendrait à dire que le secteur privé s'impliquerait forcément, en se basant sur les résultats des tests, afin de financer une centrale géothermique de 50 MW.

56. **Bénéfices économiques nets attendus du programme de forage.** Le tableau 4 montre les bénéfices économiques nets résultant de la gamme de probabilités de succès des puits. La probabilité de succès d'équilibre du puits était de 0,2. Des analyses de sensibilité pour des scénarios de croissance de demande énergétique plus ou moins élevés ont été effectuées. Les résultats montrent que dans les deux cas la valeur attendue nette du projet est positive et proche du cas de base.

Tableau 4: Bénéfices nets attendus du programme de forage d'exploration

Cas n°	Probabilité par puits pour des essais indépendants	Probabilité de succès du projet	Réduction de la valeur nette présente du coût d'un plan de suivi (US\$ millions)
1	0.75	0.95	70

2	0.65	0.87	63
3	0.55	0.76	53
4	0.45	0.61	39
5	0.35	0.44	24
Croissance énergétique élevée	0.75	0.95	76
Croissance énergétique faible	0.75	0.95	41

B. Analyse financière

57. Le projet proposé et soutenu par la Banque Mondiale est un investissement de 31,2 millions de dollars en fonds multilatéraux afin de financer la phase d'exploration du programme de production d'énergie géothermique. D'une perspective d'analyse financière, le but de ce projet est de financer la partie la plus risquée du projet de production d'énergie géothermique (l'exploration), avec des fonds concessionnels afin d'évaluer la viabilité commerciale de la ressource de la Caldeira de Fiale dans la région du lac d'Assal et d'encourager un producteur d'énergie indépendant (IPP) à développer une centrale géothermique de 50 MW qui pourrait réduire de manière significative le coût de l'électricité produite à Djibouti.

58. La portée de l'analyse financière inclut à la fois la phase d'exploration et la phase de développement en grandeur réelle, afin d'évaluer les conditions dans lesquelles les ressources géothermiques peuvent être commercialement rentables. Bien que le développement de terrain en grandeur réelle (y compris la production et les forages de puits de réinjection), la construction de la centrale énergétique et les phases de mise en service du projet géothermique soient chronologiquement au-delà de la portée du projet immédiat soutenu par la Banque Mondiale, ils font partie intégrante de cette analyse. Les hypothèses en terme de coûts et financement requis durant ces phases sont essentielles afin d'évaluer le montant des investissements pour la phase exploratoire et le tarif dont un IPP aura besoin pour couvrir ses frais. L'analyse se concentre donc en particulier sur le prix d'achat de démarrage/niveau de tarif de l'énergie produite par la future centrale de 50 MW construite par un IPP arrivant sur le marché pour y investir son capital.

59. Les hypothèses retenues pour l'analyse financière sont choisies de manière prudente. L'analyse financière se base sur une hypothèse d'un investissement de 31,2 millions de dollars de fonds multilatéraux associant les dons (11,09 millions de dollars), les prêts à taux préférentiels (« soft loans ») (13 millions de dollars)⁵ et des contributions sous conditions du FEM (6 millions) et d'ESMAP (1,1 million)⁶. Les hypothèses additionnelles utilisées pour le modèle de viabilité commerciale du projet de production d'énergie géothermique sont les suivantes :

⁵ Les conditions du prêt bonifié de l'OFID (US \$7 million) sont : taux d'intérêts 2,75%, échéance de 15 ans, période de grâce de 5 ans, 1.25 % charge d'intérêt (plus 0.75 % de charge de service), et capital remboursable à 3,3% par an en années 6 à 15 et 6,7% en années 16 à 25.

⁶ La contribution du FEM prend la forme d'une subvention à la République de Djibouti, à la condition que le Gouvernement prête les recettes au développeur de la ressource géothermique si les forages d'exploration sont fructueux. Si les quatre puits forés sont un succès, l'IPP sélectionné pour développer la centrale énergétique doit rembourser les fonds du GEF au Gouvernement de Djibouti afin de soutenir un fonds dédié au développement des renouvelables à Djibouti. Si l'un des puits échoue, l'IPP n'a pas besoin de rembourser les fonds.

- *Délais prévus de mise en œuvre des forages d’exploration*: 3 ans, avec 26 des 31 millions de coûts d’investissement engagés en Année 2 (2014, 25,8 millions de dollars). A la fin de l’Année 3, quatre puits sont forés et des conclusions définitives sur la viabilité commerciale de la ressource sont disponibles. Le modèle financier se base sur l’hypothèse d’une viabilité commerciale confirmée d’ici fin 2014. L’IPP est sélectionné en 2015 et commence le projet en 2016.
- Dépense de capital pour le développement géothermique de terrain: 181 millions pour une centrale de 50 MW (c.-à-d. 3,62 millions de dollars par MW installé). Le coût total comprend les dépenses pour les trois premières années d’exploration.
- *Structure du capital de l’IPP*: le modèle de base prend pour hypothèse un ratio d’endettement de 70:30. Les intérêts de l’endettement sont estimés à 6% par an en termes réels, l’échéance à 15 ans, le remboursement du capital est reporté jusqu’au début des opérations du projet et les intérêts durant la construction sont capitalisés. Dans le scénario principal (modèle de base), l’IPP reprend à son compte l’obligation du Gouvernement de rembourser les 7 millions de dollars du prêt OFID, les 6 millions de dollars du crédit IDA et l’obligation conditionnelle de rembourser les subventions du FEM et d’ESMAP.
- *Le rentabilité exigée des Capitaux propres (Required return on equity (Re))* a été calculé en utilisant des valeurs allant de 15% à 25%, le modèle de base pour le futur projet d’IPP étant de 20%.
- *Le facteur de capacité de la centrale géothermique*: un facteur de capacité de 90% pour une centrale de 50 MW est envisagé. La production annuelle atteindrait donc 394,2 GWh.
- *Coût d’exploitation et de maintenance*, y compris le forage périodique de puits additionnels (*make-up wells*) sont estimés à 9,172,500 de dollar par an. Ils se situent en haut de l’échelle des estimations de coûts d’exploitation et de maintenance du secteur géothermique, ce qui est dû à la forte salinité du Lac Assal
- *Amortissement des actifs*: le modèle de base prévoit un amortissement de la centrale et des installations d’infrastructure liées sur une durée d’exploitation de 20 ans en utilisant la méthode de l’amortissement linéaire. Un calcul basé sur 30 ans d’exploitation est également disponible à des fins de comparaison.
- *Fonds de roulement initial*: 5,4 millions de dollars, pour l’actif net circulant y compris comptes débiteurs et inventaire pour l’exploitation de la centrale.
- *Impôts, taxes*: exonération d’impôt de 10 ans accordée par le Gouvernement de Djibouti, avec un impôt sur les sociétés de 25% les années suivantes.

60. **Les résultats de l’analyse financière montrent que le projet de production géothermique avec financement préférentiel de la phase d’exploration pourrait permettre au futur IPP d’atteindre son seuil de rentabilité avec un tarif d’électricité entre 8,75 et 9,10 cents/kWh.** Dans ce scénario, les ressources géothermiques sont confirmées, et la passation des marchés pour un IPP est achevée avant la fin de 2015 afin que le développement géothermique complet de terrain puisse commencer en 2016, à la fin de la phase d’exploration, dans le cadre du projet actuel.

61. Un résumé des résultats comprenant d’autres niveaux de tarifs d’électricité est présenté dans le tableau suivant:

Tableau 5: Taux internes de rentabilité et valeurs présents nettes résultant des différents niveaux de tarifs d’électricité

						Seuil de rentabilité pour l'IPP
Tarif demandé par l'IPP cents/kWh	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	9.10
IRR du projet (basé sur FCFP)	7.6%	9.3%	10.9%	12.3%	13.7%	
NPV du projet, US\$ (basé sur FCFP actualisé par WACC)	(18,798,294)	(2,220,989)	14,233,117	30,565,859	46,779,040	
Rentabilité des capitaux propres (basé on FCFE)	14.8%	19.6%	24.0%	28.0%	31.7%	20.0%
NPV des capitaux propres, US\$ (basé on FCFE) at Re = 20%	(11,458,678)	(1,017,362)	9,423,953	19,865,269	30,306,585	

Note: FCFP = Free Cash Flow to the Project; FCFE = Free Cash Flow to Equity (voir Annexe 8 pour les détails de méthodologie).

62. Ces résultats confirment que le financement concessionnel de la phase d'exploration réduit donc de manière significative le tarif demandé pour une production d'électricité géothermique. Un investisseur potentiel arrivant sur le projet en 2012, avant la phase d'exploration et sans prêt de financement, rechercherait un tarif du 13-14 cents/kWh plutôt que les 9,1 cents/kWh illustrés ci-dessus. Ces tarifs plus bas résultent de la combinaison de trois facteurs : (i) le montant des coûts des forages d'exploration réduit le coût de l'investissement pour l'IPP, (ii) la suppression de l'incertitude sur les ressources et la réduction du taux de rendement attendu qui en découle, (iii) la réduction du délai entre les premiers investissements en capital et les premiers revenus provenant de la vente d'électricité.

63. L'IPP potentiel rechercherait une rentabilité des capitaux propres de 20% afin d'arriver au seuil de rentabilité mentionné ci-dessus. Cependant, la rentabilité exigée des capitaux propres (Re) dépend du marché et de plusieurs facteurs y compris la perception générale du climat des affaires à Djibouti, la qualité du cadre réglementaire et juridique pour les PPP et des facteurs inhérents au projet, tels que le risque résiduel de ressource pour le développement restant du gisement géothermique. Tous ces facteurs contribueront à la détermination du taux de rentabilité exigé et donc au tarif indiqué dans l'Accord d'Achat d'Energie (PPA) avec l'IPP. De plus, l'engagement de l'IPP de reprendre à son compte les obligations résultant des phases antérieures ne peut pas être considéré comme certain à ce stade. Ceci est en particulier vrai des obligations conditionnelles liées aux contributions du FEM et de l'ESMAP. Un certain nombre de scénarios différents sont donc possibles. Le tableau suivant résume les principaux.

Tableau 6: Tarif de seuil de rentabilité de l'IPP (cents/ kWh) selon la Re et l'obligation ou non pour l'IPP de reprendre à son compte la dette antérieure et les obligations afférentes.

Financement concessionnel de la phase d'exploration	IPP Re	IPP rembourse IDA	IPP rembourse OFID	IPP rembourse FEM	IPP rembourse ESMAP	Tarif– US cents/kWh

Non	25%	NA	NA	NA	NA	13.84
Oui	25%	Oui	Oui	Oui	Oui	10.25
Oui	25%	Non	Non	Non	Non	9.90
Oui	20%	Oui	Oui	Oui	Oui	9.10
Oui	20%	Non	Non	Non	Non	8.75
Oui	15%	Oui	Oui	Oui	Oui	8.05
Oui	15%	Non	Non	Non	Non	7.70

64. Des détails supplémentaires sur l'analyse financière ainsi que des tests de sensibilité additionnels concernant les catégories de coûts et autres variables se trouvent en Annexe 8 du PAD.

C. Technique

Description du projet

65. Le programme de production géothermique d'énergie vise à développer une production d'énergie géothermique rentable et respectueuse de l'environnement dans le rift d'Assal. Si ce programme réussit, il contribuera à réduire les coûts domestiques de production d'énergie, améliorera la sécurité de l'offre énergétique du pays et encouragera la participation du secteur privé au secteur de l'énergie. Le projet, détaillé dans ce document de projet, évaluera la faisabilité technique et financière de la production d'énergie géothermique à grande échelle dans la Caldeira de Fiale.

66. La première phase du Projet de production d'énergie géothermique maximise la faisabilité technique et financière en testant à la fois les réservoirs superficiels et profonds. Lors de l'ensemble des six forages d'exploration profonds qui ont été effectués dans le Rift d'Assal, un réservoir superficiel a été trouvé à une profondeur comprise entre 240m et 600m. Les températures intermédiaires des fluides du réservoir sont comprises entre 140° et 190° C ce qui est adapté pour une centrale de cycle binaire.

67. Les centrales binaires extraient l'énergie du fluide géothermique à basse température (93°C à 180°C) en injectant le fluide dans un échangeur de chaleur qui, à son tour, transfère l'énergie de la chaleur à un réfrigérant. Le fluide géothermique ainsi refroidi est réinjecté dans le réservoir géothermique pendant que le réfrigérant chauffé passe de l'état liquide à l'état gazeux. L'énergie absorbée est extraite en faisant circuler la vapeur réfrigérante à travers une turbine qui alimente un générateur électrique. L'énergie restante de la vapeur réfrigérante est alors extraite par une tour de refroidissement qui fait revenir le réfrigérant à son état liquide. Le liquide réfrigérant est alors réinjecté dans l'échangeur de chaleur où il est réchauffé pour créer un Cycle Organique de Rankine continu.

68. Les centrales binaires sont bien adaptées à une modularisation pour des tailles allant de 1 à 103 mégawatts. Elles ont également l'avantage de maintenir la saumure géothermique à l'état liquide

pendant qu'elle est injectée dans les échangeurs de chaleur de la centrale binaire. Lorsque l'état liquide est maintenu, l'entartrage qui se produit lorsque la saumure géothermique se transforme en vapeur peut être contrôlé.

69. Après avoir foré et testé le réservoir intermédiaire, le puits d'exploration sera cuvelé au-delà du point de test du réservoir intermédiaire. Le forage sera ensuite dévié (c.à.d. début de la technique de forage directionnel) et le forage progressera vers sa cible, le réservoir géothermique profond (~2,500 m de profondeur). La ressource géothermique de profondeur atteinte par les puits d'exploration existants a une température comprise entre 230°C et 350°C, bien que des tests soient nécessaires pour savoir si la perméabilité existe à ces températures, ou si les fluides sont utilisables. Ces températures et les flux de fluides géothermiques précédemment testés sont adaptés à la production d'énergie en utilisant la technologie de centrale Flash. A la différence des centrales binaires où l'énergie de la chaleur du fluide géothermique est transférée à un réfrigérant, la technologie flash utilise directement la vapeur du réservoir géothermique pour alimenter la turbine, une fois qu'elle a été séparée de la saumure. Bien que la gestion du fluide géothermique devienne techniquement plus difficile avec une centrale de type flash, la centrale peut traiter un volume important de fluides à haute température afin de générer une production comparativement élevée (typiquement, de 20 à 60 MW pour une centrale flash)

70. Le Projet de production d'énergie géothermique se terminera par une étude de faisabilité des réservoirs intermédiaires profonds. Cette étude permettra de fournir toutes les données techniques nécessaires aux activités de conseil pour les transactions qui seront menées dans le projet qui suivra.

Exploiter les leçons tirées des projets précédents

71. Il est important de noter qu'en 1987, la Banque Mondiale, par le biais de l'IDA avec la participation de l'Italie, de la Banque Africaine de Développement, le PNUD, le Gouvernement de Djibouti (fonds ISERT & USAID) et le Fonds OPEC ont effectué les forages d'exploration des puits Assal 3 à 6. Le critère de production géothermique du forage (c.à.d. le nombre de puits productifs) nécessaire pour que les participants mettent en œuvre un deuxième projet pour développement. Le Projet de Développement Géothermique de la Banque Mondiale, Crédit 2055-DJI a été mis en place pour développer et construire une centrale avec des activités de soutien. Le versement du financement a été retardé car les participants n'étaient pas d'accord sur le besoin d'une quantification supplémentaire du réservoir géothermique.

72. Le projet proposé a pris en compte les leçons tirées des précédents forages d'exploration. Le projet a été spécifiquement conçu pour s'assurer que les puits sont soigneusement ciblés et forés, et que les tests adéquats sont effectués suivant un protocole de test validé qui garantira des données commercialement exploitables concernant le réservoir. Des données réussies permettront le développement du projet suivant au cours duquel le réservoir géothermique fera l'objet d'une mise en concurrence sur le marché international des IPP. Le but du projet suivant est d'aboutir à un partenariat public privé dans lequel l'IPP se chargera des forages de production, du développement, de la construction, de l'exploitation et de la maintenance de la centrale dans le cadre d'un accord d'achat d'énergie à long terme.

73. Depuis le projet de développement annulé en 1987, la technologie des centrales d'énergie géothermique (à la fois de cycle binaire et flash) a progressé, rendant l'utilisation des fluides géothermiques tels que ceux rencontrés dans le rift d'Assal plus viable. De plus, des essais géologiques

de terrain plus avancés et complets ont été menés dans le rift d'Assal afin de mieux comprendre sa géologie, ce qui améliorera les chances de succès des forages exploratoires.

74. Des informations géo-scientifiques ont été récoltées au cours des 36 dernières années. Dans ce recueil couvrant 36 années de données géo-scientifiques, se trouvent les tests géologiques et les études menées par REI entre 2008 et 2010 lorsqu'ils travaillaient à développer une centrale d'énergie dans la région du Lac Assal. REI a accepté de fournir ces informations très complètes qui identifient la Caldeira de Fiale comme la cible au potentiel le plus élevé pour un programme de forage d'exploration. Il est possible que l'Entreprise de consulting géothermique recommande des études complémentaires mais c'est la mise en œuvre du Projet de production d'énergie géothermique qui permettra la meilleure quantification de la ressource.

D. Gestion financière

75. Une évaluation des capacités de gestion financières de l'Equipe a été menée dans le cadre de la préparation du projet grâce à une série de réunions avec le Ministère de l'Energie, le Ministère des Finances, le Directeur du Financement Extérieur du Ministère des Finances, l'expert géothermique sénior et l'experte géothermique junior.

76. L'Equipe chargée de la gestion du projet sera de création récente et aura donc une expérience limitée de travail avec la Banque Mondiale ou d'autres bailleurs. C'est pourquoi les risques encourus dans la gestion financières sont élevés, et une formation et surveillance significative sera nécessaire afin d'atténuer les risques suivants :

- *Les capacités de l'Equipe:* Le Projet de Production d'Energie Géothermique bénéficiera du support de personnel d'EDD en matière de gestion fiduciaire. EDD a exécuté plusieurs projets financés par les bailleurs de fonds internationaux et a des capacités en gestion financière satisfaisantes. Outre cela, un comptable expérimenté sera recruté afin de fournir au Directeur le soutien nécessaire en matière de gestion financière. Les termes de référence pour ce poste ont déjà été développés et le comptable expérimenté sera recruté et opérationnel à temps plein dans les trois (3) mois suivant la mise en vigueur du projet. Le calendrier de recrutement est un covenant daté. L'équipe de gestion financière de la Banque mondiale s'assurera que le comptable reçoive une formation adéquate en matière de procédures et de directives de gestion financière de la Banque mondiale.
- *Les capacités de gestion fiduciaires:* le Projet de Production d'Energie Géothermique utilisera le logiciel de comptabilité utilisé par EDD pour ses projets financés par des bailleurs internationaux et qui a été jugé acceptable par la Banque Mondiale. L'UGP fera le nécessaire pour acheter une licence supplémentaire pour la Projet Géothermique. La partie additionnelle sera indépendante du Projet Accès et Diversification de la Banque mondiale et aura son propre mécanisme de comptabilité et de reporting. L'UGP s'assurera que le logiciel est pleinement opérationnel et capable d'intégrer les transactions et de produire les rapports financiers requis dans les trois (3) mois suivants la mise en vigueur du projet et ce calendrier sera présenté sous la forme d'un covenant daté. L'UGP mettra également à jour la partie Gestion Financière du Manuel d'Exécution du Projet au plus tard trois (3) mois après la mise en vigueur du projet et ce calendrier sera présenté sous la forme d'un covenant daté. Le Manuel d'Exécution du Projet mis à jour détaillera clairement les fonctions de gestion financière et procédures du projet. L'Equipe

a déjà mis au point des termes de référence pour le recrutement de consultants qui seront chargés de développer le manuel de procédures administratives et financières.

- *Décaissement* : Les fonds du crédit IDA, et des dons du FEM et d'ESMAP seront déboursés en accord avec les procédures traditionnelles de la Banque et seront utilisées pour financer les activités liées au projet par le biais des procédures de versement existantes, c.à.d. Paiement direct, Avances, Remboursements et Engagement spécial. Les demandes de retrait pour réapprovisionnement et remboursement seront accompagnées d'une Déclaration de dépenses (*Statement of Expenditures, SOE*) conformément aux procédures décrites dans la Lettre de Décaissement et dans les « Lignes directrices de Décaissement ». Le détail de ces arrangements sera décrit dans la lettre de décaissement.

E. Passation des marchés.

77. En tant qu'agence responsable de la mise en œuvre des activités du projet, EDD est soumis aux règles et règlements du Code des Marchés Publics du Gouvernement de Djibouti. Au-delà de 5 000 000 FDJ (l'équivalent de US\$ 28 500), toutes les décisions liées à la passation des marchés (ouverture d'appel d'offres, rapport d'évaluation, attribution du contrat...) sont soumises à un examen a priori de la Commission Nationale des Marchés Publics (CNMP). Dans l'ensemble, le nouveau code de procédure des marchés publics de Djibouti pour les fournitures, travaux et emploi des consultants est relativement conforme aux procédures de la Banque Mondiale et le pays a, depuis 2010, des dossiers types de candidature adéquats et des appels à propositions relativement comparables à ceux de la Banque Mondiale.

78. L'UGP a une certaine connaissance des directives et procédures des bailleurs de fonds pour la passation des marchés étant donné que l'entreprise est impliquée dans la mise en œuvre de projets de la Banque Mondiale et de la Banque Africaine de Développement tels que le projet d'accès et diversification ou le projet d'interconnexion avec l'Ethiopie.

79. Tous les contrats financés ou administrés par la Banque dans le cadre du projet doivent être attribués conformément aux Directives de passation de marchés de fournitures, de travaux et de services autres que services de consultant, version de janvier 2011 et des Directives de passation de marché et de sélection de consultant de l'IDA, version de janvier 2011. La capacité de l'UGP doit donc être renforcée afin d'être à même d'assurer la gestion de la préparation des documents et surveillance de l'application et du respect des procédures, en accord avec les Directives de la Banque Mondiale en matière de passation des marchés et de sélection de consultants. L'expert en géothermie sénior et l'experte en géothermie junior qui ont été récemment assignés à l'UGP sont des experts techniques qui n'ont pas d'expérience fiduciaire a priori. Les risques en matière de passation des marchés étant considérés comme élevés, il est reconnu comme nécessaire de recruter un expert en passation de marchés ayant de l'expérience avec les des Directives de l'IDA et de la BAD en matière de passation de marchés et de recrutement de consultants.

F. Social (y compris sauvegardes)

80. OP 4.12 ne s'applique pas car la mise en œuvre du Projet ne comprend pas d'acquisition involontaire de terrain conduisant à des déplacements involontaires de communautés et/ou pertes de source de revenus, habitat ou autre ressource.

81. Le site proposé pour le Projet, et, en particulier, les sites de forages proposés et leurs alentours sont situés sur des terrains appartenant à l'Etat. Les autorités administratives décident de l'attribution des terres. Ces zones climatiques extrêmes sont majoritairement recouvertes de particules volcaniques transportées par le vent ou de sédiments lacustres. La rareté de l'eau et de zones de végétation ne sont pas propices à un habitat permanent. La mise en œuvre des activités du projet ne donnera pas lieu à acquisition involontaire de terrain.

82. Un Rapport d'évaluation de l'impact social et environnemental (ESIAF) a été rédigé par l'homologue. L'ESIAF indique que la zone de projet, en particulier le site de forage, est une zone non peuplée et très peu utilisée localement. Les communautés les plus proches sont à une distance de 5 à 7 km ; il n'y aura pas de déplacement de population pour mettre en œuvre le projet. En termes d'impacts économiques potentiels, une voie de transhumance traverse une partie de la zone du projet, ainsi qu'un itinéraire touristique. Bien qu'aucun des deux ne soit utilisé de manière permanente, l'ESIAF propose des mesures initiales d'atténuation afin que l'itinéraire et la voie restent utilisables autant que possible durant la mise en œuvre du projet. Cependant, afin d'anticiper l'impact potentiel que pourrait avoir une possible fermeture partielle du couloir de transhumance, la future Evaluation d'impact environnemental et social (ESIA), plus détaillée, cherchera à (a) évaluer l'importance de l'utilisation du couloir de transhumance (c.à.d. nombre d'animaux/de têtes utilisant la route, fréquence de passage) afin de (b) évaluer tout impact potentiel sur les revenus des utilisateurs. Les femmes étaient représentées de manière satisfaisante au cours des consultations. Des consultations ont eu lieu durant la préparation de l'ESIAF avec de multiples parties intéressées, y compris les communautés locales. Les résultats de ces consultations sont repris en annexe de l'ESIAF, avec la liste des participants.

83. En termes d'accords institutionnels, l'Equipe n'a pas l'expérience des politiques de sauvegardes sociales de la Banque Mondiale. Bien qu'OP 4.12 ne s'applique pas, l'expert en géothermie sénior et l'experte en géothermie junior ont bénéficié du renforcement préliminaire des capacités sur OP 4.12, afin de présenter le contexte, les objectifs et procédures de la politique. Une copie d'OP 4.12 a été distribuée au personnel.

84. L'ESIAF a été rendu public à Djibouti le 1 décembre 2012 et au World Bank Infoshop le même jour, 1 décembre 2012.

G. Environnement (y compris Sauvegardes)

85. Le projet déclenche la Politique d'évaluation environnementale de la Banque Mondiale (OP 4.01) et est classé en catégorie B. Il ne devrait pas provoquer d'impacts négatifs à large échelle ou irréversibles sur l'environnement, mais la nature exacte des impacts ne peut être déterminée avant de connaître la conception détaillée du programme de forage.

86. Du fait de cette incertitude résiduelle, l'Equipe a rédigé un Cadre d'Evaluation d'impact social et environnemental (ESIAF) qui détaille le processus à suivre afin de gérer les risques associés au projet. L'ESIAF fournit une feuille de route pour la préparation d'une Evaluation d'impact social et environnemental (ESIA) détaillée. Une fois rédigé, l'ESIA détaillera les impacts potentiels du programme de forage et décrira les mesures de gestion nécessaires pour y répondre dans un Plan de gestion sociale et environnementale (ESMP). L'ESIAF décrit également les dispositions institutionnelles nécessaires pour mettre en œuvre les mesures proposées et le renforcement de capacités nécessaire, qui sera mis en place grâce au budget du projet.

87. *Impacts du projet:* les activités d'exploration de l'opération proposée incluent la construction de routes d'accès, l'exploitation d'une carrière, l'aménagement de sites et de plates-formes de forage, la construction de logements provisoires, l'approvisionnement en eau de mer, l'utilisation de fluides de forages et de déblais associés, la phase de test (y compris déversement de fluide géothermique), gestion des déchets solides et production d'énergie pour le forage d'exploration. Les conséquences environnementales potentielles de l'exploration sont les suivantes : perturbations en surface (aménagement de nouvelles routes d'accès et de sites de forage), bruit, retrait de fluide, pollution thermique, pollution chimique (en particulier si les eaux de surface utilisées pour le prélèvement d'eau potable sont situées à proximité du site de forage) et dégradation de l'habitat écologique. L'ESIAF inclut une analyse de tous ces impacts potentiels.

88. La politique de sauvegarde sur les habitats naturels (OP 4.04) est activée par ce projet à cause de la proximité des sites de forages et de deux étendues d'eau : le lac Assal, une zone protégée en droit djiboutien, au nord-ouest et les écosystèmes potentiellement sensibles du Golfe du Goubhet au sud-est. L'ESIAF contient des dispositions pour protéger ces deux habitats en dictant des mesures qui permettront de gérer le risque de déversement de fluides géothermiques non traités ou de fluides géothermiques soit dans les étendues d'eau ou dans la nappe phréatique reliée. Des mesures plus précises seront détaillées dans l'ESIA lorsqu'il sera rédigé. Le projet ne devrait pas avoir d'impact négatif sur les habitats naturels une fois que les mesures d'atténuation pertinentes auront été mises en place.

89. *Mesures d'atténuation.* Un Cadre de gestion environnementale et sociale (ESMF) a été préparé et est inclus dans l'ESIAF de l'opération de forage proposée. De manière analogue à l'ESIAF, l'ESMF décrit les éléments que le Plan de Gestion Environnementale et Sociale (ESMP) final devra comporter afin de gérer les risques inhérents au projet, et recommande certaines contraintes sur la portée d'action des mesures d'atténuation possibles qui seront examinées avant inclusion dans l'ESMP. Le Consultant en Audit environnemental, santé et sécurité (EHS) fournira un suivi indépendant de la mise en œuvre du ESMP durant la mise en œuvre du projet.

90. *Consultation publique et réactions:* des réunions de consultation ont eu lieu durant la préparation de l'ESIAF avec des parties intéressées djiboutiennes nombreuses et variées, allant des ministères et agences aux institutions académiques en passant par la population locale. Ces réunions visaient à recueillir les réactions des parties intéressées sur l'approche proposée par le projet pour évaluer et gérer les risques environnementaux. Les commentaires reçus ont été repris dans la conception finale de l'ESIAF et du ESMF. Les comptes rendus des réunions avec les représentants locaux sont inclus en annexe de l'ESIAF, avec la liste des participants.

Annexe 1: Cadre de résultats et de suivi Pays : Djibouti

Nom du Projet: DJ Geothermal Power Generation Program (P127143)

Cadre de résultats

Objectifs de développement du Projet (PDO)												
Déclaration d'objectifs												
L'objectif de développement du projet est d'aider le bénéficiaire à évaluer la viabilité commerciale de la ressource géothermique de la Caldeira de Fiale (dans la région du Lac Assal).												
Indicateur d'Objectif environnemental global du Projet												
Nom de l'indicateur	Base	Unité de mesure	Référence	Valeurs cibles cumulées					Fréquence	Source des données	Méthodologie	Responsable de la collecte de données
				Année1	Année 3	Année 3	Année 4	Cible de fin				
Emissions de gaz à effet de serre évitées	<input type="checkbox"/>		0.00					390358.00	Fin du projet	Banque Mondiale/FEM	Banque Mondiale/FEM	
Indicateurs d'objectif de développement projet												

Nom	Base	Unité de mesure	Référence	Valeurs cibles cumulées					Cible de fin	Fréquence	Sources des données/ Méthodologie	Responsable de la Collecte des données
				Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 5				
Elaborer une étude de faisabilité complète de la production énergétique	<input type="checkbox"/>	Texte	Aucune étude effectuée				Résultats de tests de puits certifiés et étude de faisabilité technique prête.	Etude terminée	Annuelle	UGP	UGP/Banque Mondiale	
Publier des mises à jour périodiques de la mise en œuvre du projet.	<input type="checkbox"/>	Texte	Aucune	Protocole de test de puits publié	Tests de résultats initiaux publiés	Résultats complets publiés	Etude de faisabilité complète publiée	Toutes mises à jour périodiques publiées	Annuelle	UGP	UGP/Banque Mondiale	
Protocole de test de puit géothermique élaboré et en place	<input type="checkbox"/>	Oui/Non	Non	Non	Oui	Oui	Oui	Oui	Une fois	UGP	UGP/Banque Mondiale	
Résultats de test de puits revus et	<input type="checkbox"/>	Oui/Non	Non	Non	Non	Non	Non	Oui	Une fois	Contrôle par tierce partie	UGP	

certifiés de manière indépendante										indépendant	
-----------------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-------------	--

Indicateurs de résultats intermédiaires											
Nom de l'indicateur	Base	Unité de mesure	Référence	Valeurs cibles cumulées					Fréquence	Source des données/ Méthodologie	Responsabilité de la Collecte de données
				ANNÉE1	ANNÉE2	ANNÉE3	ANNÉE4	Cible de fin			
Accès au site est construit	<input type="checkbox"/>	Oui/Non	Non	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Une fois	UGP	UGP/Banque Mondiale
Nombre de puits forés	<input type="checkbox"/>	Nombre	0.00	0.00	2.00	4.00	4.00	4.00	annuelle	Entreprise de service de forage	UGP/Entreprise de consulting géothermique
Mission conjointe des bailleurs	<input type="checkbox"/>	Nombre	0.00	1.00	2.00	3.00	4.00	4.00	4	Bailleurs	Banque Mondiale

Annex 1: Results Framework and Monitoring

Project Name: DJ Geothermal Power Generation Project (P127143)

Results Framework

Indicateurs de l'Objectif de Développement du Projet

Nom de l'indicateur	Description (définition de l'indicateur etc.)
Emissions de gaz à effet de serre évitées.	Si les quatre premiers puits sont fructueux, la probabilité de construire une capacité de production supplémentaire augmente significativement grâce au succès des forages et de processus d'apprentissage de la première étape. si 50 MW de capacité de production sont installées et deviennent opérationnelles, le projet devrait permettre de compenser l'émission de CO2 totale de 11 710 750 tonnes au cours d'un cycle de vie de 30 ans
Elaborer une étude exhaustive de faisabilité de la production d'énergie.	Elaborer une étude de faisabilité technique et financière incluant une recommandation de poursuivre ou non avec un projet de suivi.
Publier des mise à jour périodiques de mise en œuvre du projet	Publier le protocole de test de forage, les résultats des tests et autres informations pertinentes.
Protocole de test de puits géothermique élaboré et mis en place	Protocole de test de puits géothermique en cours
Résultats de test de puits revus et certifiés de manière indépendante	Résultats de tests de puits certifiés

Indicateurs de résultats intermédiaires

Nom de l'indicateur	Description (definition de l'indicateur etc.)
L'accès au site est construit	Travaux préparatoires de genie civil realises avant le début des forages
Nombre de puits forés	Forer 4 puits de production full-size
Missions conjointes des bailleurs	Missions conjointes menées pour améliorer la coordination des bailleurs.

Indicateurs de base de résultats

Aucun des indicateurs de secteur de base ne s'appliquent à ce projet.

Annexe 2: Description détaillée du projet

I. Projet de production d'énergie géothermique

91. L'objectif de développement du projet est d'aider le bénéficiaire à évaluer la viabilité commerciale de la ressource géothermique de la Caldeira de Fiale (région du lac Assal). Atteindre cet objectif reviendrait à libérer le potentiel géothermique de Djibouti, ce qui aiderait à réduire les coûts de production domestique d'électricité, améliorerait la sécurité d'approvisionnement énergétique et favoriserait la participation du secteur privé au secteur énergétique.

92. Le volet forage du projet sera mené dans la zone de la caldeira de Fiale. Le forage comprendra quatre puits full-size avec un tubage de 9 5/8 pouces de diamètre, et une profondeur de puits moyenne d'environ 2500m, utilisant des techniques de forage dévié et aéré. Les raisons qui sous-tendent ces hypothèses clefs sont développées ci-dessous.

A. La priorité donnée à la zone de forage de la Caldeira de Fiale

93. Le Lac de Lave est une manifestation géologique du flux de magma à l'intérieur de la Caldeira de Fiale. En se basant sur les études menées par le BRGM en 1979 et en 1983 en utilisant des méthodes audio-magnetotelluriques (AMT) et par ORKUSTOFNUN en 1988 en utilisant des méthodes électromagnétiques (EM) de mesure de surface, (un flux dirigé vers le haut (« upflow ») a été trouvé dans le Lac de Lave, en se basant sur une pression hydrostatique supposée supérieure à celle du niveau de la mer, en l'absence d'une forte résistivité en profondeur. Le haut du corps conducteur indique le gradient du flux d'eau souterraine, en direction du Lac Assal à partir de l'eau de mer de Goubhet. L'eau de mer de Goubhet suit la forme du corps solide identifié par gravimétrie (CFG 1993). L'analyse de la différence entre la couche résistante et les hauteurs du corps solide permet de localiser les éléments lourds et conducteurs dans la zone de Fiale, dont la configuration fait penser à un réservoir géothermique.

94. Des études sismiques supplémentaires (CERD-IPGP, Hirn et al., 1998) utilisant la réflexion sismique et les méthodes PSV ont permis de montrer que l'activité sismique est exclusivement concentrée dans la région du Lac de Lave à des profondeurs situées entre 2500 et 3000m. Cette activité peut s'expliquer par l'interaction entre le haut de la chambre magmatique et la circulation de l'eau. En résumé, la corrélation des études géologiques de surface menées de 1973 (forage Assal 1) à 1988 (l'étude CERD-IPGP) permet de conclure que le flux d'eau à travers des conducteurs à faible résistivité situés entre l'eau de mer de Goubhet et le Lac Assal, associé à une chambre magmatique située 2500 à 3000m sous le Lac de Lave crée les caractéristiques géologiques d'un réservoir géothermique potentiellement productif.

95. Dans le cadre de l'étude REI de faisabilité a priori, Iceland GeoSurvey (ISOR) a mené des études géophysiques complémentaires en testant les sols intermédiaires avec des méthodes électromagnétiques (TEM) et les sols profonds avec des méthodes magnétotellurique (MT). Ces relevés ont été effectués en créant une grille incluant le rift d'Assal, de la zone du Lac d'Assal jusqu'à la Mer de Goubhet. Des relevés ont été effectués aux points d'intersection de la grille. Les études géophysiques associées aux données existantes ont permis à ISOR de conclure qu'il existait trois secteurs

géothermiques situés dans la zone d'étude. Le premier secteur se superpose à la zone dans laquelle les forages Assal 1, 2, 3 et 6 ont été forés au cours de programmes de 1975 et 1987. Il a été prouvé que ce secteur est productif grâce aux flux de fluides géothermiques de Assal 1, 3 et 6. Le forage Assal 3 a fait l'objet de l'étude d'entartrage de 1990 par Virkir-Orkint, au cours de laquelle le puits a été inondé à un taux de production qui équivaldrait à 10 MW d'électricité si le problème d'entartrage pouvait être contrôlé sans perte d'énergie.

96. ISOR a conclu que le réservoir est effectivement un système "scellé" qui exigerait un système complet de réinjection afin de préserver le flux géothermique pour une production d'énergie. Cela correspond aux résultats de l'étude Virkir-Orkint, qui a montré que le premier secteur géothermique avait un faible facteur de perméabilité, des flux hautement salins et une taille de réservoir relativement petite en se basant sur des tests de flux. Le deuxième secteur, situé au Nord/ Nord-Ouest du premier se compose d'une importante anomalie à faible résistivité. Cette zone n'a pas fait l'objet de forages d'exploration, son potentiel est donc inconnu. Etant donné le manque d'information concernant ce secteur, son potentiel ne semble pas assez élevé pour justifier un programme de forage d'exploration. De la même manière, REI/ISOR n'a pas exclu que ce secteur ait un potentiel de développement pour un programme de production d'énergie initié dans la zone de la caldeira de Fiale.

97. Le troisième secteur géothermique comprend la Caldeira de Fiale et sa manifestation géologique, le Lac de Lave. L'étude ISOR a confirmé les résultats des études de sols précédentes, qui avaient conclu à la présence d'une source de chaleur magmatique et la recharge anticipée d'un réservoir géothermique par l'eau de mer qui traverse le rift en traversant des conducteurs perméables reliant la mer de Goubhet au Lac d'Assal. L'étude d'ISOR confirme également la présence de caractéristique de failles croisées qui suggèrent la présence de fluides géothermiques et d'une capacité de recharge. De plus, les manifestations de surface, y compris la présence de dépôts de lave significatifs et de fumerolles actives, semblent confirmer la conclusion de l'ISOR concernant la présence d'un réservoir géothermique.

98. Le forage d'exploration Assal 5 a été foré dans la zone d'Assal en 1982. Bien que le forage ne soit pas productif, les relevés effectués sur ce puits montrent que la température n'a pas augmenté en continu avec la profondeur, mais s'est au contraire inversée au fur et à mesure que le forage progressait, pour atteindre une température de 350° Celsius à 2000m. ISOR identifie ce phénomène comme étant dû à des changements de température qui se produisent lorsque le forage traverse des formations chaudes et froides, ce qui indique l'existence de canaux perméables qui conduisent l'eau de mer vers un réservoir géothermique profond. La température de 350° C au fond du trou indique la présence d'une source de chaleur significative, qui pourra permettre une extraction de fluide géothermique de long-terme. Les flux d'eau de mer fraîche en présence de failles croisées significatives devrait permettre d'(i) aider à maintenir la pression du réservoir géothermique en présence d'une extraction de vapeur pour la production d'énergie et (ii) obtenir des niveaux de salinité des fluides géothermiques inférieurs à ceux relevés dans le secteur géothermique moins perméable d'Assal 3

99. Il est également souligné dans l'étude ISOR que la présence de canaux de flux chauds et froids peut constituer un défi pour le ciblage du puits, qui doit être suffisamment éloigné des canaux d'eau froide mais assez proche pour bénéficier de la recharge du réservoir géothermique. Des canaux de flux et des caractéristiques géologiques similaires ont été identifiées en Islande et n'ont pas entravé la production d'énergie géothermique. En se basant sur les conclusions des études géothermiques menées dans le rift d'Assal en 1975, et en incluant les études menées par ISOR par le biais de REI, le Gouvernement de Djibouti et la Banque Mondiale ont conclu que la

zone de la Caldeira de Fiale était la zone la plus propice à des forages réussis, et sera donc la zone prioritaire pour ce projet.

B. Intérêt d'utiliser des puits de production full-size.

100. Durant la phase de développement du projet, l'intérêt d'utiliser les trois différents diamètres de tubage a été examiné. Les trois tailles sont : étroite (~3 ½" pour le diamètre du tubage de production), puits moyens avec tubage en acier pour réduire les dépôts de tartre (diamètre ~7"), puits de production full-size (diamètre ~9 5/8").

101. Des puits étroits pourraient être forés à un coût bien moindre que le coût d'un puits de production moyen ou full-size. Ceci est dû à l'utilisation d'une plate-forme de forage beaucoup plus petite, plus facilement mobilisable ainsi qu'à une réduction proportionnelle des coûts de tubage, boues de forage et autre matériel de forage. Bien que l'on s'attende à ce que les caractéristiques chimiques du fluide géothermique de la Caldeira de Fiale soient moins difficiles à gérer que celles du secteur géothermique d'Assal 3, il faut tenir compte de l'entartrage rencontré sur Assal 3. Le forage de puits étroit a été rejeté car l'entartrage potentiel aurait risqué de boucher très rapidement le tubage étroit. De plus, l'objectif de ce projet inclut l'évaluation du réservoir géothermique, ce qui exige l'inondation du puits d'exploration pendant une période prévue de 90 jours. Les taux de flux supportés par les puits de petits diamètres ne permettraient pas une telle évaluation.

102. Bien que des puits de 7 pouces avec des tubages en acier allié soient utilisables pour tester la température, la composition chimique des fluides et les caractéristiques de flux du réservoir, il est estimé que ces puits ne fourniraient pas un flux suffisant pour être utilisés comme puits de production de centrale. Une fois la ressource testée, le seul intérêt de puits d'exploration de 7 pouces serait de les utiliser comme sites possibles de réinjection de fluides géothermiques. Cependant, le ciblage de puits basé sur l'optimisation des tests de réservoirs ne fournirait pas la meilleure localisation pour la réinjection de fluides.

103. Afin d'améliorer la valeur du projet, les parties prenantes ont réfléchi au coût additionnel de US \$6,5 millions que coûterait le forage de quatre puits de production full-size plutôt que des puits mid-size de 7 pouces. Dans le cas où le forage serait réussi et la viabilité du réservoir prouvée, les quatre puits de production full-size permettraient de réduire le coût d'un programme de production d'énergie géothermique d'environ US \$3.5 à \$5 millions par puits réussi (coût de puits géothermique typique de l'exécution d'un programme de forage de puits multiples). L'augmentation du coût du projet de US\$6,5 millions étant susceptible d'entraîner une réduction potentielle de \$16 millions du coût du futur programme de forage de production, les parties prenantes ont choisi d'utiliser des puits d'exploration full-size.

C. Comparaison des techniques de forage vertical et dévié

104. La Caldeira de Fiale est entourée d'une bordure pentue, de 20 à 30 m de hauteur, d'un diamètre de 1,5km, qui entoure le Lac de Lave. Elle est reliée à deux caldeiras adjacentes, plus petites. Il est estimé qu'elles sont toutes alimentées par la même source de chaleur magmatique de profondeur. Les trois caldeiras sont traversées par un réseau dense Est/ Ouest et Nord/Ouest de fissures ouvertes marquées et de petites failles normales. Dans une formation géothermique, les fluides se déplacent au

travers des formations perméables et lorsqu'une formation est imperméable (c.à.d. roche compacte), les fluides se déplacent au travers des fractures et failles. En général, la perméabilité contrôlée par des fractures est meilleure que la perméabilité de formation. Afin de maximiser le succès du forage, le puits doit être foré en traversant un nombre maximal de zones de fractures. Le forage directionnel atteint cet objectif alors que les techniques de forage vertical ne le permettent pas.

105. Le Lac de Lave n'est pas juste un élément pratique permettant d'améliorer les chances de succès, c'est également une anomalie environnementale qui doit être protégée. Les multiples failles croisées situées sous le Lac de Lave représentent une cible privilégiée de forage, que les forages d'exploration du REI ont ciblé de manière justifiée, à partir de l'extérieur du bord de la caldeira. Il est probable que ces zones seront de nouveau les cibles du programme définitif préparé par le GCC dans le cadre de ce projet. La seule manière d'atteindre les cibles de forage situées sous le Lac de Lave sans se placer directement au-dessus de la cible est d'utiliser des techniques de forage dévié.

D. Paramètre de programme de forage à inclure dans la conception de programme de la GCC

106. La GCC confirmera et, le cas échéant, modifiera les paramètres de forage afin de rédiger une conception de programme de forage détaillée. Le budget du Projet de Production d'Énergie Géothermique se base sur le forage de quatre puits de production full-size dans la Caldeira de Fiale en utilisant les techniques de forage dévié et aéré. L'Entreprise de service de forage (DSC) exécutera physiquement le forage sous la supervision de la GCC.

107. Le premier objectif du forage de chacun des quatre puits d'exploration sera d'atteindre et tester le réservoir intermédiaire (ou peu profond). L'existence du réservoir intermédiaire est connue car il a été trouvé à des profondeurs de 240 à 600 mètres lors des forages de six puits effectués dans la région du Lac d'Assal. (ENEL, 1990; Jalludin 1992). Les températures intermédiaires du réservoir, enregistrée au cours des précédents programmes de forage d'exploration vont de 140 à 190°C. Ces températures sont considérées comme utilisables pour une production commerciale d'énergie utilisant des centrales de type binaires.

Les centrales binaires extraient l'énergie du fluide géothermique à basse température en injectant le fluide dans un échangeur de chaleur qui, à son tour, transforme un réfrigérant en vapeur. L'énergie absorbée par le réfrigérant lors de son passage de l'état liquide à l'état gazeux est extraite en faisant circuler le réfrigérant à travers une turbine qui alimente un générateur électrique. L'énergie restante de la vapeur réfrigérante est alors retournée à son état liquide et réinjectée dans l'échangeur de chaleur pour créer un cycle continu.

108. Après avoir testé le réservoir intermédiaire conformément aux exigences du protocole approuvé (les tests prévus incluent la température, chimie des fluides, pression, injectabilité), le forage se poursuivra jusqu'au point où le forage sera dévié. Le forage dévié se poursuivra jusqu'à la cible du réservoir géothermique profond (~2,000 to 2,500 m). Dans le cas où il serait ensuite décidé que le réservoir intermédiaire sera utilisé pour la production d'énergie, un dispositif de perforation du tubage pourra être utilisé pour perforer le tubage afin d'utiliser le puits pour une production de réservoir intermédiaire.

109. Conformément au protocole de test de puits, les tests de réservoir profond incluront la température, pression, chimie des fluides, test de flux et tests transitoires. Un test de flux continu de 90 jours est prévu pour quantifier la capacité du réservoir et les caractéristiques de flux à l'état stable afin de permettre une utilisation pour la production d'énergie en utilisant la technologie de centrale flash. Le carottage sera envisagé afin de mieux définir la structure du réservoir et la géologie.

110. Selon le potentiel d'entartrage du fluide géothermique de la Caldeira de Fiale, il sera envisagé de tester des pressions de tête de puits supérieures (18 et 20 barg) et des inhibiteurs chimiques de contrôle d'entartrage, suivant les recommandations de l'étude d'entartrage de Virkir-Orkint en 1990.

Selon la chaleur du fluide et les températures, les centrales Flash utilisent soit la vapeur sèche produite directement par le réservoir géothermique (ces situations sont rares dans le monde entier) ou la vapeur produite par le passage des fluides géothermiques à haute température dans un séparateur qui sépare la phase gazeuse de la phase liquide en utilisant la force centrifuge pour produire une vapeur sèche. L'énergie de la vapeur est extraite en la faisant passer dans une turbine à vapeur conventionnelle qui alimente un générateur électrique.

II. Conception du projet en vue d'atteindre les Objectifs de développement

111. Le projet, qui est financé par plusieurs bailleurs, a été divisé en trois composantes principales. Chaque composante comprends des contrats qui segmentent les responsabilités techniques et managériales nécessaires à l'exécution du projet. Les responsabilités et l'autorité principale incombent au Directeur car elles relèvent des aspects financiers/passation de marchés du projet alors que le GCC est responsable de la gestion technique générale. En segmentant les responsabilités techniques et de passation des marchés, et en définissant l'autorité scalaire qui régit ces responsabilités, les difficultés rencontrées par le programme de 1987 peuvent être évitées et les objectifs de développement du programme peuvent être atteints.

III. Trois volets de projet principaux à financer

112. Le projet comporte trois volets principaux, tels que résumés ci-dessous. Les dispositions de cofinancement sont présentées dans la partie III du PAD.

Volet 1- Programme de forage: cet élément inclut la fourniture de travaux, d'équipement et de services de consultants pour (i) travaux préparatoires de génie civil nécessaires à l'exécution du programme de forage (financés par la BAD); (ii) exécution du programme de forage conçu par l'Entreprise de consulting géothermique (cofinancé conjointement par le FEM, l'IDA et l'OFID) ;(iii) matériel en acier nécessaire à l'exécution du programme de forage (financé par l'AFD) et (iv) à l'inspection et aux tests de débit des réservoirs (financé par l'ESMAP).

Volet 2 – Assistance technique pour le programme de forage: Cet élément inclut la fourniture d'équipement et de services consultants pour (i) concevoir le programme de forage et le protocole de test de puits ; (ii) exécuter le protocole de test et assurer la certification des résultats par une tierce partie et (iii) la préparation d'une étude de faisabilité technique pour la centrale géothermique dans le cas où la ressource géothermique est adaptée à la production d'énergie. Ce volet sera financé par la BAD par le biais d'un des fonds fiduciaire qu'elle gère.

Volet 3 – Gestion du projet: Cet élément inclut la fourniture d'équipement, de services de consultants, y compris audit et formation et les coûts opérationnels liés à la gestion du projet et sa mise en œuvre, y compris suivi et évaluation. Ce volet sera cofinancé conjointement par le Gouvernement de Djibouti et la BAD.

Composante 1 : contrats du programme de forage

Contrats de génie civil/ infrastructure (financés par la BAD par le biais de l'ADF)

113. Avant de mobiliser la plate-forme de forage et l'équipement lourd au Lac Assal, certains travaux de préparation doivent être effectués. Parmi les autres travaux identifiés durant l'élaboration de la conception finale du programme de forage, le contrat génie civil /infrastructure comprendra : i) renforcement des routes et intersections entre le port de Djibouti et les sites de forage afin de supporter le poids et la taille importante des équipements de forage, ii) installation de remblais dans les zones en dehors des routes pour permettre l'accès aux sites de forage, iii) préparation des emplacements de plates-formes de forage et installation des structures en béton, iv) préparation des sites de pompage d'eau, v) infrastructure de logement nécessaire pour les opérations.

114. Afin d'accomplir cette tâche, le contrat génie civil/ infrastructure sera activé avant l'activation du contrat de l'Entreprise de service de forage (DSC) qui sera chargée de fournir l'équipement de forage lourd. Les travaux de génie civil et d'infrastructure étant de la responsabilité de l'UGP, le Directeur bénéficiera du soutien de la GCC pour la gestion de tous les aspects techniques du contrat.

Entreprise de services de forage (DSC) et Groupe 3 "Opérations de forage " (financés par le FEM, l'IDA et l'OFID)

115. La DSC sera une entreprise de forage géothermique reconnue, avec une capacité financière suffisante et l'expérience de forages géothermiques dans des zones de haute température. La DSC sera responsable de l'exécution du programme de forage conçu par le GCC, y compris les opérations de terrain et les activités de forage, conformément aux exigences du programme de forage approuvé. Les opérations de la DSC se dérouleront dans le cadre de la gestion technique de la GCC, la passation de marchés et le volet administratif des contrats étant gérés par le directeur. Le contrat DSC inclura les contrats de spécialité « Opérations de Forage » du Groupe 3 afin de constituer un contrat DSC unique semi-intégré.

Groupe 1 "Matériel en acier" et Groupe 2 "Tests" (financés respectivement par l'AFD et l'ESMAP)

116. Le Groupe 1 "Matériel en acier" demande un long délai. C'est pourquoi les contrats de fourniture pour ce matériel feront l'objet d'appels d'offres sur la base de prix unitaires, en début de programme, par le biais de mise en concurrence internationale. Le Groupe 2 « Test » est constitué de contrats de service dans le temps, avec une mise en concurrence internationale. Ces contrats incluront une entreprise de test intervenant en tant que tierce partie, qui certifiera que les tests de puits sont conformes au protocole de test de puits et vérifieront la capacité de réservoir géothermique en s'appuyant sur les résultats de test de puits.

Composante 2: assistance technique pour le programme de forage

L'entreprise de consulting géothermique (GCC):

117. La GCC sera une entreprise géothermique réputée avec une capacité financière suffisante et une grande expérience technique. Les principales responsabilités de la GCC comprennent : (i) tests de terrain et évaluation dans la Caldeira de Fiale⁷ afin de compléter l'information existante et d'élaborer un programme complet de forages d'exploration, de programme de tests et d'analyse de ciblage de puits. REI étant d'accord pour fournir toutes les données de tests géologiques et d'études menées de 2008 à 2010 lorsqu'ils cherchaient à établir une centrale de production, les études supplémentaires de la GCC devraient être minimales ; (ii) concevoir un programme de forage d'exploration et les protocoles de test de puits requis ; (iii) préparer l'ESIA et toute mise à jour nécessaire de l'ESMP ; (iv) préparer toutes les données nécessaires pour les appels d'offres de la DSC, des contrats du Génie civil/ infrastructure et contrats de spécialités du Groupe 1&2, gérés par le Directeur en collaboration avec le GCC (v) gestion technique sur site du contrat génie civil/ infrastructure ainsi que le programme de forage global ; (vi) gestion et coordination des test de puits sur site menés par les entrepreneurs du groupe 2 « test » et certification des résultats de tests pour la conformité avec le protocole de test ; (vii) élaborer une étude de faisabilité de production d'énergie en utilisant les résultats des tests (viii) compilation des résultats de test certifiés afin de les inclure dans un dossier d'appel d'offres pour IPP ; et (ix) préparation de tous les apports techniques pour les documents nécessaires pour des mises en concurrence de la centrale d'énergie géothermique et le développement de la zone de vapeur (si l'étude de faisabilité le justifie). La GCC travaillera en collaboration étroite avec le Directeur de et le remplacera en cas d'absence.

Composante 3: gestion du projet

118. L'équipe sera formée d'un Directeur, d'un expert principal en géothermie déjà cadre à l'EDD et une experte en géothermie détachée au ministère de l'énergie chargé des ressources naturelles, d'un comptable, d'un spécialiste en passation de marchés, d'un spécialiste en environnement, d'un spécialiste en sauvegardes sociales et d'un secrétaire. Leur mission et responsabilités sont décrites à l'Annexe 3, dispositions de mise en œuvre institutionnelle du projet.

IV. Calendrier envisagé pour le projet

119. Le calendrier envisagé pour le Projet de Production d'Énergie Géothermique a été préparé en se basant sur une année typique de 220 jours de travail et 10 jours de vacances. Le calendrier mentionne que le forage est une opération qui se déroule 24h sur 24, 7 jours sur 7 sans pause jusqu'à l'aboutissement du programme. Le nombre de jours référencés dans le calendrier sont des journées de travail et non des journées calendaires. Le calendrier débute par le recrutement et la formation de l'Équipe Projet de Production d'Énergie Géothermique et se termine par l'achèvement de l'étude de faisabilité technique évaluant la viabilité commerciale de la ressource géothermique de la Caldeira de Fiale. La durée totale du projet est de 33 mois et ne tient pas compte des retards possibles. Etant donnée la complexité du financement du projet du fait de la multiplicité des bailleurs, une période tampon de 15 mois est ajoutée au calendrier de mise en œuvre, ce qui amène à une durée totale de projet de 48 mois. Le projet a été divisé en cinq intervalles de temps qui se chevauchent⁸.

⁷ Une caldeira est un large cratère formé par une explosion volcanique ou par l'effondrement du cône volcanique

⁸ Lorsque suffisamment de données auront été collectées, un projet de suivi sera mis en place pour financer le recrutement d'un Conseiller en Transactions qui aidera à élaborer l'appel d'offres pour un IPP.

120. Phase I: recrutement et formation de l'UGP (55 jours). L'exécution du projet commencera par le recrutement et la formation de l'Equipe une fois que le projet est effectif. Les TdR pour le recrutement du Directeur, de deux experts, du comptable, de l'expert des marchés, du spécialiste en sauvegardes sociales, du spécialiste en sauvegardes environnementales et du secrétaire sont disponibles. De la même façon, les TdR pour la mise à jour du manuel d'exécution du projet sont disponibles et validés durant l'évaluation et le logiciel de comptabilité exigé est disponible. La phase 1 devrait donc être terminée au plus tard 55 jours après la mise en œuvre effective du projet, si la passation de marchés de fournitures (nouvelle licence pour le logiciel de comptabilité) et de services (Equipe) est effectuée en utilisant les procédures de passation de marchés avancées. La formation fiduciaire et administrative de l'Equipe prendra une semaine supplémentaire. Pour finir, la préparation du manuel d'exécution du projet sera mise à jour et prête pour la mise en œuvre effective du projet.

121. Phase II: recruter une Entreprise de conseil en géothermie exploratoire (105 jours). Le Directeur préparera tous les documents de soumission nécessaires au recrutement par mise en concurrence de la GCC, conformément aux directives de la BAD (TdR, Appel à manifestation d'intérêt, appel à propositions) et dirigera le Comité d'évaluation chargé de l'attribution du contrat. Pour ce faire, le Directeur bénéficiera du soutien du personnel fiduciaire de l'EDD. Le projet de suivi se termine avec le recrutement de la GCC.

122. Phase III: Elaboration du programme de forage (160 jours). La phase III débute par l'étude préliminaire de la GCC qui servira à confirmer et, le cas échéant, à modifier les paramètres du programme de forage sur lesquels le Projet de Production d'Energie Géothermique est basé. L'étude préliminaire définira également les tests de terrains spécifiques et les études géophysique de surface (si nécessaire) qui doivent être menés dans la Caldeira de Fiale afin de bien cibler les quatre puits de production full-size. Le ciblage des puits doit faire l'objet d'une attention spécifique, du fait de la proximité de flux d'eau chaude et froide qui alimentent probablement le réservoir géothermique de la Caldeira de Fiale. Cette phase comprend également le développement et l'approbation du protocole de test de puits, ainsi que l'aboutissement de l'ESIA.

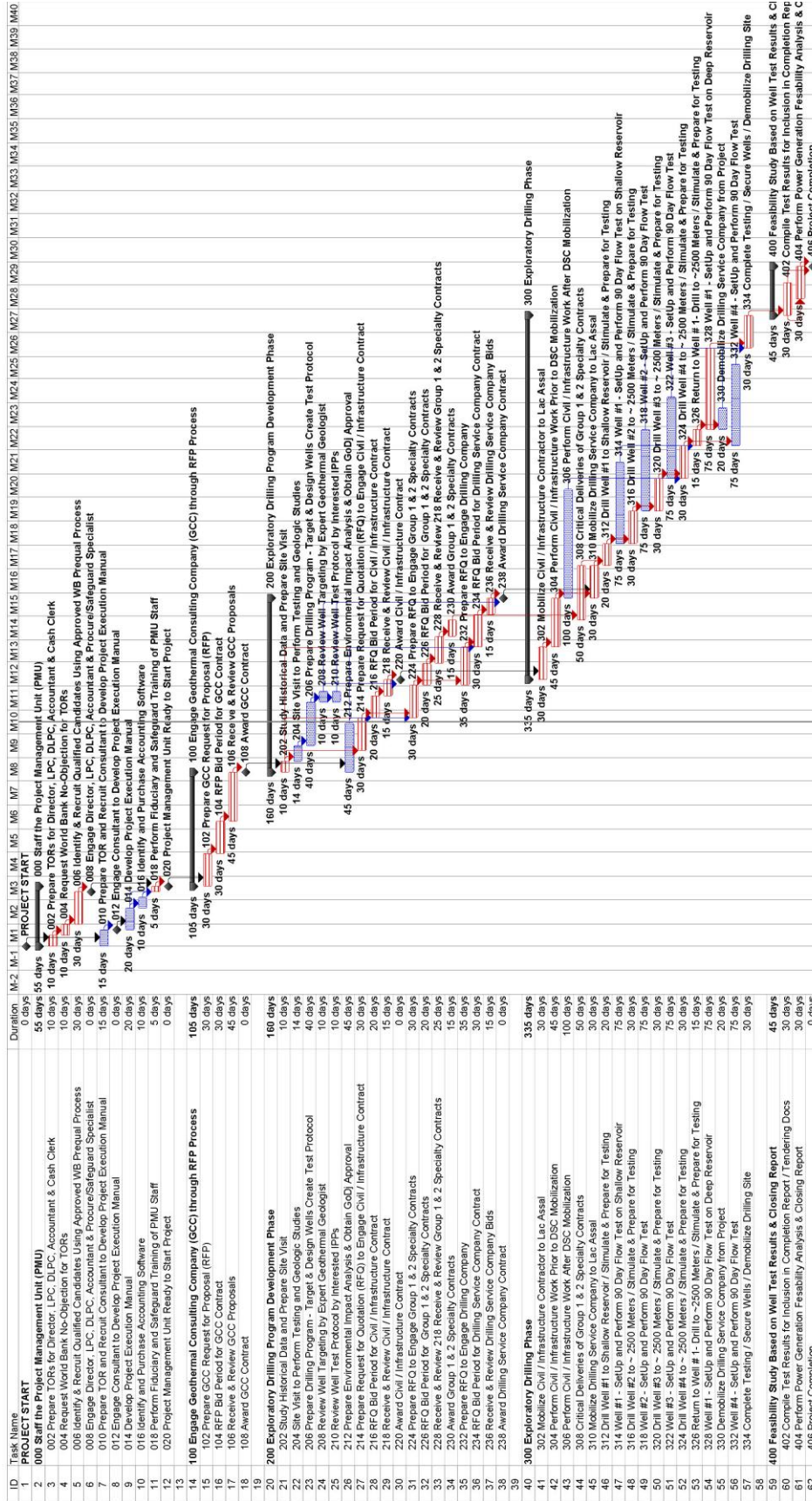
123. Au cours de cette phase, la GCC fournira un soutien technique au Directeur qui se chargera de la mise en concurrence du contrat de génie civil/ infrastructure qui servira à préparer les routes pour des poids lourds, à aménager des sites pour les plates-formes de forages et des systèmes de pompage d'eau de mer pour fournir de l'eau de forage. L'UGP va également fournir un soutien technique au Directeur afin de procéder à l'appel d'offres pour le contrat DSC et gérer la mise en concurrence, conformément aux Directives de la BM. Cette phase se termine avec l'attribution du contrat DSC.

124. Phase IV: forage d'exploration (335 jours) : la phase IV débute lorsque la DSC est mobilisée sur le site de forage de la Caldeira de Fiale. Cette phase inclut les opérations de terrain nécessaires au programme de forage et aux tests de puits conformément au protocole. Cet intervalle prend fin lorsque les puits sont complètement testés, sécurisés et que les opérations de forage sont démobilisées.

125. Phase V: étude de faisabilité, basée sur les résultats de test des puits (45 jours). Cette phase inclut la compilation et l'analyse par la GCC des résultats de test et l'aboutissement de l'Etude de Faisabilité de production énergétique. L'étude de faisabilité couvrira les aspects techniques de l'utilisation de fluides géothermiques pour une production d'énergie à large échelle. Elle sera intégrée à l'étude de faisabilité complète qui sera effectuée par le TA au cours du suivi du projet, et à l'ESIA pour le développement de la station et du gisement de vapeur effectué par le développeur IPP.

126. Le calendrier du projet/ Méthode du chemin critique est disponible en page suivante

Figure 4 : Calendrier Projet- Méthode du chemin critique :

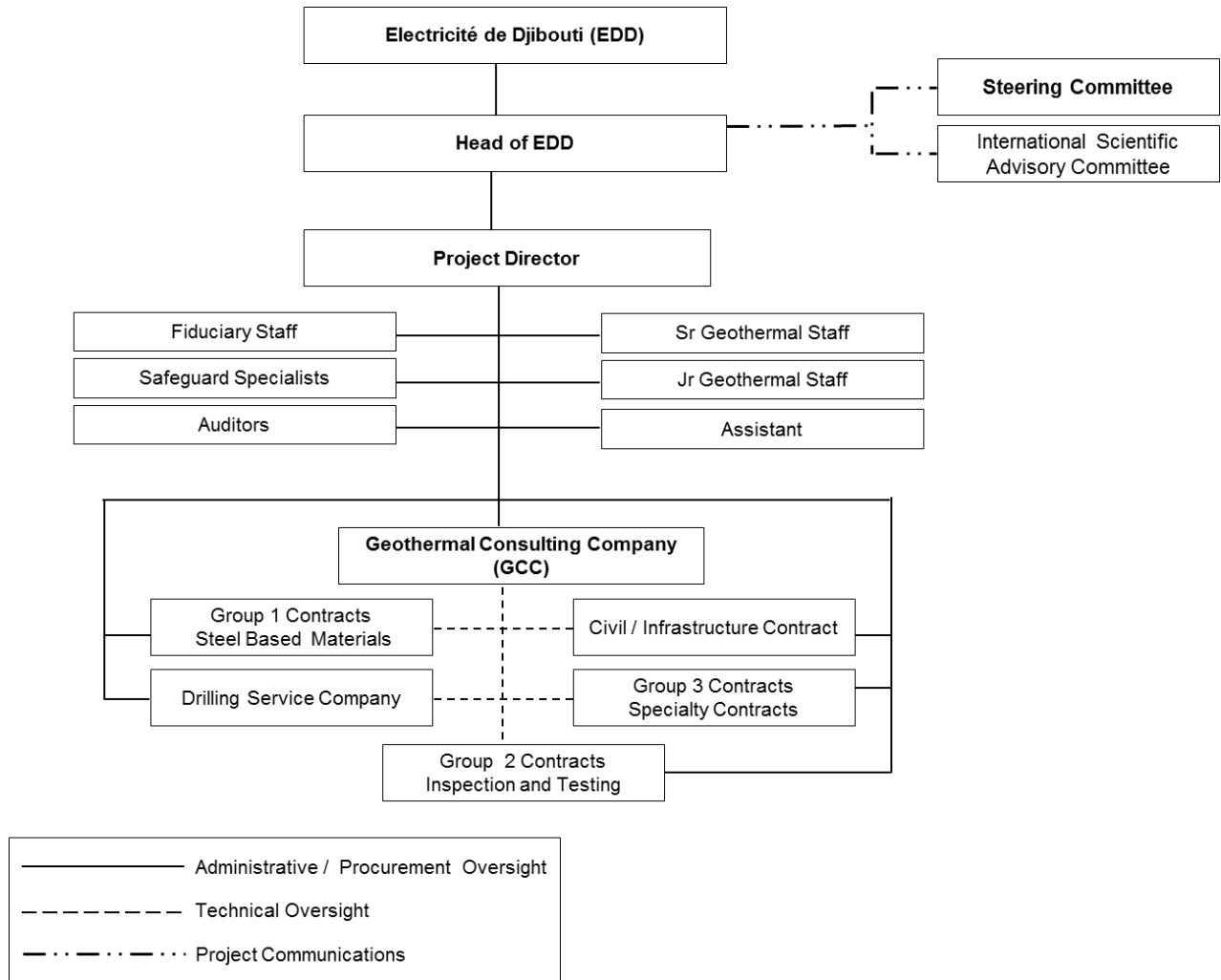


Annexe 3: Dispositions de mise en œuvre

I. Dispositions institutionnelles et de mise en œuvre du Projet

A. Structure et surveillance de l'Equipe de Projet Géothermique

Tableau 5: Structure and surveillance de l'Equipe du Projet Géothermique



B. Dispositions institutionnelles:

Equipe Projet: Ancrage et reporting.

127. Le Projet sera ancré au sein d'EDD. L'Equipe de Projet Géothermique sera dirigée par un Directeur qui opérera directement sous l'autorité du Directeur Général de l'EDD. Le projet sera sous le control administratif et technique d'EDD et sous le control financier d'EDD et du Ministère des Finances. Le Directeur fera des rapports mensuels (ou plus, si requis) au directeur Général de l'EDD qui les présentera au Comité de pilotage, composé du Secrétaire Général du Gouvernement, d'un représentant

du Ministère de l'Énergie, du Secrétaire Général du Ministère des Finances et du Directeur du CERD (Centre d'Études et de Recherches de Djibouti) comme indiqué dans le décret 2012-257/PRE. Des réunions officielles du comité de pilotage se tiendront au moins 4 fois par an, ou sur demande du Président de Djibouti ou du Directeur Général d'EDD.

128. Le Directeur Général d'EDD pourra faire appel aux ressources et capacité du Comité de pilotage pour aider à résoudre les problèmes qui se posent au cours de l'élaboration du projet et de la phase de mise en œuvre. Le Directeur de projet et le Manager de projet de la GCC organiseront des réunions périodiques auxquelles assisteront les personnes suivantes, afin de débattre, coordonner et résoudre les problèmes liés au projet :

- Directeur
- Manager de projet de la GCC
- Manager de projet de l'entreprise de service de forage
- Représentant du CERD
- Autre représentant des contractants et/ou personnel de l'Équipe Projet identifié par le Directeur Général de l'EDD

129. Le Directeur du projet préparera et fournira des rapports de progrès selon le calendrier et format fixés par la Task Team Leader des bailleurs (TTL), incluant des détails sur l'exécution du projet, les appels d'offres, la gestion financière et les sauvegardes environnementales et sociales.

UGP: gestion administrative et technique

130. Le Directeur supervisera l'équipe locale incluant un expert principal en géothermie déjà cadre de l'EDD et une experte en géothermie détachée du Ministère de l'énergie chargé des ressources naturelles, un Comptable, un Expert en Passation de Marchés, un Spécialiste en Sauvegardes Environnementales, un Spécialiste en Sauvegardes Sociales et un Secrétaire.

131. Le Directeur de l'UGP sera également responsable des appels d'offres et du volet administratif des contrats pour les contrats suivants :

- Auditeur Financier;
- Auditeur en Sauvegardes;
- Entreprise de Consulting Géothermique (GCC);
- Entreprise de Service de Forages (DSC).
- Entrepreneur Génie civil/ Infrastructure; et
- Autres contrats du groupe de spécialités auxquels l'UGP participe

132. Le management technique du Projet sera assuré par la GCC qui travaillera en coopération avec le directeur afin d'assurer une gestion administrative et technique fluide du projet.

Équipe de Projet de Production d'Énergie Géothermique: missions et responsabilités

133. Le Directeur: le directeur assurera la gestion technique de l'Équipe tout en assurant le contrôle managérial des appels d'offres et les exigences administratives des contrats du Programme de Production d'Énergie Géothermique de Djibouti. Le Directeur sera responsable de l'élaboration effective des contrats, de la négociation, de l'administration et du contrôle budgétaire du projet. Le rôle du directeur de l'UGP inclura la surveillance du budget du projet, le contrôle administratif des contrats signés directement avec l'Équipe projet et les responsabilités fiduciaires traditionnelles de la gestion de projet. Le Directeur sera le seul membre de l'Équipe autorisé à gérer le budget du projet ; cependant, le Directeur n'aura pas pouvoir de signature pour les contrats. Le pouvoir de signature sera détenu par le

Directeur Général de l'EDD et le Ministère de l'Economie et des Finances chargé de l'Industrie. Le Manager de Projet de la GCC aidera le Directeur pour les décisions techniques et financières qui sont du ressort normal du Directeur.

134. L'expert principal en géothermie assistera le Directeur dans l'exécution du projet relevant de la direction de l'équipe locale de l'unité et la gestion des affaires locales du projet. L'expert principal aura un rôle de coordination avec les autorités locales, les représentants du gouvernement et les autorités techniques.

135. L'experte en géothermie junior assistera l'expert principal dans l'exécution du projet. L'experte sera la personne ressource en matière de sauvegardes environnementales et sociales. En tant que tel, le Cette experte supervisera le travail du spécialiste de sauvegardes qui sera recruté pour aider l'Equipe. Pour finir, Elle aidera à préparer les aspects techniques des dossiers d'appel d'offres.

136. Le Comptable: le comptable sera chargé de la gestion financière et du reporting sur le projet, conformément aux Directives de la Banque Mondiale et de la Banque Africaine de Développement. Le comptable rendra compte directement au Directeur.

137. Le Spécialiste des Marchés Publics: le Spécialiste des Marchés Publics fournira une aide au Directeur pour la passation de marchés pour tous les contrats, équipement et matériels en accords avec les lignes directrices de la Banque Mondiale et de la BAD. Le Spécialiste des Marchés Publics rendra compte directement au Directeur.

138. Le Spécialiste en sauvegardes environnementales (ESS): la responsabilité de l'ESS sera de s'assurer que toutes les mesures d'atténuation environnementales, y compris la santé au travail et la sécurité sont intégrées à l'ensemble de la conception du projet, mises en œuvre, suivies et rapportées, en accord avec les dispositions de l'ESIA et de rendre des rapports biannuels de conformité aux sauvegardes de la Banque Mondiale par le biais de l'experte en géothermie. L'ESS préparera et rendra des rapports de non-conformité aux sauvegardes et recommandations pour atténuation au DLPC et au Directeur. Les mesures d'exécution seront prises en accord avec le Directeur et en consultation avec le DLPC et le spécialiste des sauvegardes.

139. Le Spécialiste en sauvegardes sociales (SSS): la responsabilité de l'ESS sera de s'assurer que toutes les mesures d'atténuation sociales sont intégrées à l'ensemble de l'élaboration du projet, mises en œuvre, suivies et surveillées, en accord avec les dispositions de l'ESIA. Le SSS sera chargé de rapports biannuels de conformité aux sauvegardes de la Banque Mondiale par le biais du DLPC. Le SSS sera également chargé des relations avec le population locale et de l'enregistrement et du suivi des plaintes (chaque plaintes recevra un numéro identifiant, et sera suivie en enregistrant les détails et les délais de résolution et de solution).

140. Le Secrétaire: le Secrétaire fournira un soutien administratif au Directeur et à l'équipe.

UGP: consultants techniques.

141. L'Entreprise de consulting géothermique (GCC): la GCC aura la responsabilité et l'autorité technique sur le projet. Le Directeur Général d'EDD aidera le Directeur pour les décisions techniques et financières qui sont du ressort normal du Directeur Les responsabilités principales de la GCC incluent : (i) test de terrain et évaluation de la zone de la Caldeira de Fiale pour compléter l'information existante et structurer un programme de forages d'exploration exhaustif et une analyse de ciblage de puits ; (ii) concevoir un programme de forages d'exploration et le protocole de test exigé ; (iii) préparer toutes les données techniques nécessaires à l'appel d'offres pour l'Entreprise de Services de Forage, géré par le Directeur ; (iv) gestion sur site du programme de forage, y compris conformité aux politiques de

sauvegardes ; (v) test de puits sur site et certification de la conformité des résultats de tests au protocole ; (vi) fournir au Conseiller Transaction les données techniques nécessaires pour élaborer une étude de faisabilité technique de la production géothermique en utilisant les résultats de test ; (vii) compilation des résultats certifiés pour inclusion dans le dossier d'appel d'offres pour IPP ; et élaboration de tous les documents techniques nécessaires à la mise en concurrence complète de l'usine de production géothermique et du gisement de vapeur (si justifié par l'étude de faisabilité et confirmé par le Conseiller transaction).

142. Pour garantir de meilleurs résultats, le Directeur, via le Directeur Général d'EDD, pourra faire appel aux ressources d'un comité scientifique de conseil international, le Centre régional créé par le Scaling Up Renewable Energy Program in Low Income Countries (SREP) afin d'évaluer le programme de forage, l'analyse de ciblage et le protocole de test de puits préparés par la GCC.

143. Description du Conseiller Transactions (TA) faisant partie du projet de suivi non financé par ce Projet: dans le cas où la ressource géothermique est confirmée, un cabinet de conseil réputé, dirigé par une banque d'investissement ou un cabinet de conseil financier, avec le soutien d'un cabinet juridique et d'un cabinet d'expertise comptable, sera recruté dans le cadre d'un projet de suivi, avec le soutien des bailleurs pour mettre en œuvre une étude de faisabilité financière afin de préparer l'appel d'offres pour la centrale géothermique, conformément aux directives de la Banque Mondiale. Le TA déterminera l'impact financier de la centrale géothermique sur les finances de l'EDD et sur la capacité de l'entreprise à s'impliquer dans un Accord d'achat d'énergie. En se basant sur les résultats de test de puits et l'étude de faisabilité élaborée par la GCC, le TA décidera si le projet est financièrement viable. Si la réponse est positive, le TA rédigera un Accord d'Achat d'Energie et un Accord de Mise en Œuvre pour EDD et l'IPP. Pour finir, le TA sera chargé de l'appel d'offres pour le développement de la centrale géothermique.

II. Gestion financière, décaissements et passation de marchés

A. Gestion financière

144. L'expérience de la Banque à Djibouti et l'examen des dépenses publiques et de la responsabilité financière (Public Expenditure and Financial Accountability, PEFA) en 2011 montrent que le Système de gestion financière publique est régi par un cadre juridique et réglementaire élaboré. Cependant, il comporte toujours de multiples faiblesses. C'est pourquoi il est considéré comme moyen. Les faiblesses principales résident dans le processus d'élaboration du budget, la mise en place d'un Cadre de dépenses à moyen terme, la gestion des appels d'offres, la comptabilité publique, l'audit interne et l'audit externe.

145. Le projet sera mis en œuvre à Djibouti conformément aux procédures de la Banque mondiale et des autres bailleurs de fonds.

146. **Dispositions administratives.** Le projet sera mis en œuvre par une Equipe placée sous l'autorité de l'EDD. L'Equipe sera chargée de la planification, de l'exécution, du suivi et de l'évaluation des activités du projet.

147. Le Directeur opérera sous la supervision technique de l'EDD et la supervision financière du Ministère des Finances. L'Equipe fera périodiquement rapport au Comité de pilotage et pourra solliciter les ressources et capacité du Comité de pilotage afin de résoudre les problèmes qui se posent durant la mise en œuvre du projet. L'Equipe s'occupera de la gestion du projet, y compris la gestion financière et la comptabilité.

148. L'Equipe sera chargée de la comptabilité du projet. A ce titre, elle préparera des Etats Financiers annuels (PFS) ainsi que, chaque trimestre, des Rapports financiers intérimaires (IFR) n'ayant pas fait l'objet d'un audit. L'Equipe sera responsable de maintenir des arrangements financiers adéquats et de la qualité de son système de gestion financière qui devra être d'un niveau acceptable durant la vie du projet.

149. Le Directeur encadrera le comptable expérimenté.

150. **Evaluation de risques dans la gestion financière et mesures d'atténuation.** Les risques suivants ont été identifiés :

- i. Les compétences de l'Equipe. Le Projet de Production d'Electricité Géothermique bénéficiera du support du personnel d'EDD en matière de Gestion Fiduciaire. Le personnel d'EDD a une expérience en gestion financière satisfaisante car l'entreprise a exécuté plusieurs projets financés par les bailleurs de fonds, y compris le Projet Accès et Diversification de la Banque mondiale et le Projet d'Interconnexion avec l'Ethiopie de la Banque Africaine de Développement. L'UGP recrutera un comptable expérimenté et qualifié qui va gérer la gestion fiduciaire du Projet de Production d'Energie Géothermique. Les termes de références pour le comptable ont été rédigés et sont acceptables pour la Banque.
- ii. La nouvelle Equipe va acquérir une licence supplémentaire pour le logiciel de comptabilité du Projet d'Accès et Diversification Energétique et pourra l'utiliser. L'Equipe doit acheter cette licence afin de gérer les données financières du projet et extraire les données nécessaires au reporting financier.
- iii. L'Equipe n'a pas d'expérience étendue en matière de procédures de gestion financière de la Banque. La Banque mettra en place les formations nécessaires en matière de procédures et de directive de gestion financière et elle supervisera de près les performances du projet en matière de gestion financière, en coordination avec le Directeur et le comptable expérimenté. Le projet mettra à jour les aspects de gestion financière du manuel d'exécution du projet utilisé par le Projet Accès et Diversification au sein d'EDD. Le manuel de gestion financière mis à jour détaillera tous les aspects financiers et comptables du projet.

151. Le risque de gestion financière global est considéré comme élevé à ce stade.

152. L'UGP doit respecter les recommandations listées dans le plan d'action afin d'établir et conserver un système de gestion financière acceptable. Les recommandations principales sont : (i) mettre en œuvre et mettre à jour le Manuel de procédures de gestion financières du Projet Accès et Diversification (ii) Recruter un Comptable expérimenté pour le projet et (iii) Acheter une licence pour utiliser le logiciel de comptabilité de l'UGP et faire en sorte que le logiciel de comptabilité soit pleinement opérationnel dans les trois mois suivant la mise en œuvre effective. Le calendrier requis est ajouté sous la forme d'un covenant daté.

153. **Etablissement du budget:** L'Equipe préparera un budget annuel pour les engagements financiers. Le budget global inclura les contributions des autres projets financés par des bailleurs et gérés par l'Equipe. Le budget détaillera chaque élément et la source de financement.

154. **Système de comptabilité:** les transactions seront enregistrées dans le système financier par le comptable. Le Comptable Expérimenté du projet est chargé de préparer les rapports financiers intérimaires (IFR) avant leur transmission au Directeur pour validation. Des rapprochements périodiques entre les déclarations comptables et les IFR sont également faites par le Comptable expérimenté. Les états financiers du projet incluront : (i) toutes les sources et utilisations des fonds du projet y compris les paiements effectués et les dépenses encourues. Toutes les transactions liées au projet seront reprises dans le système de comptabilité d'exercice qui permettra l'extraction des rapports demandés ; (ii) Les transactions et activités du projet seront différenciées des autres activités de l'Equipe

155. Des rapports financiers intérimaires (IFR) résumant les engagements, les reçus et les dépenses du projet seront fournis par le système chaque trimestre en utilisant les formulaires-types validés. L'Equipe doit envoyer ces rapports dans les 45 jours maximum suivant la fin du trimestre.

156. **Contrôle Interne.** Le Projet de production d'énergie géothermique sera mis en œuvre par une Equipe spécifique. Dans la mesure où cette équipe a peu d'expérience de procédures avec les bailleurs, le manuel de gestion financière utilisé par le Projet Accès et Diversification au sein d'EDD sera mis à jour. Ce manuel doit définir clairement toutes les procédures de gestion financière et les directives. Ce manuel de procédure doit être approuvé par la Banque. L'Equipe doit également être équipée d'un logiciel de comptabilité pour la tenue des comptes du projet et le reporting financier. Le paiement des dépenses éligibles se fera sur instructions signées par le Ministère des Finances (Direction du Financement Extérieur - DEF) et d'EDD et en accord avec la Lettre de décaissement et les Directives de décaissement de la Banque.

157. **Reporting projet.** Le reporting financier du projet inclura les Rapport financiers intérimaires (IFR) non audités, et les Etats financiers annuels du projet.

- L'IFR devra inclure les données sur la situation financière du projet dans son ensemble y compris les volets et financements des autres bailleurs. Ces rapports doivent inclure : (a) déclaration des sources de financement et utilisations pour la période couverte et chiffres cumulés, y compris un relevé de solde des comptes du projet financé par la Banque (b) une déclaration d'utilisation des fonds par volet, composantes et catégorie de dépenses ; (c) un état de rapprochement des comptes désignés et des comptes bancaires communs (DA et CBA) ;(d) un état d'analyse budgétaire indiquant les prévisions et différences relatives au budget actuel; (e) un état des engagements et décaissements par contrat et (f) une liste des immobilisations acquis. Le Comptable devra fournir un IFR chaque trimestre et le soumettre au Directeur pour vérification et validation. Le Directeur devra le soumettre au Directeur de l'EDD pour examen et le soumettre à la Banque dans les 45 jours suivant la fin du trimestre.
- Le PFS doit être fourni annuellement. Il comprendra (a) tableau des flux de trésorerie ; (b) déclaration de la situation financière en fin d'exercice (c) déclaration des engagements en cours ; (d) analyse des paiements et retraits du compte de subvention.
- L'IFR et le PFS doivent être extraits du système de comptabilité par le Comptable expérimenté et doivent être soumis au Directeur pour validation et soumission au Directeur de l'EDD pour examen, validation et soumission à un audit financier externe.

158. **Audit des états financiers du projet.** Un audit annuel externe couvrira tous les aspects du projet et toutes les utilisations de fonds. Il couvrira également les transactions financières, contrôle

interne et systèmes de gestion financière, ainsi qu'un examen exhaustif des Déclarations de dépense (SOE). Un auditeur externe, validé par la Banque, sera nommé conformément aux Termes de références approuvés par la Banque et effectuera l'audit en accord avec les normes d'audit internationales approuvées par la Banque. L'auditeur devra fournir : (i) un rapport d'audit annuel incluant son avis sur les états financiers annuels du projet ; (ii) une lettre de gestion sur les contrôles internes du projet et (iii) un avis d'examen limité des IFR. Les rapports annuels devront être soumis à la Banque Mondiale dans les six mois suivants la clôture de l'exercice et l'avis d'examen limité devra être soumis à la Banque Mondiale avec les IFR.

159. **Flux de fonds.** Les paiements seront autorisés par signature du du Ministère des Finances. Les avances des comptes de subventions du bailleur cofinçant certains éléments seront transférés sur un compte bancaire commun (CBA) utilisable pour les dépenses du projet en respectant le pourcentage financé par chaque bailleur. Le ministère nommera une personne autorisée à signer les demandes de paiements. Les demandes de paiement seront signées et envoyées par EDD au Ministère des Finances qui vérifiera les pièces justificatives et l'éligibilité des dépenses au regard des procédures et des accords officiels au sein de la Banque et procédera ensuite à la signature des instructions de paiement. L'Equipe conservera les originaux des pièces justificatives.

160. **Décaissements électroniques.** La Banque mondiale a introduit une procédure de décaissement électronique dans tous les projets qu'elle finance à Djibouti. Dans le cadre de cette procédure, toutes les transactions seront effectuées et tous les justificatifs associés à ces transactions seront scannés et transmis en ligne à travers le system Client Connection de la Banque. La procédure de décaissement électronique accroîtra considérablement la rapidité des décaissements et facilitera l'exécution des projets. Cette procédure doit être obligatoirement appliquée dans tous les projets financés par la Banque mondiale à partir de de janvier 2013. La fonctionnalité de décaissement électronique permettra (i) d'accroître la rapidité de traitement des demandes de décaissement, (ii) d'éviter les erreurs courantes dans le remplissage des formulaires de décaissement (Formulaire 2380) et (iii) de réduire le temps et le cout d'envois des formulaires papier de décaissement et les justificatifs y afférents à la Banque. La procédure de décaissement électronique n'engendre aucun changement dans les procédures et contrôles internes actuelles du projet pour la préparation et la soumission des formulaires de décaissements.

161. **Récapitulatif des actions à mettre en œuvre.** Les actions de mise en œuvre du projet sont résumées ci-dessous:

Actions	Date limite
Utiliser les capacités fiduciaires du Projet Accès et Diversification Energétique jusqu'à ce que la nouvelle équipe soit au complet et opérationnelle.	En cours
Mettre à jour et mettre en œuvre un Manuel de procédures administratives et financières pour l'UGP, acceptable pour la Banque	Trois mois après la mise en vigueur
Recruter un comptable expérimenté pour le projet de Production d'Energie Géothermique	Trois mois après la mise en

Actions	Date limite
	vigueur
Acheter une licence pour le logiciel comptable	Trois mois après la mise en vigueur

162. La fréquence et portée des missions de surveillance de la Banque Mondiale seront adaptées aux besoins du projet et se dérouleront au niveau central et local. La fréquence de surveillance sera biannuelle, voire plus si cela s'avérait nécessaire.

B. Décaissement

163. Les fonds du crédit IDA et des dons du FEM et d'ESMAP seront déboursés en accord avec les procédures traditionnelles de la Banque et seront utilisés pour financer les activités liées au projet par le biais des procédures de versement existantes, c.à.d. Paiement direct, Avances, Remboursements et Engagement spécial. Les demandes de retrait pour réapprovisionnement et remboursement seront accompagnées d'une Déclaration de dépenses (*Statement of Expenditures, SOE*) conformément aux procédures décrites dans la Lettre de Décaissement et dans les « Lignes directrices de Décaissement ». Des rapports financiers intérimaires non vérifiés et des Rapports financiers annuels seront utilisés comme mécanisme de reporting financier, mais pas à des fins de décaissement. Le montant minimum de demande de paiement direct et remboursement sera équivalent à 20% du montant plafond de l'Avance. La Banque honorera les dépenses exigibles pour travaux achevés, les services rendus et livrés avant la date de clôture du Projet. Une période de grâce sera octroyée pour permettre le paiement de toute dépense exigible engagée avant la date de clôture du prêt. Le détail de ces arrangements sera décrit dans la lettre de décaissement. Les catégories de dépenses éligibles qui seront financés par les fonds du crédit IDA et des dons du FEM et d'ESMAP sont les suivantes :

Catégorie	Crédit IDA	Don du FEM	Don ESMAP	% du financement, taxes comprises
Biens, travaux, services autres que services de consultants, services de consultants de la Partie A (ii) du projet	6 000 000	6 040 000		32%
Biens, travaux, services autres que services de consultants, services de consultants de la Partie A (iv) du projet			1 100 000	100%

164. **Compte désigné (DA).** L'équipe de Projet de Production d'Énergie Géothermique ouvrira un Compte Désigné séparé pour chaque financier (IDA, FEM et ESMAP) auprès de la Banque Centrale de Djibouti en dollars US, afin de couvrir la part des dépenses du projet éligibles des financiers. Le plafond des Comptes Désignés atteindra 10% du montant du Crédit et des Dons. L'UGP sera responsable de fournir des demandes mensuelles de réapprovisionnement si nécessaire.

165. **Sous-compte.** Le projet aura également un compte bancaire en monnaie locale (Franc de Djibouti) sujet au plafond prédéfinie. Les transferts du compte en dollars US au sous-compte ne seront fait qu'après que les dépenses aient été contractés et que les paiements doivent être effectués. De fait, le sous-compte national devra avoir un solde nul le plus souvent possible. Le sous-compte pourra être rechargé au fur et à mesure que les décaissements prendront place et quand les pièces justificatives requises auront été fournies. L'emprunteur/bénéficiaire est responsable des risques associés aux fluctuations des taux de change lors des transferts entre le Compte Désigné libellé en dollars US et le sous-compte libellé en monnaie France de Djibouti. A la fin du projet, tout reliquat dans le sous-compte devra être déposé dans le Compté Désigné, y compris tout reliquat en Franc de Djibouti qui devra être converti en dollars US.

166. **Un manuel de décaissement documentant le mécanisme de décaissement et ses étapes fait partie du Manuel Opérationnel de Projet qui sera mis à jour.**

167. **Etat des dépenses (SOE).** Les documents justificatifs nécessaires seront envoyés à la Banque pour les contrats qui dépassent le seuil d'examen a priori, sauf pour les dépenses dans le cadre de Contrats d'une valeur estimée de (a) US\$ 100,000 ou moins pour des travaux et fournitures. (b) US\$ 100,000 ou moins pour les agences de consulting (c) US\$ 50,000 ou moins pour les consultants individuels, ainsi que pour une augmentation des coûts d'exploitation et de formation, dont le remboursement sera demandé sur la base d'un état de dépenses (SOE) Les documents justifiant les dépenses seront conservés par les Unités de mise en œuvre du projet respectives, et seront disponibles pour examen par les auditeurs externes et les missions périodiques de surveillance de la Banque. Les Rapports financiers non audités intérimaires et les Etats financiers annuels seront utilisés en tant que mécanisme de reporting financier et non pas à des fins de décaissement.

C. Passations de marchés

168. La passation de marchés pour le projet proposé suivra les Directives de la Banque Mondiale « Directives : Passation des Marchés de fournitures, de travaux et de services (autres que les services de consultants) par les Emprunteurs de la Banque mondiale dans le cadre des Prêts de la BIRD et des Crédits et Dons de l'IDA » de janvier 2011 (Directive Passation des Marchés) et « Directives Sélection et Emplois de Consultants dans le cadre des Prêts de la BIRD et des Crédits et Dons de l'IDA » de janvier 2011 (Directive Consultants) et les dispositions mentionnées dans l'Accord de Crédit. Les mises en concurrence nationales (NCB) suivront des procédures acceptables pour la Banque. Dans l'ensemble, le nouveau Code National des Marchés Publics de Djibouti pour les fournitures, les travaux et le recrutement de consultants est conforme aux procédures de la Banque et le pays a, depuis mai 2010, des documents types d'appel d'offres adéquats et des appels à propositions semblables à ceux de la Banque.

169. **Gestion du projet.** Une Equipe de Projet de Production d'Énergie Géothermique sera ajoutée à l'UGP déjà présente au sein de l'EDD. L'UGP aura une équipe dédiée à chaque projet en cours. Cependant, en attendant que l'Equipe de Projet de Production Géothermique soit au complet, l'Equipe

Accès et Diversification Energétique sera utilisée afin de gérer l'exécution du projet géothermique. Une fois que la nouvelle équipe sera au complet et opérationnelle, elle sera responsable de la surveillance globale et la coordination du projet de production d'énergie géothermique. La nouvelle équipe sera dirigée par un directeur assisté des services techniques nécessaires au sein de l'EDD pour préparer les documents d'appels d'offres. L'Equipe sera l'interlocuteur de la Banque Mondiale durant les missions d'évaluation et de supervision.

170. **Passation de marchés de services autres que les services de consultants.** Les principaux marchés autres que les services de consultants qui seront financés par le projet sont : (1) la sélection de l'Entreprise de Service de Forage (DSC) qui exécutera le programme de forage préparé par la GCC et (2) les services de tests de puits. Les deux contrats seront attribués par appel d'offre international (ICB) et les documents types de la Banque Mondiale pour les appels d'offres autres que les services de consultants seront utilisés.

171. **Evaluation de la capacité de l'UGP à mettre en œuvre les activités de passation de marchés du projet.** La capacité de l'UGP à exécuter les activités de passation de marchés dans le cadre du projet a été évaluée et le rapport sera inclus dans le Système de Gestion d'Evaluation des Risques de Passation de Marchés (*Procurement Risk Assessment Management System, P-RAMS*). Il a été estimé que la capacité de l'UGP à superviser la gestion de la passation de marchés était faible. Cependant, cette capacité peut être améliorée en mettant en œuvre les actions recommandées avant la mise en œuvre effective du projet. Le risque a été estimé comme étant **Elevé**. La fréquence de la surveillance de la passation des marchés y compris PPR/Audit sera **tous les 6 mois**.

172. Le Plan d'Action est résumé ci-dessous:

Analyse des Capacités de Passation de marchés	Problèmes/Risques	Mesures d'atténuation
1. Organisation.	L'UGP n'est pas investi dans cette responsabilité et les tâches qui en découlent	Exposer clairement les dispositions de mise en œuvre, y compris les responsabilités de coordination et de reporting, dans le Manuel d'Opérations Projet
2. Installations, Capacité de soutien et recrutement/expérience professionnelle.	Des doutes existent quant à la disponibilité complète des autres personnels et la capacité à produire des documents de passation de marchés adéquats en temps et en heure.	Recruter un spécialiste en passation de marchés qui aidera le Directeur pour la passation de marchés de tous les contrats, fournitures et matériel selon les directives de la Banque mondiale. Le spécialiste rendra compte directement au Directeur
3. Système de conservation des données et de classement	Capacité à gérer le volume de transactions du projet et manque de place pour conserver les données.	Fournir à l'UGP: (i) l'espace suffisant dans des bureaux meublés, (ii) des instructions et (iii) une formation pour s'assurer que tous les dossiers spécifiques au projet sont conservés pour tous les appels d'offres et transactions afférentes et sont enregistrés contrat par contrat d'une manière

Analyse des Capacités de Passation de marchés	Problèmes/Risques	Mesures d'atténuation
		adéquate.
4.Planning de Passations de Marchés.	Le plan de passation de marchés Passations de Marchés n'est pas mis à jour de manière périodique.	L'UGP mettra à jour le plan de passation de marchés pendant toute la durée du projet au moins annuellement en incluant les contrats attribués et ceux devant être attribués au cours des 12 (douze) prochain mois.
5. Systèmes de suivi et de contrôle	Les procédures utilisées ne sont pas entièrement conformes à celles de la Banque et l'examen a priori par la Commission Nationale des Marchés Publics (CNMP) est lourde/lente	(i) Avoir un Manuel Opérationnel de Passations de Marchés qui décrive clairement les procédures à suivre pour la mise en oeuvre du projet et (ii) accélérer l'examen a priori de la CNMP.
6. Capacité à respecter les Exigences de la Banque en matière de reporting.	Rapport non fourni à temps et dans un format adéquat.	Confirmer que le Directeur est la personne responsable du reporting et définir clairement le contenu du rapport et la contribution des gestionnaires des volets du projet.

173. Les méthodes qui seront utilisées pour les appels d'offres dans le cadre de ce projet, et les montants estimés pour chaque méthode ainsi que les seuils d'examen a priori figurent dans le tableau A ci-dessous.

Examen a priori et Seuils pour la Méthode de Passation de Marchés

Seuil d'examen a priori (en US\$)		
Type de Marché	UGP à haut risque –seuils d'examens a priori	Commentaires
Travaux, Clef en main, et fourniture et installation de la Centrale et Equipement	0.1 million	Et 1er contrat quel qu'en soit le montant.
Fournitures	0.05 million	Et 1er contrat quel qu'en soit le montant.
Systèmes TI et Services autres que consultants	0.05 million	Et 1er contrat quel qu'en soit le montant.
Cabinets de conseil	0.05 million	Et 1er contrat quel qu'en soit le

						montant.
Consultants individuels		0.025 million				Et 1er contrat quel qu'en soit le montant.
Seuils de Méthodes de Marchés (en US\$)						
Djibouti	Fournitures/Services autres que consultants			Travaux		
	<i>ICB</i>	<i>NCB</i>	<i>Consultation de fournisseurs</i>	<i>ICB</i>	<i>NCB</i>	<i>Consultation de fournisseurs</i>
	> 150,000	≤ 150,000	≤ 25,000	> 1 million	≤ 1 million	≤ 200,000

174. **Planning de Passations de Marchés.** Le Manuel d'Exécution du Projet sera préparé et inclura la description des procédures de passation de marchés applicables. Un plan détaillé de passations de marchés des 18 premiers mois (en date du 12 avril 2013) pour toutes les activités prévues dans le cadre du Projet de Production d'Énergie Géothermique a été préparé.

175. **Travaux/ Fournitures/ Services autres que consultants.** Un contrat ICB est prévu pour la sélection de l'Entreprise de services de Forage. L'ICB type de la Banque Mondiale pour Services autre que consultants sera utilisé.

III. Environnemental et social (y compris sauvegardes)

176. Ce projet ne devrait pas avoir d'impacts négatifs irréversibles ou à grande échelle sur l'environnement naturel, si les mesures appropriées de gestion de risques sont mises en place. Cependant, l'objectif global d'évaluer la possibilité de production d'énergie géothermique à grande échelle peut potentiellement conduire à une forte amélioration de l'empreinte environnementale de Djibouti, en lui donnant accès à une ressource substantielle et fiable d'énergie renouvelable, dans un pays presque entièrement dépendant des importations de carburants fossiles pour l'approvisionnement en électricité. Cela aura des effets positifs sur la qualité de l'air locale ainsi que sur les efforts d'atténuation du changement climatique.

177. Au moment de l'évaluation, on sait que quelques impacts négatifs potentiels sur l'environnement pourraient découler des activités exploratoires prévues par le projet, mais leur nature exacte ne peut être déterminée avant de connaître la conception détaillée du programme de forage. Du fait de cette incertitude résiduelle, l'Equipe a mené un Cadre d'Évaluation d'Impact Environnemental et Social (ESIAF) détaillant le processus à suivre pour gérer les risques associés au projet. L'ESIAF a été rendu public à Djibouti et au World Bank Infoshop le 1^{er} décembre 2012.

178. Ce projet propose des activités physiques et des travaux qui auront quelques effets sur l'environnement, et est donc soumis à OP 4.01, Evaluation environnementale, qui est l'autorité régissant la préparation et l'application de l'ESIAF et les documents postérieurs, comme décrit ci-dessous.

179. La politique de sauvegarde sur les habitats naturels (OP 4.04) est activée par ce projet à cause de la proximité des sites de forages et de deux étendues d'eau : le lac Assal, une zone protégée en droit djiboutien, au nord-ouest et les écosystèmes potentiellement sensibles du Golfe du Goubhet au sud-est. L'ESIAF contient des dispositions pour protéger ces deux habitats en dictant des mesures qui permettront de gérer le risque de déversement de fluides géothermiques non traités ou de fluides géothermiques soit dans les étendues d'eau ou dans la nappe phréatique reliée. Des mesures plus précises seront détaillées dans l'ESIA lorsqu'il sera rédigé. Le projet ne devrait pas avoir d'impact négatif sur les habitats naturels une fois que les mesures d'atténuation pertinentes auront été mises en place.

180. Il est estimé qu'aucune autre politique de sauvegarde n'est susceptible de s'appliquer à ce projet.

181. L'ESIAF contient des recherches fondamentales et un nombre limité de possibilités d'approches de gestion de risque qui aideront à donner une forme à la future gestion sociale et environnementale du projet, qui sera codifiée dans un document futur, l'Evaluation d'Impact Environnemental et Social (ESIA). La préparation de l'ESIA, qui contiendra un Plan de Gestion Sociale et Environnemental (ESMP) détaillé, incombera à l'Entreprise de forage sélectionnée pour la mise en œuvre du programme de forage élaboré par la GCC. C'est pourquoi tous les candidats pour les contrats de forage devront soumettre un ESIA dans leur dossier de candidature et la qualité des propositions ESIA sera notée et fera partie de l'évaluation des offres. De plus, la GCC continuera à fournir ses services afin d'aider à superviser le respect de l'ESIA final de la part de l'entreprise de forage.

182. L'objectif de l'ESIAF est de: (i) décrire le contexte juridique et réglementaire du projet ; (ii) l'état actuel de l'environnement de la zone du projet et ses alentours ; (iii) identifier les impacts environnementaux et sociaux éventuels des activités de forage d'exploration, à la fois négatifs et positifs, dans la mesure où ils peuvent être déterminés à ce stade, alors que des informations importantes ne sont pas encore disponibles ; (iv) autres options pouvant être considérées et (v) établir la procédure et les paramètres pour la préparation de l'ESIA détaillé et l'ESMP associé.

183. L'ESIAF fournit des indications sur les données à enregistrer, le processus de consultation à mettre en œuvre, et les instructions du ESMP incluront la définition de l'atténuation potentielle, du suivi et les mesures institutionnelles à appliquer pendant la mise en œuvre du projet, afin de compenser ou réduire les impacts environnementaux et sociaux négatifs. Il détaille les dispositions institutionnelles ainsi que les mesures de renforcement de capacité nécessaires pour garantir le bon suivi de l'ESIAF. Si nécessaire, l'ESIAF peut être mis à jour périodiquement, en accord avec la Banque Mondiale.

184. Les activités d'exploration de l'opération proposée incluent la construction de routes d'accès et l'exploitation d'une carrière, l'aménagement de sites de forage et de plates-formes de forage, la construction de logements temporaires, l'approvisionnement en eau de mer, l'utilisation de fluides de forage et déblais associés, la phase de test (y compris le déversement de fluides géothermiques), la gestion des déchets solides et la production énergétique pour les forages d'exploration. Les conséquences environnementales potentielles de l'exploration sont les suivantes : perturbations en surface (aménagement de nouvelles routes d'accès et de sites de forage), bruit, retrait de fluide, pollution thermique, pollution chimique (en particulier si les eaux de surface utilisées pour le

prélèvement d'eau potable sont situées à proximité du site de forage) et dégradation de l'habitat écologique. L'ESIAF inclut une analyse de tous ces impacts potentiels.

185. L'entreprise de forage sera directement responsable de la mise en œuvre du ESMP, y compris les mesures d'Environnement, Santé et Sécurité au cours de la phase de forage. Un budget, une équipe et un soutien matériel adéquat seront fournis au Coordinateur des sauvegardes environnement et santé de l'entreprise de forage afin de lui permettre de mettre en œuvre son mandat. Le Coordinateur Sauvegarde de l'entreprise de forage aura l'expérience de la coordination et de la mise en œuvre de politiques Environnement, Santé et Sécurité (HSE) au cours d'opérations de forage et préparera, entre autre, un rapport mensuel Santé, Sécurité et Environnement.

186. L'Equipe de Projet de Production d'Energie Géothermique comprendra deux spécialités des sauvegardes : un Spécialiste des sauvegardes environnementales et un spécialiste des sauvegardes sociales. Ces spécialistes seront chargés de s'assurer que toutes les mesures d'atténuation environnementales et sociales y compris les directives santé et sécurité sont incluses dans la conception du projet, suivies et surveillées, conformément aux dispositions de l'ESIA, et de rédiger des rapports biannuels sur le respect des sauvegardes pour la Banque Mondiale. Le Spécialiste en Sauvegarde Sociale sera également chargé d'enregistrer et de suivre les plaintes (chaque plainte recevra un numéro identifiant, et sera suivie en enregistrant les détails et les délais de résolution et de solution).

187. Les spécialistes en sauvegardes environnementales et sociales de l'Equipe seront aidés par un Consultant en Audit Environnement, Santé et Sécurité (EHS) qui sera recruté par l'Equipe. Le Consultant en Audit fournira un suivi indépendant de la mise en œuvre du plan de gestion environnementale et sociale. L'ESIA décrira le dispositif institutionnel complet et inclura les termes de références du Consultant en Audit EHS. L'ESIA sera joint aux documents de soumission d'offres et aux contrats financés par l'opération proposée.

188. Si l'opération proposée identifie une ressource géothermique prometteuse, un Conseiller en Transactions (TA) sera recruté pour se charger des appels d'offres de la phase de développement du projet. Ce dernier préparera les termes de référence pour l'ESIA, qui sera développé en accord avec les règles de la Banque Mondiale, avant la construction de la centrale géothermique.

189. **Sauvegardes sociales:** OP 4.12 ne s'applique pas car la mise en œuvre du projet ne comprend pas d'acquisition involontaire de terrain conduisant à des déplacements involontaires de communautés et/ou pertes de source de revenus, habitat ou autre ressource. Des informations complémentaires figurent ci-dessous.

190. La zone de projet, y compris les sites de forages, se trouvent sur des terres appartenant à l'Etat. Cependant, bien que ces terres appartiennent à l'Etat et que ce soient les autorités administratives qui les attribuent, les autorités coutumières et les communautés locales ont toujours été associée à leur gestion et usage dans les zones rurales, en particulier en ce qui concerne les couloirs de transhumance. Le Cadre d'Evaluation d'Impact Environnemental et Social (ESIAF) indique le droit de passage coutumier et les droits de pâturage attribués aux communautés.

191. L'ESIAF a montré que la zone de projet est inhabitée et très peu utilisée localement. Traditionnellement, la zone d'Assal n'est pas une zone d'habitat permanent en raison des conditions climatiques extrêmes, du manque d'eau et de la rareté des zones de végétations. Cette zone était une zone de passage temporaire pour les éleveurs allant du Nord au Sud ou vice-versa, entre la saison sèche

et la saison des pluies. Il n'y a pas de services et d'infrastructures de base dans la zone du projet et ses alentours.

192. L'ESIAF fait une distinction supplémentaire entre une zone de projet étendue et les sites de forage. Il n'y a pas d'habitant sur les sites de forages proposés. Sur la zone étendue du projet, il y a 298 foyers, répartis dans trois villages, à une distance minimum de 5 km des sites de forages. Daba le Gahar (76 foyers, à 5km), Carrefour et Laïta (222 foyers à environ 6 et 7 km). 248 autres foyers de tradition semi-nomade ont été identifiés dans la zone de projet étendue mais aucun situé à moins de 5 km des sites de forage. Il n'y aura pas de déplacement de communautés dans le but de mettre en œuvre les activités du projet.

193. La zone de forage proposée est traversée d'une part par (1) une voie de transhumance utilisée par les éleveurs au moins deux fois par an, parfois trois ou quatre fois⁹ sur une distance approximative de 2-3 km et largeur de 5m à 1km) et plus récemment par (2) une voie touristique allant au Lac de Lave et au Volcan Ardoukoba. L'ESIAF a bien identifié un impact économique potentiel, au cours de la durée limitée du projet, sur la voie de transhumance et l'itinéraire touristique. Cependant, l'ESIAF a indiqué que le choix des sites de forage doit se faire d'une manière rigoureuse afin de ne pas bloquer l'accès des communautés aux ressources et afin de ne pas provoquer de pertes de revenus. C'est pourquoi des mesures d'atténuation ont été proposées afin que la voie de transhumance et l'itinéraire touristique restent utilisables au cours de la mise en œuvre du projet, bien qu'il puisse y avoir de légères déviation ou modifications. L'ESIA qui sera rédigé plus en détail cherchera à mesurer l'ampleur de l'utilisation du couloir, dans le cas où la mise en œuvre du projet obligerait à une fermeture partielle, ce qui aurait un impact sur les revenus des utilisateurs du couloir.

194. Les communautés ainsi que des entités administratives et locales ont été consultées à propos du projet proposé, ses impacts potentiels, les priorités socioéconomiques et les contraintes de la zone. Avant la mise en œuvre du projet, un plan détaillé des sites de projet et des activités liées sera affiché et les communautés et les autorités administratives seront de nouveau consultées.

⁹ L'ESIAF indique que l'élevage dans la zone de Tadjoura est à la fois pour la consommation des foyers et à usage commercial. Cependant, le nombre exact d'animaux circulant et la fréquence de leur passage n'ont pas pu être spécifiés du fait de variation fréquentes, dépendant de la quantité de pluie dans les régions d'origine et de destination.

Annexe 4: Cadre d'évaluation du risque opérationnel (ORAF)

Cadre d'évaluation du risque opérationnel (ORAF)

Djibouti: DJ Geothermal Power Generation Program (P127143)

Risques pour les parties intéressées au projet						
Risque pour les parties intéressées	Evaluation	Elevé				
<p>Description:</p> <p>Les parties intéressées se préoccupent de savoir si la ressource géothermique, dont l'existence est prouvée, est en quantité et qualités suffisantes pour une production d'énergie à grande échelle. Un facteur affectant la qualité de la ressource et sa viabilité commerciale est le niveau de salinité. Assal 1, foré en 1975 a produit de la saumure très fortement saturée avec des solides dissous qui ont fini par boucher le puits. Une autre inquiétude pourrait être l'acidité des fluides étant donnée la proximité du magma</p>	<p>Gestion du risque:</p> <p>Ce risque est atténué par des tests géologiques exhaustifs et des analyses d'ingénierie indépendantes, élaborés dans le cadre des tentatives de financement précédents du projet, et qui estiment les chances de succès de la phase d'exploration à 80% en se basant sur les données géologiques et les programmes de forage précédents. En ce qui concerne le problème de salinité, dans les années 70, il n'existait pas de technologie adéquate pour exploiter ce type de fluide. Depuis, l'expérience acquise dans le développement de ressources géothermiques à forte salinité dans la région de Salton en Californie ainsi que dans d'autres régions, y compris au Japon et en Islande, a conduit à la conclusion que des puits géothermiques forés dans la région du Lac d'Assal pourraient être exploités avec succès. Un taux de salinité élevé exige des techniques spécifiques qui sont plus coûteuses mais qui existent, et le recours à un opérateur qui a une expérience a priori de ces types de fluides. A ces avancées technologiques il faut ajouter le fait que le risque est atténué grâce au ciblage de la zone de la Caldeira de Fiale, pour laquelle la géologie indique qu'il existe un réservoir ouvert dans lequel les fluides géothermiques sont rafraîchis par de l'eau de mer. Des fluides acides pourraient rendre nécessaire le recours à des matériaux spécifiques ou à d'autres ressources. Actuellement, la solution de secours en cas de fluide acides ou fluide d'entartrage est un réservoir superficiel qui a été par tous les forages réalisés, et dont la température est adéquate pour une production de cycle binaire.</p>					
	Resp:	Status:	Stade:	Récurr	Echéance	Fréquence

				nt:	
	Les deux		En cours	Les deux	
Risque des Agences de mise en oeuvre, y compris risque fiduciaire)					
Capacité	Evaluation	Elevée			
Description:	Gestion des risques				
Le manque de capacités à Djibouti constitue un problème et un risque substantiel qui demande des mesures d'atténuation adéquates. C'est d'autant plus important pour ce projet qu'il opérera avec une Equipe projet nouvellement créée, sans expérience des opérations avec bailleurs.	Etant donnée la complexité du projet, un directeur expérimenté à l'international sera recruté pour gérer toutes les activités de mise en œuvre du projet. De plus il travaillera sous l'autorité directe du Directeur Général de l'EDD qui a une parfaite maîtrise de la conduite de projet aussi que du secteur de la géothermie. De plus la nouvelle équipe bénéficiera du recrutement d'un comptable pour aligner les pratiques fiduciaires sur les normes des bailleurs. Toute l'équipe bénéficiera d'une formation solide en gestion fiduciaire et des sauvegardes. Afin de garantir la transparence, un compte désigné séparé sera ouvert dans la Banque Centrale de Djibouti dans des conditions acceptables pour la Banque Mondiale, afin de suivre les dépenses du projet. De plus, un auditeur externe avec des qualifications et une expérience acceptable pour la Banque mènera un audit annuel des rapports financiers du projet.				
	Resp:	Statut:	Stade:	Récurrent:	Echéance:
	Les deux	En cours	Mise en oeuvre		
Gouvernance	Evaluation	Modéré			
Description:	Gestion des risques				
Tout problème survenant dans la mise en œuvre du projet par	Tous les membres décisionnaires de l'Equipe seront financés par les bailleurs. L'Equipe aura donc les ressources nécessaires pour fonctionner correctement.				

<p>l'Equipe entraînerait des conséquences négatives, telles que suspension de salaires de l'Equipe, changement de personnel clé, etc. La sévérité des conséquences dépendrait de la nature et durée des problèmes.</p>	<p>Resp:</p> <p>Les deux</p>	<p>Statut</p> <p>Pas encore à échéance</p>	<p>Stade:</p> <p>Mise en oeuvre</p>	<p>Récurrent:</p>	<p>Echéance</p>	<p>Fréquence</p> <p>Annuel</p>
	<p>Gestion des risques</p> <p>Le risque sera atténué par le recrutement d'un auditeur externe acceptable pour l'IDA et des missions régulières de surveillance de la part des autres bailleurs, comprenant du personnel de gestion financière..</p>					
	<p>Resp:</p> <p>Les deux</p>	<p>Statut:</p> <p>En cours</p>	<p>Stade:</p> <p>Mise en oeuvre</p>	<p>Récurrent:</p>	<p>Echéance</p>	<p>Fréquence</p>
<p>Risques projet</p>						
<p>Conception</p>	<p>Evaluation</p>	<p>Modérée</p>				
<p>Description:</p> <p>Il est nécessaire de d'établir une compilation précise des résultats de test de puits afin de fournir l'information nécessaire pour que les IPP puisse faire des propositions de tarif d'électricité géothermique en</p>	<p>Gestion des risques</p> <p>Afin d'atténuer le risque de compiler des données de résultats de test inexactes ou superflues, la GCC préparera un protocole de test qui fera partie du programme de forage et devra certifier les résultats obtenus en suivant ce protocole.</p>					
	<p>Resp:</p>	<p>Statut:</p>	<p>Stade:</p>	<p>Récurrent:</p>	<p>Echéance</p>	<p>Fréquence</p>

toute confiance	Client	Pas encore à échéance	Mise en oeuvre			
Social et Environnemental	Evaluation	Modérée				
<p>Description:</p> <p>L'opération proposée inclura la construction de routes d'accès et de sites de forage, des installations d'approvisionnement en eau et le forage de quatre puits d'exploration géothermiques. Le forage des puits sera suivi d'une période de test d'environ trois mois par puits, au cours desquels les caractéristiques et le potentiel géothermique du réservoir seront évalués. Si les résultats de l'opération proposée s'avéraient négatifs, les zones de forages seraient remises en état pour se fondre dans le paysage et toutes les têtes de puits seraient minimisées.</p>	<p>Gestion des risques</p> <p>Le projet sera situé à 80 km de la ville de Djibouti, près du Lac Assal. Plus spécifiquement, le projet se déroulera au nord du Lac de Lave. Cette zone est sauvage et désertique, majoritairement couverte par des particules volcaniques ou des sédiments lacustres. Une Evaluation d'Impact Environnemental et Social (ESIAF) a été préparée par l'Equipe en se basant sur les termes de références validés par la Banque Mondiale. Les impacts attendus du projet proposé sont insignifiants ou faiblement négatifs sur l'environnement physique et biologique, dès lors que les mesures d'atténuation appropriées sont correctement mises en œuvre.</p> <p>L'utilisation potentielle des terrains et la présence humaine potentielle aux alentours des sites de projet ont été étudiées dans l'ESIAF. La mise en œuvre du projet ne devrait pas conduire à des acquisitions involontaires de terrain ayant pour conséquence des déplacements involontaires de population et/ou pertes d'accès à des biens, des revenus et/ou un habitat. La zone du projet et les sites de forage se situent sur des terrains appartenant à l'Etat..</p>					
	<p>Resp:</p> <p>Client</p>	<p>Statut:</p> <p>Achevé</p>	<p>Stade:</p> <p>Préparation</p>	<p>Récurrent:</p>	<p>Echéance</p> <p>01 Déc.-2012</p>	<p>Fréquence</p>
	<p>Gestion des Risques</p> <p>Au moment de l'évaluation officielle du projet, ni la technologie qui sera utilisée pour les différents</p>					

	aspects du programme de forage ni la localisation des forages n'étaient connues et il n'était pas possible de les connaître avec précision avant la finalisation du programme de forage détaillé. C'est pourquoi la nature exacte des impacts potentiels n'a pas pu être déterminée et les mesures d'atténuation n'ont pas pu être décrites avec précision. Du fait de cette incertitude, un Cadre d'Evaluation d'Impact Environnemental et Social (ESIAF) a été préparé. L'ESIAF servira de base à la rédaction d'une Evaluation d'Impact Environnemental et Social (ESIA) qui contiendra un Plan de Gestion Social et Environnemental (ESMP). La rédaction de l'ESIA incombera à la GCC. Tous les candidats aux contrats de forage devront fournir un ESIA dans le cadre de leur candidature, et la qualité des ESIA fera partie de la note dans le processus d'évaluation des offres. De plus, les services de la GCC seront requis pour aider à évaluer si l'entreprise de forage a bien respecté l'ESIA final.					
Programme et bailleur	Evaluation		Elevée			
Description:	Gestion des risques					
Le projet est financé conjointement par le GEF, OFID, la BAD et l'AFD ce qui a pour conséquence un risque de coordination significatif pour la mise en œuvre.	Les plus gros contrats attribués dans le cadre de ce projet seront basés sur des fonds cofinancés et seront donc gérés par la Banque. D'autres contrats plus petits seront attribués par financement parallèle..					
	Resp:	Statut:	Stade:	Récurrent:	Echéance	Fréquence
	Client	En cours	Préparation			
Suivi de la livraison et viabilité à long terme	Evaluation		Modérée			
Description:	Gestion des risques					

Retards de mise en œuvre possibles à cause de difficultés de mise en œuvre ou techniques	L'équipe de l'UGP comprendra des professionnels internationaux avec une expérience significative de ce type de projet. De plus, l'UGP bénéficiera de l'aide d'un comité de pilotage de haut niveau incluant des représentants des ministères et qui a la capacité d'aider à résoudre les problèmes qui pourraient se poser.				
	Resp: Client	Statut: Pas encore à échéance	Stade: Les deux	Récurrent:	Echéance
Autre (Optionnel)	Evaluation	Modérée			
Description: Même si les données de test de puits et l'étude de faisabilité démontrent la viabilité technique du projet, des risques réglementaires et institutionnels demeurent. Il n'existe pas de cadre réglementaire pour les IPP dans la législation et le cadre réglementaire actuel.	Gestion des risques Pour atténuer le risque, le Gouvernement de Djibouti a demandé l'aide du PPIAF pour élaborer un cadre juridique et réglementaire propice à l'entrée des IPP sur le marché. PPIAF a répondu favorablement à cette demande et un consultant y travaille actuellement sous supervision de la Banque Mondiale. De plus, l'implication des bailleurs dans la phase suivante du projet se concentrera exclusivement sur la mise en œuvre du cadre réglementaire précédemment mentionné.				
	Resp: Client	Statut: Pas encore à échéance	Stade: Mise en œuvre	Récurrent:	Echéance

Autre (Optionnel)	Evaluation	Modérée				
<p>Description:</p> <p>Risque de revendications juridiques de tierces parties: le Gouvernement de Djibouti a signé un certain nombre de Mémoires d'Accords (MoU) et accords semblables avec des parties tierces concernant le développement des ressources géothermiques du pays. Ceci inclut les accords de 2008 avec REI, qui sont terminés. Il existe un risque que ces parties aux MoU fassent valoir leur revendications juridiques, ce qui interférerait avec la mise en œuvre du projet- ou le développement postérieur d'une centrale énergétique- conformément aux règles de la Banque Mondiale en matière d'appel d'offres et de sauvegardes.</p>	Gestion des risques					
	<p>Durant l'évaluation, la Banque Mondiale obtiendra un avis juridique du Gouvernement de Djibouti définissant les objectifs et le statut de tous les MoU concernant le développement de ressources géothermiques signés par le Gouvernement.</p>					
	Resp:	Statut	Stade	Récurrent:	Echance:	Fréquence
	Client	Complété	Préparation			
Risque global						
Risques globaux de mise en oeuvre:		Elevé				
<p>Commentaires</p> <p>Le projet de production d'énergie géothermique est un projet à haut risque et à fort potentiel, car il finance principalement l'exploration, avec une probabilité de succès de 80%. Néanmoins, la Banque Mondiale n'a pas financé de projet d'exploration pure depuis 20 ans.</p>						

Annexe 5: Plan d'aide à la mise en œuvre

A. Stratégie et Approche pour l'aide à la mise en œuvre

195. La stratégie d'aide à la mise en œuvre a été élaborée en se basant sur la conception du projet et son profil de risque. L'objectif est de fournir à l'Equipe Projet de Production d'Energie Géothermique le soutien technique nécessaire pour garantir le respect des sauvegardes et règles fiduciaires conformément aux directives de la Banque Mondiale et d'exécuter toutes les mesures d'atténuation définies dans l'ORAF pendant la préparation du projet. Plus spécifiquement, la stratégie comprend les piliers suivants :

- **Technique:** L'équipe de supervision de la Banque Mondiale travaillera en étroite collaboration avec l'Equipe et les consultants internationaux afin de garantir que la conception et l'exécution du programme de forage et du protocole de test sont conformes aux normes de l'industrie et aux normes internationales. Des réunions téléphoniques mensuelles incluant l'équipe de la Banque Mondiale, l'Equipe Projet de Production d'Energie Géothermique, le Responsable projet de la GCC, le Comité de pilotage technique et des représentants des entrepreneurs concernés auront lieu pour identifier les difficultés stratégiques et au niveau de l'Equipe et aider à les résoudre. En aucun cas l'équipe projet ne doit interférer avec les décisions techniques quotidiennes des entrepreneurs du projet.
- **Sauvegardes Environnementales et Sociales:** L'équipe de la Banque Mondiale assurera une surveillance de qualité du plan de gestion environnementale et sociale définis par les évaluations d'impact environnemental et social du projet.
- **Appel d'offres:** L'équipe de la Banque Mondiale fournira un soutien suffisant à l'Equipe pour garantir l'examen, l'évaluation et la soumission en temps voulu des documents de mise en concurrence clés. Le soutien comprendra également la formation nécessaire et des ateliers pour le personnel de l'Equipe chargé des appels d'offres, avant le début de la mise en œuvre du projet. De plus, un consultant forage fera partie du processus d'aide à la mise en œuvre, et aidera à assurer une validation rapide des documents d'appels d'offres du projet en fournissant un soutien technique à l'équipe projet.
- **Gestion Financière:** La supervision de la gestion financière du projet suivra une approche basée sur l'analyse des risques. La supervision concernera les systèmes de gestion financière du projet, y compris mais pas seulement la comptabilité, le reporting et le contrôle interne.
- **Coordination avec les bailleurs:** Un Memorandum d'Accord (MoU) entre les l'IDA et l'OFID garantira que toutes les opérations cofinancées par l'IDA sont menées conformément avec les règles fiduciaires et de sauvegardes de la Banque Mondiale. Une mission annuelle conjointe de mise en œuvre incluant tous les bailleurs aura lieu. Pour finir, l'UGP mettra à jour le Manuel des Opérations afin d'y inclure toutes les dispositions de mise en œuvre nécessaire au Projet de Production d'Energie Géothermique, tels que les coûts du projet et les dispositions de cofinancement ou financement parallèle, le décaissement, la gestion financière et les dispositions en matière de passation de marchés, contrôle interne, etc. Le Manuel des Opérations sera utilisé par tous les bailleurs qui financent conjointement ou parallèlement le projet.

- **Partage d’Information:** un spécialiste de suivi et d’évaluation effectuera le suivi du Cadre de Résultats, suivra l’information pertinente nécessaire pour les mises à jour périodiques des leçons tirées de la conception du projet et la mise en œuvre et pour préparer un chapitre “leçons tirées” qui sera communiqué dans le cadre de l’Examen de soutien à la mise en œuvre.

B. Plan de soutien à la mise en œuvre

196. Afin de mettre correctement en œuvre le Plan de Production d’Energie Géothermique, la *task team* est composée d’experts de tous les domaines pertinents pour le projet (géothermie, environnement, social, passation de marchés, finances, économie). Une surveillance formelle et des visites de terrain auront lieu au moins deux fois par an.

Compétences requises	Nombre de semaine de travail <i>Staff Weeks (SW)</i>	Nombre de visites	Commentaires
Task Team Leader	12 SW Annuellement	Visite terrain dès que nécessaire	
Spécialiste Geothermie	16 SWs Annuellement	Visite terrain dès que nécessaire	
Spécialiste Gestion Financière	3 SWs Annuellement	Minimum de 2 visites par an Visite terrain dès que nécessaire	
Spécialiste Suivi & Evaluation	6 SWs Annuellement	Minimum de 2 visites par an	
Spécialiste Appels d’offres	6 SWs la première année 3 SWs Annuellement les années suivantes	Minimum de 2 visites par an Visite terrain dès que nécessaire	
Spécialiste Sauvegardes sociales	1.5 SWs Annuellement	Minimum de 2 visites par an Visite terrain dès que nécessaire	
Spécialiste Sauvegarde environnementales	3 SWs Annuellement	Minimum de 2 visites par an Visite terrain dès que nécessaire	
Conseil	2 SWs Annuellement (la dernière année)		

Annexe 6: Historique des forages d'exploration dans la zone du Rift d'Assal et leçons tirées de l'expérience pour la conception du projet.

I. Contexte géologique

197. La République de Djibouti est située dans la dépression de l'Afar, une structure géologique en forme de triangle formé par l'intersection de la Mer rouge, du Golfe d'Aden et des rifts de l'Afrique de l'Est. A cet endroit, l'activité volcanique et tectonique dure depuis 30 millions d'années. Le rift d'Assal, qui fait l'objet des forages d'exploration de ce Projet de Forage Géothermique pour la Production d'Electricité, est la partie émergée du rift du Golfe d'Aden à Djibouti.

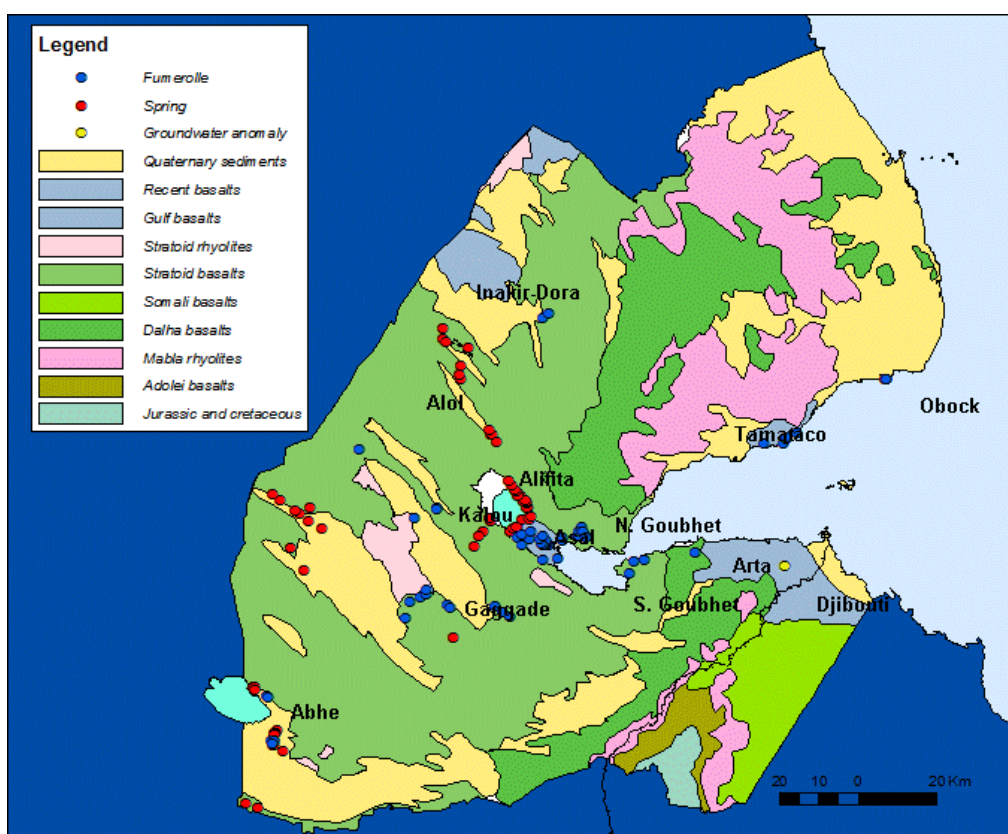


Figure 1: Carte géologique de Djibouti

198. La carte présentée ci-dessus décrit la géologie de Djibouti et les principaux prospects géothermiques. Environ douze régions géothermales ont été identifiées à Djibouti sur la base de manifestations hydrothermales de surface. Toutes les manifestations de surface se trouvent dans une zone de fracturation et se produisent au sein de roches sédimentaires et volcaniques récentes ou à l'intersection de formations anciennes et récentes.

199. L'implication continue du Gouvernement de Djibouti dans le développement de l'énergie géothermique a permis de donner la priorité aux sites prospectifs de Ghoubbet nord et du Lac Abbe en plus de ceux du site d'Assal. Ghoubbet Nord se situe juste à l'est de la zone du rift d'Assal. Cette zone a été choisie à cause des résultats des études de surface menées sur ce site (y compris une étude gravimétrique) et à cause de la grande accessibilité du site, source potentielle de développement commercial. Le site du Lac Abbe est situé au sud-ouest de Djibouti. Le Lac Abbe a été choisi sur la base de l'importance géologique des manifestations hydro thermiques de surface et du faible niveau de salinité des sources chaudes. Le CERD a récemment terminé une étude de pré faisabilité de Goubhet Nord. Une étude comparable de pré faisabilité est en cours au Lac Abbe sera finalisé en 2013. Les caractéristiques géologiques de Goubhet Nord et du Lac Abbe, associées aux études de surface déjà réalisées montrent que ces sites sont prometteurs pour des études géothermiques approfondies par le biais de forages d'exploration.

200. Bien que les caractéristiques géologiques et les études de surface réalisées à ce jour montrent que Nord Goubhet et le Lac Abbe sont prometteurs d'un point de vue géothermique, il n'y a pas eu de forages d'exploration ou de confirmation définitive d'une ressource géothermique utilisable pour la production d'électricité dans ces zones. A la différence d'Abbe et Goubhet, la recherche géologique et les tests des 36 dernières années ainsi que les deux programmes de forages d'exploration dans la région du rift du Lac d'Assal démontrent l'existence d'une ressource géothermique significative.

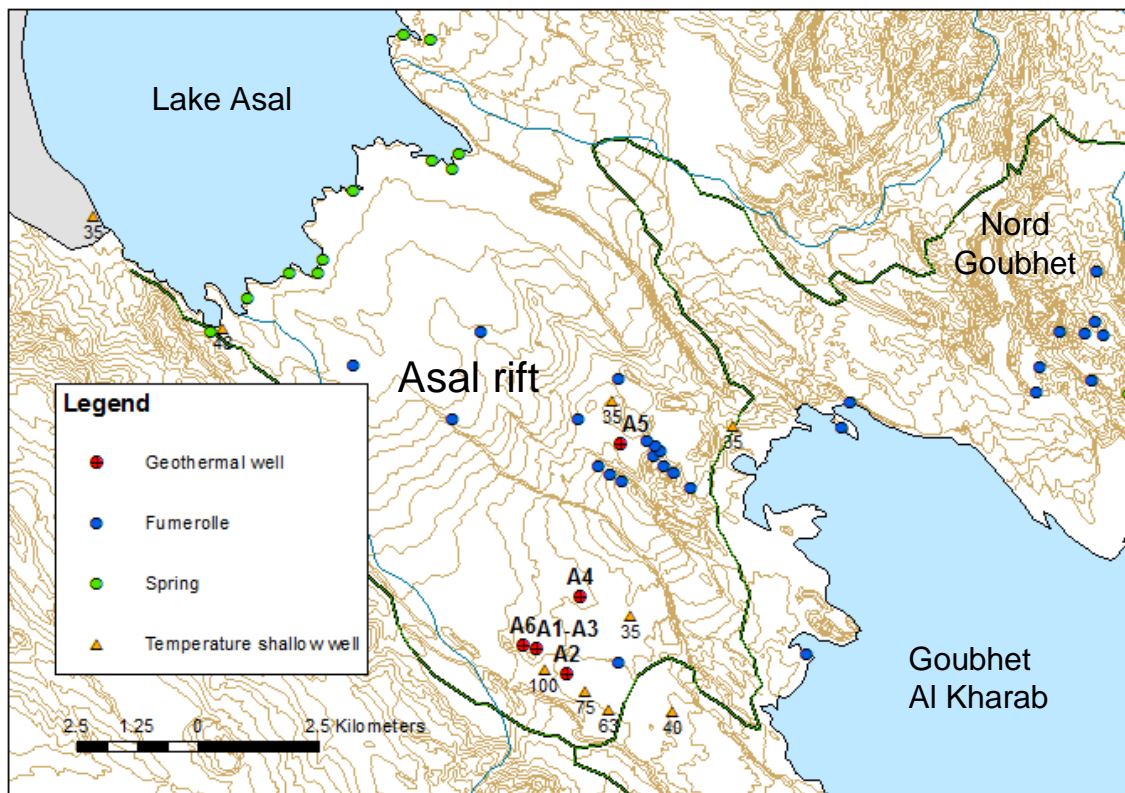


Figure 2: Principaux prospects géothermiques à Djibouti

201. Les forages d'exploration effectués auparavant sur le site d'Assal ont confirmé l'existence de réservoirs géothermiques à la fois intermédiaire et profond. Le réservoir intermédiaire est caractérisé par une enthalpie moyenne, avec une salinité du fluide géothermique proche de celle de l'eau de mer (~35 to 40 g/l). Le réservoir profond à enthalpie élevée exploité par les forages Assal 1,2,3 & 6 a identifié comme un réservoir scellé avec une capacité de recharge limitée, ce qui explique la salinité élevée (~130 g/l) de ces forages. Il existe également un potentiel élevé d'entartrage lorsque les pressions des têtes de puits sont maintenues en dessous de 18 barg.

202. Les données géophysiques relevées dans la zone de Fiale, associées aux résultats des forages d'exploration du puits Assal 5 (profil de température inversé) ont révélé un modèle géothermique conceptuel incluant un réservoir rechargé par un flux constant d'eau de mer. Du fait de ce modèle, le Projet géothermique de production d'électricité se concentre sur les forages dans la zone de Fiale, où l'on s'attend à une salinité réduite par rapport à celle précédemment rencontrée dans le réservoir scellé. De plus, le Projet utilisera des techniques de forage dévié qui pénétreront dans plusieurs fractures verticales dans la partie axiale du rift d'Assal, afin d'améliorer les taux de productivité des fluides géothermiques.

203. Grâce à ce modèle géothermique amélioré, résultant de tests récents en surface intermédiaire utilisant les méthodes de Time Electromagnetics (TEM) et de magnéto tellurisme (MT) il est désormais estimé que les ressources géothermiques du Lac Assal à Djibouti peuvent être exploitées à des fins de production d'électricité en utilisant soit les technologies de centrale flash (enthalpie élevée et réservoir profond) soit de centrale binaire (enthalpie moyenne et réservoir intermédiaire).

204. Le Projet géothermique de production d'électricité a été développé sur la base des meilleures pratiques internationales et des leçons tirées des précédents forages géothermiques d'exploration effectués dans la région du rift d'Assal à Djibouti.

II. Historique des forages d'exploration dans la zone du rift d'Assal

A. 1975: Forages géothermiques: Assal 1 & 2.

205. Le Bureau de Recherche Géologique et Minière français (BRGM) a foré deux puits profonds en 1975 et a relevé des températures de 230 à 260° Celsius au fond du puits. Le potentiel de génération d'électricité de ces puits n'a pas été complètement testé du fait de contraintes budgétaires. Les tests de puits ont été effectués par la suite par le BRGM en 1981 avec un financement du PNUD. Assal 2 était non productif et Assal 1 produisait des grandes quantités de saumure très saturée par des solides dissous (fluide salin 130g/l avec sodium, fluide de type chlorure de sodium avec présence de silices et sulfures. La production de saumure a finalement conduit à l'obturation du puits. Malgré les difficultés causées par ces fluides, l'expérience acquise dans le développement de ressources géothermiques fortement salines dans la région de Salton Sea en Californie, Etats-Unis, a fait penser que des forages géothermiques dans la région du Lac Assal pourraient être utilisés pour la production d'électricité.

B. 1987: Puits géothermiques - Assal 3 à 6

206. La Banque Mondiale, avec l'IDA et la participation du Gouvernement italien, la BAD, le PNUD, le Gouvernement de Djibouti et OFID ont cofinancé un programme de forage d'exploration dans la zone de

Hanle/ Gaggade dans la région de l'ouest de Djibouti¹⁰. Après le forage de deux puits qui n'ont pas produit de résultats suffisants, la plate-forme de forage a été déplacée vers le Lac Assal pour effectuer les forages des puits 3 à 6.

207. Puits géothermique-Assal 3: Assal 3 a été placé à quelques mètres d'Assal 1 afin d'être sûr d'atteindre le même réservoir. Le forage a rencontré une source très forte à une température de 264° Celsius, à laquelle l'équipe ne forage ne s'attendait pas. Le tube de forage a dû être coupé et une partie a été laissée dans le puits. Malgré cette obstruction dans le trou, il a été possible de déterminer que le forage pouvait produire plus de 100 tonnes par heure de vapeur et d'eau chaude avec une quantité totale de solides dissous de 180 000 ppm. En termes d'enthalpie totale, le forage était classé comme l'un des plus grands d'Afrique, capable à l'époque de produire 10 MW si le problème d'entartrage pouvait être résolu sans perte de capacité.

208. Puits géothermique - Assal 4: Assal 4 était situé à environ 1,4 km d'Assal 3 avec une profondeur de forage de 2013m. Les températures au fond du trou atteignaient environ 340° Celsius. Contrairement à Assal 3, le forage n'a pas trouvé de zone hautement productive. Une zone perméable a été trouvée à proximité du fond avec pour conséquence une perte totale de circulation. Bien que la Banque Mondiale et Aquater (l'entreprise de surveillance) aient recommandé que le forage se poursuive après pénétration de la zone perméable, il a été décidé d'arrêter le forage Assal 4 après qu'un fluide acide et coloré ait été recueilli en profondeur. En septembre 1988 un test a été effectué à Assal 4 en utilisant du tubage enroulé. La température n'a pas été enregistrée car les instruments de test ont été perdus lorsque le puits a fait éruption et s'est effondré. En dépit de la rupture du tubage enroulé, le test a montré qu'il existait une source d'eau très chaude et de vapeur sèche qui entraînait probablement dans le trou dans la zone de circulation perdue pénétrée juste avant l'abandon. Les indications recueillies avant la perte des instruments suggèrent qu'Assal 4 aurait pu être transformé en puits productif si le processus de forage s'était déroulé différemment.

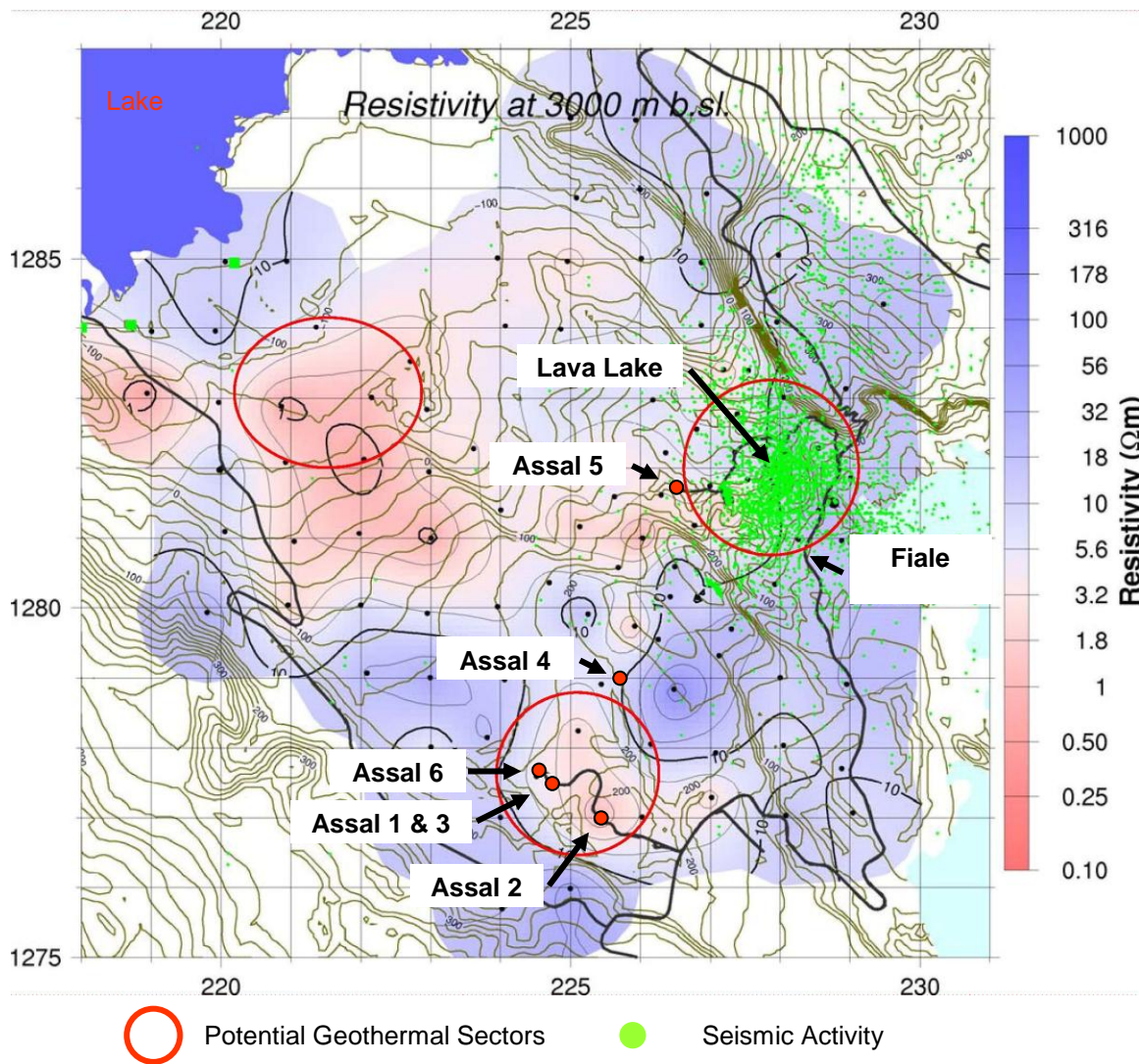
209. Puits géothermique - Assal 5: Assal 5 se trouve à 5 km au nord d'Assal sur le bord de la Caldeira de Fiale. Les fonds du projet étaient quasiment épuisés lors du démarrage d'Assal 5. C'est pourquoi le responsable du projet a essayé de faire des économies en forant rapidement, sans faire de tests et sans relever de mesures dans les zones intéressantes. Du fait de ces mesures de réductions des coûts à contrairement aux recommandations de l'entreprise de supervision, les tests dans la zone intermédiaire (500m) à haute température (180°Celsius) n'ont pas été effectués. Sous la zone intermédiaire chaude il y avait une zone froide assez épaisse, puis les températures augmentaient pour atteindre 350° Celsius à 2000m de profondeur. Même si l'existence de cette zone froide semble de nature à empêcher une production commerciale de profondeur, il faudrait des données de base sur la perméabilité de ce puits.

210. Puits géothermique - Assal 6: Assal 6 se trouvait à environ 240 m au nord-ouest d'Assal 3. Le forage a atteint 1761 m. A cause de l'utilisation inutile de 1258 m de tubage de 9 5/8 pouces à Assal 5, il n'y avait plus assez de tubage pour Assal 6. A cause de cela, certaines zones de forage ont été problématiques alors qu'elles n'auraient pas dû l'être. La zone rencontrée par Assal 6 était très semblable à celle d'Assal 3, avec des grandes quantités d'eau chaude. Les tests ont montré un débit de plus de 100 tonnes/heure de vapeur et d'eau chaude. Assal 6 a confirmé qu'il existait bien un réservoir, cependant, il a été estimé que le forage ne serait pas productif à cause d'un changement du tubage qui recouvre le puits, ce qui donne une géométrie très particulière au trou et un résultat techniquement inférieur.

¹⁰ World Bank Geothermal Exploration Projet- Crédit 1488-DJI

211. L'accord "Geothermal Exploration Project - Credit 1488-DJI Agreement" exigeait le forage réussi d'un autre puits à vapeur productif, en plus de celui d'Assal 1 (programme français de 1975) et Assal 3, et ce afin de justifier la mise en place d'un programme géothermique de suivi. Afin d'obtenir ce résultat, Assal 6 a été foré avec des fonds du Gouvernement de Djibouti puisque les fonds de l'IDA avaient été entièrement consommés par le forage d'Assal 5. La déclaration d'Assal 6 comme producteur de vapeur a permis de justifier le projet de suivi visant à développer la zone géothermique d'Assal.

Figure 3: Secteur géothermiques et localisation des forages d'exploration d'Assal



C. 1989: Projet de développement de centrale électrique géothermique soutenu par plusieurs bailleurs¹¹

¹¹ Geothermal Development Project, World Bank Credit 2055-DJI

212. Le Crédit de projet de développement géothermique 2055-DJI a donc été développé. L'objectif était d'assurer à la fois l'exploration et la production de ressources géothermiques grâce à l'installation d'une centrale géothermique de production d'électricité. Le projet comprenait également la conception et l'installation d'une usine de désalinisation et d'une ligne de transmission reliant le site de production à la ville de Djibouti.

213. Un financement IDA a été approuvé mais la Banque Mondiale s'est trouvé en désaccord avec les autres participants concernant la portée et le risque du projet. La mise en œuvre effective a pris plus d'un an de retard lorsque (i) le financement italien n'a pas vu le jour¹², (ii) les résultats définitifs de l'étude d'entartrage ont été retardés, et, de manière plus importante, (iii) les participants n'ont pas réussi à se mettre d'accord sur les paramètres de risques, ce qui a conduit à des différences très importantes dans la conception du programme. En novembre 1992, IDA a informé le Gouvernement de Djibouti qu'elle ne prolongerait pas le crédit au-delà de la date prévue du 31 décembre 1992. Le Projet de développement géothermique, Credit 2055-DJI a donc été annulé. Il faut ajouter aux différences fondamentales entre participants le fait que, début 1992, des troubles avaient éclaté dans le Nord de Djibouti, rendant la zone du projet inaccessible. D'après le Rapport d'évaluation de la mise en œuvre (Implementation Completion Report), « le problème n'était pas l'énergie géothermique en tant que telle, mais la méthodologie inadaptée utilisée dans la conception du projet ».

D. 1990: Etude d'entartrage menée par Virkir-Orkint Consulting Group Ltd.

214. L'étude d'entartrage mentionnée ci-dessus a finalement été publiée en août 1990. L'étude, intitulée « Rapport final de l'étude d'entartrage et de corrosion géothermique à Djibouti » a été rédigée par le Virkir-Orkint Consulting Group Ltd. de Reykjavik, Islande. L'objectif principal de l'étude était d'évaluer les effets de l'entartrage et comment éviter l'entartrage et la corrosion, et d'évaluer la réaction du réservoir d'Assal à l'utilisation. L'étude comprenait 28 semaines de travail de terrain, durant lesquels Assals 3 a été déchargé en continu pendant 93 jours. Il a été montré que le taux d'entartrage était multiplié par 6 à des pressions à la tête du puits inférieures à 16 barg, comparé à l'entartrage à des pressions comprises entre 18 et 20 barg. Le caractère corrosif de la vapeur géothermique n'a pas été considéré comme élevée. Les résultats de l'étude Virkir-Orkint montrent que l'utilisation d'inhibiteurs chimiques afin de contrôler l'entartrage tout en maintenant une pression supérieure à 18 barg à la tête du puits est prometteuse afin de contrôler l'entartrage des puits de production électrique. En ce qui concerne la viabilité du réservoir dans lequel ont été forés les puits Assal 3 et 6, il a été conclu que le réservoir était de petite taille et de faible porosité et qu'une zone de drainage relativement petite ne fournirait qu'une capacité limitée. Le facteur de perméabilité faible, associé à une forte salinité (ce qui indique des fluides stagnants) semble montrer que le réservoir est un système « scellé » qui ne se rechargerait pas suffisamment vite pour une production commerciale d'énergie sans un investissement conséquent pour mettre en place un système de réinjection des fluides. Ces données ont été prises en compte par Reykjavik Energy Invest et par le Projet de Production d'Énergie Géothermique, ce qui a conduit au choix de la zone de la Caldera de Fiale plutôt que le système de réservoir utilisé pour les forages d'Assal 3 et 6.

¹² Le Gouvernement italien était le principal bailleur pour ce projet, avec une contribution de US \$22 millions sur un total de US \$38.04 millions. La contribution de la Banque Mondiale était de US \$9.02 millions et OPEC/PNUD ont contribué à hauteur de US \$1.4 millions. Les sommes restantes étaient financées par le Gouvernement de Djibouti.

215. Les principales recommandations de l'étude Virkir-Orking sont les suivantes: (i) des tests complets devraient être effectués sur le terrain, afin d'obtenir des données plus précises permettant d'estimer la taille et la capacité du réservoir et (ii) des inhibiteurs chimiques potentiels devraient être testés en laboratoire, afin que les résultats permettent d'effectuer des études de terrain incluant l'injection des inhibiteurs sélectionnés dans le forage. Les résultats de l'étude d'entartrage montrent que le fluide géothermique du Lac Assal peut être techniquement utilisé pour une production d'énergie. Il est à noter que les recommandations d'essais de terrain complets afin de connaître la taille précise du réservoir et sa capacité ont servi de base à l'élaboration du Projet de production d'énergie géothermique. La nécessité de tester la « précision » a été intégrée dans le Projet grâce à l'utilisation d'un protocole approuvé d'essai et la certification des résultats conformément au protocole.

E. 2007: Le projet géothermique proposé par Reykjavik Energy Invest

216. En 2007, le Président Islandais a proposé au Président de Djibouti de l'aider à développer les ressources géothermiques de Djibouti. Cette offre a été acceptée. Reykjavik Energy Invest a proposé d'assumer tous les risques du projet (y compris les risques d'exploration) en tant que Développeur IPP et de récupérer l'investissement et les retombées associées par le biais d'un tarif d'électricité de 20 ans.

217. Les parties prenantes ont signé des accords contraignants intitulés « Project and Power Purchase Heads of Agreement » (PA et PPA) ainsi qu'un permis exclusif pour l'exploitation géothermique du Rift d'Assal. Avant que l'accord ne soit conclu, la crise islandaise a empêché REI de remplir ses obligations prévues par le projet. Par la suite, REI a œuvré en partenariat avec Contour Global et l'IFC (le « REI consortium », ou « Consortium ») pour tenter d'amender le PA et PPA. Ils proposèrent un prix de 13 cents/kWh qui fut rejeté par le Gouvernement de Djibouti. L'offre a été rejetée car il a été observé que 40% du prix découlait d'un taux d'intérêt bien plus élevé que le taux initialement prévu. Après ce refus, il a été dit que REI travaillait avec Sithe Global, un autre IPP, avec pour objectif de proposer une structure de prix plus basse. Le Gouvernement de Djibouti n'a pas reçu d'autre offre de tarif de la part de REI/ Sithe Global depuis.

218. Pour arriver à sa proposition de tarif, le Consortium a mené une étude géothermique documentaire pour obtenir une image globale de l'environnement du site, comprenant la géologie, l'hydrogéologie, l'hydrologie entre autres, en utilisant des recherches antérieures, les rapports et les résultats des forages d'exploration des programmes Assal précédents. L'étude documentaire a été suivie d'une étude de pré faisabilité durant laquelle le Consortium a mené une étude exploratoire de surface basée sur plusieurs décennies d'exploration géothermique à Djibouti. En collaboration avec le Gouvernement de Djibouti, ce travail a conduit à la préparation d'un programme de forage directionnel concentré sur la région de la Caldeira de Fiale.

219. La proposition du Consortium a été officiellement rejetée en 2010 car elle était très différente de l'accord initial et très défavorable à Djibouti. Le développement du potentiel géothermique de Djibouti était une fois encore au point mort. Afin de faire progresser le développement de ses ressources géothermiques, le Gouvernement de Djibouti a demandé le soutien de l'IDA. En octobre 2012, REI et le Gouvernement islandais ont accepté de fournir toutes les données de test et d'études effectués par REI et ses sous-traitants lorsqu'ils travaillaient à l'installation possible d'une centrale énergétique d'IPP dans la région du Lac Assal. Ces informations serviront à réduire à la fois le coût et le risque du projet de forage exploratoire.

III. Leçons tirées qui orientent la conception du Projet

La conception insuffisante de projets et le manque de coordination des bailleurs de fonds ont fait obstacle au développement géothermique de Djibouti depuis les années 70.

220. Il y a eu de nombreuses tentatives pour développer les ressources géothermiques de Djibouti depuis 40 ans. De nombreux bailleurs étaient impliqués dans la plupart de ces tentatives, car les allocations d'un seul bailleur étaient insuffisantes pour couvrir la totalité des coûts d'un programme d'exploration géothermique. En conséquence, une très grande coordination entre les bailleurs est nécessaire, ce qui exige une élaboration de projet approfondie, partagée par tous les bailleurs. L'historique de l'exploration du Rift d'Assal montre que cela n'a pas été le cas à Djibouti, lorsque le projet n'a pas réussi à quantifier de manière définitive les ressources géothermiques, ce qui a conduit à un désaccord entre les bailleurs concernant les étapes suivantes (c.à.d. mise en place d'une production commerciale). En 1993, un rapport de mise en œuvre de la Banque Mondiale (World Bank Implementation Completion Report) a indiqué clairement que « le problème n'est pas l'énergie géothermique en elle-même mais bien la méthodologie inadaptée (mise en œuvre lors de l'élaboration du projet) ».

221. Le projet actuel s'inspire des leçons tirées lors des tentatives précédentes pour développer l'énergie géothermique à Djibouti. Tous les éléments clefs du projet ont été définis par des experts internationaux et débattus en détail par les bailleurs et le gouvernement. Le projet proposé a été simplifié : l'objectif final est de quantifier la viabilité (c.à.d. température, composition chimique, qualité et quantité) du fluide géothermique du Lac Assal afin de l'utiliser pour une production commerciale d'énergie. A la différence des programmes de forages précédents pour lesquels le fait de trouver et de quantifier la ressource étaient secondaires par rapport au fait de justifier l'installation d'une petite centrale de production d'énergie, ce projet se concentre sur la quantification des fluides afin d'attirer des IPP qualifiés qui construiront et développeront une production d'énergie efficace en terme de coûts. En tant que tel, ce projet définit un programme de forages et de tests soigneusement structuré et contrôlé, dont l'objectif est d'obtenir des données précises, certifiées en accord avec le protocole de test pour le forage.

Conception proposée pour le projet, basée sur les leçons tirées de l'expérience.

222. En se basant sur les données de tests effectués sur le terrain, les parties intéressées ont conclu que la caldeira de Fiale (ou Lac de Lave) était la zone la plus apte à fournir des résultats géothermiques intéressants en cas de forage. La caldeira de Fiale est reliée à deux caldeiras adjacentes, plus petites, qui seraient toutes alimentées par la même source de chaleur magmatique en profondeur. Les trois caldeiras sont parcourues par un réseau dense de fissures ouvertes très nettes et de petites failles normales, allant d'Est en Ouest et du Nord à l'Ouest. En se basant sur les caractéristiques de flux d'eau dans la région, il est estimé que Fiale fournira des fluides géothermiques moins salins que ceux trouvés lors de forages précédents.

223. Etant données les caractéristiques géologiques de la caldeira de Fiale, il a été conclu que les techniques de forage verticales utilisées lors des programmes précédents réduiraient la probabilité de succès des forages. A leur place, ce projet utilise des techniques de forages déviés (ou directionnels) afin d'augmenter la probabilité de succès, grâce à la possibilité de pénétrer dans les multiples zones de

failles qui existent dans la caldeira. En plus d'améliorer les chances de succès, la technique de forage directionnel permet une meilleure approche environnementale de la région de la caldeira de Fiale, car les forages directionnels peuvent être forés en partant de l'extérieur des bordures de la caldeira.

224. Afin que les puits d'exploration puissent produire de la valeur, les parties intéressées ont comparé le coût de forage de puits de production full-size (c.à.d. tube de production de 9 5/8 pouces) au lieu de forages d'exploration de 7 pouces qui ne peuvent être utilisés que pour les essais (soit une différence d'environ US \$5 millions). Dans l'hypothèse où les forages réussiraient et la viabilité du réservoir serait prouvée, les puits de production full-size réduiraient le coût d'un programme de production d'énergie d'environ US \$ 3,5 millions à US \$ 5 millions par forage réussi (coût typique d'un puits géothermique dans un programme de forages multiples). Nous estimons que cette réduction du coût du forage permettra de réduire le coût de l'électricité proposée par un futur IPP. C'est pourquoi le projet a été conçu en incluant le forage de quatre puits de production full-size.

225. En plus d'exploiter le réservoir géothermique profond en utilisant la technologie sèche ou à vapeur flash, les parties intéressées sont conscientes de l'importance potentielle du réservoir intermédiaire à température plus basse qui serait présent dans la région du Rift d'Assal dont fait partie la caldeira de Fiale. L'expérience régionale montre que le réservoir intermédiaire à basse température peut être utilisé pour chauffer un fluide binaire, tel que du butane à l'état de vapeur, dirigé vers un générateur à turbine et condensé par un échangeur de chaleur refroidi à l'air ou à l'eau (centrale géothermique à cycle binaire). Bien que ce programme de forage soit situé sur un site de forage de profondeur (~2500m), la conception du programme prévoit d'interrompre le forage au niveau du réservoir intermédiaire afin d'effectuer des tests pour évaluer la viabilité pour une centrale binaire. La prise en compte d'une production binaire en utilisant le réservoir intermédiaire augmente les probabilités de succès, au cas où le réservoir profond ne serait pas viable.

Annexe 7: Analyse Economique

A. Vue d'ensemble

226. L'objectif du projet est d'augmenter le niveau de l'information technique concernant le potentiel de succès d'une future centrale d'énergie géothermique, et de préparer les documents nécessaires à cette fin. La valeur économique du projet a été évaluée en calculant la réduction attendue de la valeur nette présente des coûts du projet d'expansion de production électrique qui serait rendue possible par l'inclusion d'une centrale de production géothermique de 50MW à la suite d'un programme de forage fructueux. La différence entre la valeur nette présente du coût du projet d'expansion sans, et avec le programme de forage et la centrale géothermique potentielle, a été pondérée par la probabilité que le programme de forage identifierait une source adéquate d'approvisionnement géothermique, et cette différence a ensuite été comparée au coût de mener un programme de forage exploratoire.

227. **Hypothèses clés pour le coût du programme exploratoire.** Le projet coûte US\$ 31 millions qui financeront la construction de quatre puits de production et la rédaction des documents qui permettront le développement.

228. **Hypothèses clés pour l'évaluation de la probabilité de construire une centrale géothermique de production d'énergie:**

- **Nombre de puits à forer.** Le projet prévoit de forer quatre puits qui pourront servir à la production si des quantités viables de ressources géothermiques sont identifiées. Les puits seront forés successivement plutôt que simultanément, afin de pouvoir tirer les leçons des résultats précédents et de maximiser les chances de succès des puits suivants. Il a été estimé que les quatre puits seront forés, quels que soient les résultats des essais précédents.
- **Conditions pour qu'un puits soit considéré fructueux.** Conformément aux analyses précédentes du potentiel géothermique à Djibouti, un puits est considéré comme fructueux si l'évaluation montre qu'il peut fournir au moins 4MW d'énergie en continu. La capacité à fournir cette quantité d'énergie dépend de la température et du volume de la ressource, d'autres caractéristiques telles que la salinité et l'acidité pouvant aussi affecter la faisabilité de l'utilisation de la ressource découverte.
- **Conditions pour que le programme de forage soit considéré fructueux.** Pour que le programme dans son ensemble soit considéré fructueux, un critère d'au moins deux puits fructueux sur quatre a été utilisé afin de fournir une évaluation des bénéfices potentiels résultant d'un investissement possible en production géothermique. Une analyse de sensibilité basée sur des conditions plus restrictives (trois sur quatre) a été effectuée. Si le programme est considéré fructueux, cela revient à prendre pour hypothèse le fait que le secteur privé souhaite proposer un IPP, en se basant sur les résultats de tests, afin de financer une centrale d'énergie géothermique de 50MW. Confirmer l'existence d'une ressource disponible de taille plus petite permettrait en pratique le développement d'une centrale géothermique plus petite, ce qui réduirait le coût de développement d'une centrale d'énergie géothermique, mais d'une somme inférieure.
- **Probabilité de succès du premier puits.** Des études antérieures ont évalué que la probabilité de succès pour le premier puits, vues les données géophysiques existantes,

était de 0,80 ce qui est caractéristique d'un taux de réussite pour des activités anciennes, alors que le projet existant est un nouveau projet, d'où une probabilité de 0,7 qui semblerait plus appropriée. Pour l'analyse présente, une série de valeur allant de 0,75 à 0,35 ont été analysées. Certains résultats permettent de penser que la probabilité de puits fructueux est substantielle, même si elle n'atteint peut-être pas 0,80. L'étude de Sanyal et Morrow¹³ a montré que le taux de succès moyen d'un échantillon de 2,528 puits dans 52 gisements dans 14 countries était de 68%.

- **Probabilité de succès des puits suivants.** Deux possibilités alternatives pour les probabilités de succès du deuxième, troisième et quatrième puits ont été envisagées. Le premier cas (probabilités indépendantes) prend pour hypothèse qu'il n'y pas d'apprentissage sur le lieu des prochains forage, et que donc les probabilités pour les trois puits suivants sont les mêmes que pour le premier puits (0.75 – 0.35). Le deuxième cas (probabilités dépendantes) prend pour hypothèse un apprentissage, et donc le fait qu'après un premier succès, les probabilités de succès pour le deuxième puits seraient supérieures à celles du premier puits et les probabilités pour le troisième et quatrième puits seraient encore plus élevées, etc. En l'absence d'information géophysique plus détaillée il n'était pas possible de quantifier cette possibilité¹⁴.
- **Probabilité de succès du programme de forage.** En partant de la probabilité individuelle d'un puits la probabilité d'au moins deux (trois) succès en quatre essais a été calculée en utilisant la formule standard de distribution binomiale.

229. Hypothèses clés de l'évaluation de la valeur nette présente des coûts des programmes d'expansion de production alternatifs.

- **Source des calculs.** Les valeurs nettes présentes pour les plans d'expansion de production à moindre coût se basent sur celles de l'étude de 2009 de Parsons Brinckerhoff (PB) pour la Banque Mondiale.
- **Prévisions de demande d'électricité.** Une prévision de vente par catégorie d'utilisateurs a été utilisée, basée sur les données factuelles, l'analyse de régression et les hypothèses de croissance économique pour Djibouti. Les prévisions de taux de croissance du PIB sont tirées du Mémoire Economique du Pays, et sont estimées à 3,5% pour le scénario de base jusqu'en 2015 puis un ralentissement jusqu'à 3% à la fin de la période. De plus il a été estimé que les prévisions de ventes, basées sur une meilleure mise en place du secteur, étaient corrigées pour tenir compte des pertes d'énergie. Celles-ci comprenaient une réduction stable mais lente des 15% de pertes techniques, pour atteindre 12% en 2024, et une baisse plus marquée des pertes non techniques de 8% en 2011 à 1% d'ici 2015. Ces hypothèses ont servi de base à la demande estimée d'électricité produite. L'électricité produite et envoyée (*sent out*) devrait augmenter de 325 GWh en 2008 à 1236 GWh en 2035, alors que la demande maximale devrait augmenter de 57 MW en 2008 à 218 MW en 2035.

¹³*Success and the Learning Curve Effect in Geothermal Well Drilling—a Worldwide Survey.* Sanyal, S. and J. Morrow 2012. Proceedings of the Thirty-Seventh Workshop in Geothermal Reservoir Engineering. Stanford, California.

¹⁴Modeling Dependence Among Geologic Risks in Sequential Exploration Decisions. Bickel, E., J. Smith, and J. Meyer. 2008. *Society of Petroleum Engineers: Reservoir Evaluation & Engineering*, 11 (2), 352-361.

- **Production existante et philosophie de fonctionnement.** Le système de production énergétique existant consiste entièrement de centrales thermiques utilisant le fioul lourd ou le diesel. Un interconnecteur avec l’Ethiopie a été achevé en 2011 et permettra de fournir une quantité limitée d’énergie à tout moment, sauf pendant la période de pic de saison sèche en Ethiopie. Le PPA permet un approvisionnement de 180 à 300 GWh à partir de cette source qui, étant moins chère que la production domestique, sera utilisée chaque fois qu’elle est disponible. L’objectif de fonctionnement pour le système de production énergétique de Djibouti est de minimiser les sommes consacrées au carburant, les frais d’exploitation et de maintenance et les coûts de capacité tout en ayant la capacité de répondre à sa propre demande à tout moment. En d’autres termes, l’objectif est de maximiser les économies en carburant dues à l’utilisation de l’interconnecteur, tout en gardant des coûts de capacité les plus bas possibles. Le volume des importations a un impact sur la nature et le coût du plan d’expansion.
- **Le plan d’expansion à moindre coût.** Le plan d’expansion à moindre coût a été élaboré pour un certain nombre de scénarios. Le scénario de base estimait qu’aucune centrale géothermique n’était possible, et que toutes les nouvelles centrales étaient thermiques, et qu’il n’y avait aucune importation d’Ethiopie. Des variations permettaient l’importation de 180 GWh ou 700 GWh. Un deuxième groupe de scénarios ont envisagé que 60MW d’énergie géothermique était disponibles et que soit zéro soit 700 GWh d’importation étaient disponibles. Les coûts variables inférieurs du géothermique par rapport aux meilleures solutions thermiques les meilleures garantissaient qu’il faisait partie du plan d’expansion. Les prévisions du cours mondial du pétrole étaient une augmentation continue de 2009 à 2020 (jusqu’à 119 dollars le baril) puis plus lente, pour atteindre 130 dollars en 2035. Le coût marginal à long terme du système a été estimé à 0,20 dollar par kWh à partir de 2009. Les cours actuels du pétrole suggèrent que les prix pourraient atteindre 0,25 dollar par kWh. Le taux d’actualisation pour le plan d’expansion a été estimé à 10% ce qui indique que les investissements seraient attractifs pour le secteur énergétique sans permettre de bénéfices excessifs. Tous les coûts sont exprimés en dollars constants de 2008.
- **Le scénario “Pas de projet”.** Si le projet n’avait pas lieu il était estimé que Djibouti suivrait le plan d’expansion de production à moindre coût sans géothermique. C’est-à-dire que sans information géophysique supplémentaire, les investisseurs en centrales géothermiques ne se manifesterait pas. De plus, toute modification de ce plan, telle que la construction d’une grande centrale au mazout qui est envisagée actuellement, renchérirait le coût du scénario « pas de projet ».
- **Le scénario de forages fructueux.** Si le critère de succès du projet, tel que défini précédemment, est rempli, il est estimé qu’un développeur d’un projet géothermique de 50 MW se manifesterait et que l’expansion aura lieu, conformément au plan incluant le géothermique. Un ajustement a été fait pour ajuster les valeurs nettes présentes du plan d’expansion à 50MW plutôt que 60 MW, comme estimé dans le plan d’expansion, en utilisant une interpolation linéaire entre l’expansion sans géothermique et l’expansion avec 60 MW de géothermique. Si le projet d’exploration avait lieu, une probabilité a été attribuée au succès global, dépendant des probabilités de succès de puits individuels indiquée précédemment.

- **Le scénario de forage infructueux.** Si le critère de succès n'est pas rempli, il a été estimé qu'il n'y aurait pas de production géothermique et que l'expansion de la production suivrait le scénario "pas de projet". Le scénario de forage infructueux a reçu la probabilité complémentaire de celle du scénario de forage fructueux.

B. Méthodologie.

230. **Bénéfices économiques du projet.** Le critère pour mesurer le bénéfice économique net du projet a été défini comme la réduction attendue de la valeur présente nette du coût du plan d'expansion de production rendue possible par l'introduction d'une centrale géothermique de 50 MW incluant les coûts du programme de forage d'exploration. Les coûts du projet de suivi incluent le carburant, frais d'exploitation et maintenance, coût du capital y compris le coût de forer suffisamment de puits pour alimenter une centrale géothermique de 50 MW. La valeur nette présente du coût net associé au programme de forage a été mesurée d'après le critère suivant : *(la probabilité d'un projet réussi fois la valeur nette présente du coût du plan d'expansion incluant le géothermique plus la probabilité d'un projet infructueux fois la valeur nette présente du plan d'expansion sans le géothermique) plus le coût du projet de forage.* Cette formule a été comparée à la valeur nette présente du plan d'expansion si le projet de forage n'était pas mis en œuvre. Si le critère était inférieur à la valeur nette présente du coût de l'expansion de production sans le projet, alors le projet apporterait un bénéfice économique grâce à la réduction de la valeur nette présente du coût du programme d'expansion nécessaire pour répondre à l'augmentation prévue de la demande d'électricité. La raison de cette comparaison des coûts des différents plans d'expansion est qu'ils produisent tous la même production et donc la même valeur économique pour les utilisateurs. Les bénéfices proviennent de la différence de coûts pour l'économie, soit grâce à la baisse des subventions pour le secteur de l'énergie, soit grâce à l'augmentation des produits net de l'entreprise. Les autres effets bénéfiques de l'introduction d'une centrale géothermique, comme la réduction des émissions de gaz à effet de serre, ou une amélioration de la sécurité énergétique par la diversification de sources, n'ont pas été pris en compte, car les éléments du critère d'évaluation se basaient sur l'hypothèse de neutralité des risques. Si l'aversion au risque était importante, alors le projet, qui inclut un degré d'incertitude, aurait besoin de compenser ceci par une marge plus élevée de réduction nette des coûts attendus qui dépendrait du degré d'aversion au risque.

231. **Probabilités de succès de puits—probabilités indépendantes.** Avec pour hypothèse une probabilité de succès de 0,75 pour le premier puits, la probabilité d'échec était de 0,25. Pour les puits suivants la probabilité de succès et d'échec ont été estimés constants. Une échelle de valeurs allant de 0,35 à 0,75 ont été utilisée pour l'analyse de sensibilité.

232. **Probabilité de succès du projet.** Les probabilités de succès du projet ont été construites sur les valeurs de succès des puits et du critère de succès du projet. La probabilité d'au moins deux sur quatre essais était la somme des probabilités de deux, trois et quatre succès. Le premier, par exemple, pouvait se produire avec six combinaisons (premier et second, premier et troisième, etc.) chacune étant le produit de deux probabilités de succès de puits (0,75) et de deux probabilités d'échec de puits (0,25) ce qui donnait une valeur de 0,21 pour une probabilité d'exactly deux succès. En ajoutant les valeurs pour trois succès (0,42) et quatre succès (0,31) on obtient une probabilité de 0,95 d'avoir au moins deux succès si la probabilité de succès de chaque puits est de 0,75.

233. **Ajustement aux valeurs de 2008.** Toutes les valeurs utilisées dans le plan d'expansion pour calculer les valeurs présentes nettes sont en dollars US constants de 2008, actualisés à un taux de 10% par rapport à cette année, alors que les coûts des projets de forage d'exploration sont en dollars courants (en 2012). Deux ajustements ont été utilisés pour obtenir des valeurs en mesure commune. Le coût estimé du projet de 31,23 millions a été ajusté pour tenir compte de l'inflation de 4,65% aux Etats-

Unis entre 2008 et 2012. La valeur nette présente du coût de 2012 a été évaluée d'un point de vue de 2008, en utilisant un taux d'actualisation de 10%. Cette valeur a été utilisée pour comparer les valeurs nettes présentes des coûts des plans d'expansion alternatifs.

234. **Le traitement des coûts de forage.** Le plan d'expansion incluant le géothermique comprenait des coûts de forage associés pour ce volume de production basé sur une production de puits de 3,35 MW par puits, indiquant qu'environ 15 puits de production seraient nécessaires. Le nombre de puits requis par la phase de production et l'estimation des coûts de forage associés n'ont pas pris en compte l'hypothèse que les puits forés lors de la phase d'exploration puissent être fructueux et directement utilisables pour la phase de production. Il pourrait y avoir entre deux et quatre puits ce qui contribuerait à réduire le coût total du plan d'expansion géothermique. Sans ajustement pour le nombre attendu de puits fructueux, la valeur nette présente des coûts du scénario de projet « Avec » a été surévaluée, et donc la valeur économique nette du projet de forage exploratoire a été sous-évaluée.

C. Résultats

235. **Valeur nette présente des coûts des plans d'expansion alternatifs.** Le tableau 1 présente les valeurs des plans d'expansion à moindre coût calculés pour différents scénarios. Tous les scénarios n'ayant pas été couverts, les derniers ont été déduits par interpolation linéaires à partir des données disponibles.

Tableau 1: Valeur nette présente des plans d'expansion de production

Scénario numéro	Importation estimée par l'interconnecteur	Centrale Géothermique	Valeur nette présente du coût du plan d'expansion (US\$ millions)
1	Aucune	Aucune	1084
2	Jusqu'à 180 GWh	Aucune	930
3	Jusqu'à 700 GWh	Aucune	622
4	Aucune	60 MW	906
5	Jusqu'à 180 GWh	60 MW	821*
6	Jusqu'à 700 GWh	60 MW	575
7	Aucune	50 MW	936*
8	Jusqu'à 180 GWh	50 MW	839*
9	Jusqu'à 700 GWh	50 MW	583*

* indique une interpolation linéaire à partir des données de PB.

236. Les scénarios qui correspondent le mieux aux scénarios requis pour une analyse économique du projet de forage sont le scénario 2 (pas de géothermique et 180 GWh d'importation) et le scénario 8 (50 MW géothermique et 180 GWh d'importations).

237. **Probabilités de succès du projet.** Le Tableau 2 donne la probabilité globale de succès du projet calculée selon les principes expliqués ci-dessus. Si l'on prend pour hypothèse qu'au moins deux essais réussis sur quatre seront suffisants pour assurer l'implication du secteur privé dans une centrale géothermique, alors, avec des probabilités a priori de succès de puits individuel aussi basses que 0,35, l'évaluation antérieure de succès de projet était de presque 50%. Même en utilisant un critère plus strict d'au moins 3 succès sur 4, la probabilité a priori de succès de puits est supérieure à 50% pour une probabilité de puits de 0,65.

Tableau 2: Probabilités de succès basées sur le forage de quatre puits d'exploration

Cas Numéro	Probabilités de puits (cas indépendant)	Critère de succès- nombre de puits fructueux	Probabilité de succès du projet
1	0.75	Au moins 2	0.95
2	0.65	Au moins 2	0.87
3	0.55	Au moins 2	0.76
4	0.45	Au moins 2	0.61
5	0.35	Au moins 2	0.44
6	0.75	Au moins 3	0.73
7	0.65	Au moins 3	0.56
8	0.55	Au moins 3	0.39
9	0.45	Au moins 3	0.24
10	0.35	Au moins 3	0.12

238. **Bénéfice net attendu du projet.** En combinant des valeurs des scénarios d'expansion 2 et 8 avec la probabilité de succès du projet et le coût du projet de forage, on obtient la valeur nette présente attendue du coût du plan d'expansion du projet « avec ». On a comparé cette valeur à la valeur nette présente du coût du plan d'expansion « sans ». Ce dernier moins le premier fournit la mesure du bénéfice économique attendu qui serait obtenu si le programme de forage était entrepris. Le Tableau 3 donne les valeurs de la valeur économique du projet sous différentes hypothèses. Lorsque le critère de succès exigeait au moins 2 puits fructueux, alors le projet produirait des bénéfices nets substantiels pour l'économie, pour une gamme étendue de probabilités de puits. Seule une probabilité projet très basse de 0,18 conduirait à un bénéfice économique nul, et ceci correspondrait à une probabilité de puits de 0,2. Lorsque le critère de succès exigeait trois succès sur quatre, les bénéfices économiques nets étaient substantiellement inférieurs aux mêmes probabilités de succès des puits, et la probabilité de succès d'équilibre du projet correspondait à une probabilité de 0,4.

Tableau 3: Bénéfices économiques nets attendus du projet de forages d'exploration

Cas numéro	Probabilité pour des essais indépendants	Critère de succès – nombre de puits fructueux	Réduction de la valeur nette présente attendue du coût du plan d'expansion (US\$ millions)
1	0.75	Au moins 2	70
2	0.65	Au moins 2	63
3	0.55	Au moins 2	53
4	0.45	Au moins 2	39
5	0.35	Au moins 2	24
6	0.75	Au moins 3	50
7	0.65	Au moins 3	35
8	0.55	Au moins 3	19
9	0.45	Au moins 3	6
10	0.35	Au moins 3	-5

239. **Analyse de sensibilité- cours du pétrole et taux d'actualisation.** L'analyse de sensibilité a été incluse ci-dessus pour les variations de la probabilité de succès d'un puits a priori, et pour le nombre de succès de puits requis pour que le secteur privé soit prêt à financer une centrale géothermique. La centrale géothermique étant la seule alternative viable au diesel et au fuel lourd, le cours du pétrole était une hypothèse clef de l'estimation des valeurs présentes nettes de PB. En réalité, les cours du

pétrole sont déjà au niveau (environ 100 dollars le baril) que le plan d'expansion envisageait qu'en 2015. Plus le prix du pétrole est élevé, plus les bénéfices d'introduire le géothermique sont grands. Un cours du pétrole de 25% inférieur au cas de base (seulement 90 dollars le baril en 2020) avait été étudié également et même dans ce cas le géothermal ferait partie du programme d'expansion à moindre coût, bien qu'il n'y ait pas d'information suffisante pour savoir si la réduction de prix serait suffisante pour couvrir les coûts du programme d'exploration.

240. **Analyse de sensibilité- croissance de la demande.** Une analyse de sensibilité plus extensive du plan d'expansion pour des scénarios de croissance de la demande inférieure et supérieure a été réalisée. Dans le cas supérieur, reflétant une croissance plus forte du PIB, la production envoyée a été estimée à 1396 GWh d'ici 2035 (1260 GWh pour le cas de base), alors que dans le scénario inférieur la production envoyée était estimée à 919 GWh d'ici 2035. Les mêmes scénarios de plan d'expansion ont été évalués pour ces deux cas et les bénéfices nets économiques du projet ont été calculés pour les probabilités de base du puits (0,75) et le critère de succès du projet (au moins deux puits fructueux). Les résultats du tableau 4 montrent que pour les deux scénarios, croissance inférieure et supérieure, la valeur attendue nette du projet est positive pour ces paramètres de valeur et que les résultats ne diffèrent pas énormément du cas de base.

Tableau 4: Bénéfice économique net attendu du forage d'exploration avec des hypothèses de croissance de la demande faible et élevée

Scénario de croissance	Centrale géothermique	Valeur nette présente du coût du projet d'expansion (US\$ millions)	Réduction de la valeur nette présente attendue du coût du projet d'expansion (US\$ millions)
Elevé	Aucune	984	76
Elevé	50 MW	887*	
Cas de base	Aucune	930	70
Cas de base	50 MW	839*	
Faible	None	658	41
Faible	50 MW	598*	

Source: Parsons Brinkerhoff 2009. * indique une interpolation linéaire à partir de données de PB.

241. **Analyse de sensibilité- productivité des puits.** Le critère de succès des puits choisi pour l'analyse était la capacité de produire au moins 4MW d'énergie électrique. L'étude de PB a utilisé une valeur plus basse (3,35 MW) avec un nombre de puits plus élevés requis pour arriver à une production géothermique totale donnée. La production réelle d'un puits fructueux pourrait en réalité être bien supérieure à 4 MW, ce qui aurait un impact sur les coûts du projet d'expansion incluant une production géothermique. Plus la productivité du puits est grande, moins le nombre de puits à forer est élevé, et donc la valeur nette présente du coût du plan d'expansion géothermique « avec » serait réduit, ce qui conduirait à un bénéfice économique net plus grand pour le projet de forage

Annexe 8: Analyse financière

Introduction

242. **Le projet proposé et soutenu par la Banque Mondiale prévoit un investissement d'un montant de US\$ 31,2 millions de fonds multilatéraux afin de financer la phase d'exploration du programme de production d'énergie géothermique.** Le financement de ce projet associe des prêts d'un montant 11,09 millions de dollars US, des prêts préférentiels de 13 millions de dollars, un prêt sous conditions du FEM détaillé dans cette annexe, et 1,1 million de dollars d'ESMAP à des conditions semblables à celles du FEM. D'un point de vue financier, l'objectif de ce projet est de financer la partie la plus risquée du programme de production d'énergie géothermique –l'exploration- grâce à des fonds préférentiels afin de vérifier la viabilité commerciale des ressources du Lac Assal et d'encourager un producteur d'énergie indépendant (IPP) à développer une centrale de production géothermique permettant de réduire de manière notable le coût de l'électricité produite à Djibouti. Une centrale d'une capacité de 50 MW est envisagée dans le scénario de base, même si des tailles inférieures ont également été prises en compte dans les scénarios de sensibilité.

243. **La portée de l'analyse financière inclut à la fois la phase d'exploration et les phases de développement commercial complet afin d'évaluer les conditions de viabilité commerciale des ressources géothermiques.** Bien que le développement de terrain à grande échelle (y compris la production et les forages de puits de réinjection), la construction de centrale et les phases de mise en service dépassent le cadre du projet soutenu par la Banque Mondiale, ils font partie intégrante de cette analyse. Les hypothèses en matière de coût et de financement requis durant ces phases sont essentielles pour évaluer les investissements de la phase d'exploration et les tarifs requis pour qu'un IPP puisse recouvrer ses coûts. L'analyse se concentre donc en particulier sur le niveau de tarif de démarrage approprié (off-take price) de l'énergie produite par la centrale de 50 MW potentielle, construite par un IPP participant au projet en tant qu'investisseur de capital.

Méthodologie de l'analyse financière

244. **L'analyse financière du projet géothermique de 50 MW potentiel s'appuie sur un modèle Excel spécifique de flux de trésorerie.** Ce modèle calcule le taux interne de rentabilité (*internal rate of return*, IRR) du projet et sa valeur actuelle nette (*net present value*, NPV), ainsi que le taux du retour sur investissement et sa NPV respective. Les montants en dollars sont donnés en termes réels (dollars constants de 2012)¹⁵. La NPV du projet et l'IRR respective prennent en compte les points de vue de tous les investisseurs, y compris les fournisseurs de financement (prêteurs). Le flux de trésorerie utilisé dans cette partie du calcul se base sur le concept connu en finance sous le nom de flux de trésorerie disponible, parfois défini comme flux de trésorerie disponible pour l'entreprise (*free cash flow to the firm*, FCFE). Dans cette évaluation, « l'entreprise » est le projet d'IPP, le flux de trésorerie étant donc appelé FCFE. La formule pour déterminer la NPV du projet est :

$$NPV_{\text{proj}} = \sum_{t=0}^n \frac{FCFE_t}{(1 + WACC)^t}$$

- où:

¹⁵Pour convertir ces résultats en termes nominaux, il faudrait introduire des facteurs de progressivité pour tous les éléments de coûts ainsi que pour le tarif.

- $FCFP_t$ est le flux de trésorerie disponible du projet à l'année t de la vie du projet de n années; et le
- WACC (*weighted average cost of capital*) est le coût moyen pondéré du capital. Le WACC est calculé grâce à la formule $WACC = \text{taux d'intérêt de la dette} \times (1 - \text{taux de l'impôt sur les sociétés}) \times \text{part de la dette dans le capital du projet} + (\text{rentabilité demandée des investissements} \times \text{proportion des capitaux propres dans le capital du projet})$. L'inclusion des prêts réduit le montant du capital qui doit être couvert par la dette et les capitaux propres.

245. La NPV du flux de trésorerie disponible sur capitaux propres et le taux de rendement respectif prennent uniquement en compte les perspectives des investisseurs, en l'occurrence, l'IPP. Le flux de trésorerie utilisé dans ce calcul se base sur le concept du flux de trésorerie disponible sur capitaux propres (*free cash flow to equity*, FCFE). La formule pour déterminer la NPV des capitaux propres (*equity*) est :

$$NPV_{\text{equity}} = \sum_{t=0}^n \frac{FCFE_t}{(1 + R_e)^t}$$

- où:

- $FCFE_t$ est le flux de trésorerie disponible sur capitaux propres à l'année t de la vie du projet de n années; et
- R_e est la rentabilité exigée des capitaux propres, parfois appelée taux minimal de rentabilité des capitaux propres. R_e mesure le coût des capitaux propres. L'actualisation par R_e (plutôt que par WACC) est logique étant donné que les paiements de l'intérêt annuel et du capital ont déjà été effectués et que l'intégralité des flux de trésorerie restant appartient aux investisseurs de capitaux propres. Ces derniers exigent en général une rentabilité plus élevée du flux de trésorerie afin de compenser le risque plus élevé dû au fait qu'ils sont les derniers dans la boucle à recevoir les bénéfices.

Hypothèses de l'analyse financière

Durée de mise en œuvre des forages d'exploration:

246. Le projet de forage d'exploration et la passation des marchés pour le gisement géothermique et l'exploitation de l'énergie géothermique seront mis en œuvre sur trois ans, l'essentiel des coûts se produisant en année 2 (2014), tel que montré dans le tableau ci-dessous. La plupart des forages d'exploration devraient être achevés avant la fin de l'année 2, et la préparation de la mise en concurrence pour l'IPP pourrait commencer au cours de l'année 3, si les résultats des forages s'avèrent positifs. Avant la fin de l'année 3, la totalité des quatre forages d'exploration sont forés et les informations nécessaires concernant le potentiel de la ressource sont disponibles. Si les résultats positifs sont confirmés, le Gouvernement procédera au choix de l'IPP pour mener à bien le développement du gisement géothermique et construire la centrale prévue.

Investissement du projet dans le cadre du projet actuel:

Investissements M US \$	2013 (Année 1)	2014 (Année2)	2015 (Année 3)
Préparation	US \$2.94 M	-	-
Forages d'exploration	-	US \$25.83 M	-
Etudes de faisabilité et passation de marchés pour l'IPP	-	-	US \$2.46 M
Total Exploration Costs 2013-2015		US \$31.2 M	

Mesures de financement de l'exploration géothermique:

247. Le financement du projet devrait inclure 11.09 millions de dollars de subventions de la BAD, de l'ITF/SEFA UE-Afrique et AFD, cofinancés par 0.5 millions de dollars du Gouvernement de Djibouti.¹⁶ IDA et OFID fourniront des prêts préférentiels à hauteur de 6.0 millions de dollars et 7.0 millions de dollars respectivement^{17,18}. Pour finir, des subventions conditionnelles d'un montant de 6.04 millions de dollars et 1.1 million de dollars sont octroyées par le FEM et ESMAP, respectivement. Il est envisagé que les obligations découlant des emprunts accordés par l'OFID et IDA ainsi que les obligations découlant des montants octroyés par le FEM et ESMAP pourraient être absorbées par la futur IPP. En ce qui concerne les fonds FEM et ESMAP, le remboursement de la subvention dépend du succès de la phase exploratoire : si tous les puits forés sont fructueux, l'IPP devra rembourser l'équivalent des contributions du FEM et d'ESMAP au Gouvernement de Djibouti, qui devra réinvestir ces sommes dans des projets d'énergie renouvelables (conditions du PPA)¹⁹. Si les ressources n'étaient pas viables commercialement, l'équivalent des fonds du FEM et d'ESMAP ne ferait pas l'objet de remboursement.

Dépense en capital pour le développement d'un gisement géothermique

248. Les dépenses totales en capital nécessaires pour le programme de production d'énergie géothermique de 50 MW, y compris au cours des trois premières années d'exploration, sont d'environ 181 millions de dollars ou 3.62 millions de dollars par MW installé. Cette estimation inclut les coûts de forage de 16 à 20 puits, la construction d'une centrale et l'infrastructure associées, y compris un système de collecte de vapeur, un système de refroidissement, une station de transformation sur le site de la centrale, et les coûts de connexion au réseau²⁰. Le programme d'investissement de l'IPP devrait prendre quatre ans. Cette durée semble réaliste afin de mener à bien le programme prévu

¹⁶ La somme de US\$ 11.09 millions inclut la proposition de contribution du Gouvernement à hauteur de 0.5 millions de dollars, même si la contribution du Gouvernement se fera en nature.

¹⁷ Les conditions des crédits IDA sont : une échéance de 25 ans, une période de grâce de 5 ans, un taux d'intérêt d'1.25% (plus 0.75 de commission), et capital remboursable à un taux de 3,3% par an en années 6 à 15 et 6.7 % par an en années 16 à 25.

¹⁸ Les conditions du prêt préférentiel de l'OFID sont: taux d'intérêt de 2.75% et durée de remboursement de 15 ans après une période de grâce de 5 ans.

¹⁹ L'analyse financière prend comme hypothèse les conditions de remboursement suivantes pour les dons du FEM et d'ESMAP : une échéance de 25 ans, une période de grâce de 5 ans, un taux d'intérêt d'1.25% (plus 0.75 de commission), et capital remboursable à un taux de 3,3% par an en années 6 à 15 et 6.7 % par an en années 16 à 25.

²⁰ Ceci fait référence à la connexion à une ligne d'alimentation qui doit encore être construite par le Gouvernement de Djibouti. La ligne (d'environ 50 km de long) relierait la centrale géothermique prévue à la ligne de transmission opérationnelle existante de l'interconnecteur de l'Ethiopie. Le coût estimé de 181 millions de dollars n'inclut pas le coût de construction de la ligne électrique de 50 km puisque cela ne ferait pas partie des coûts incombant à l'IPP et affectant le tarif.

d'investissement en capital. D'ailleurs, il est possible que cette durée soit raccourcie car la construction de la centrale pourrait commencer avant même que les quatre puits ne soient forés. Néanmoins, la possibilité de retards dans la réalisation du programme de forage a été prise en compte dans l'analyse de sensibilité, dont le profil de coût pour le scénario de base figure dans le tableau ci-dessous.

Hypothèse de profil de coût d'investissement du projet IPP (scénario de base):

Investissements	2016 <i>(Année 4)</i>	2017 <i>(Année 5)</i>	2018 <i>(Année 6)</i>	2019 <i>(Année 7)</i>
Forage complet	US \$31.6 M	US \$31.6 M	-	-
Construction de la centrale, Connexions et mise en oeuvre (CCC)	-	-	US \$43.4 M	US \$43.4 M
Coût Total du projet IPP	US \$150.0 M			

Structure du capital du projet IPP:

249. Le scénario de base pour la structure du capital de l'IPP (déduction faite du fonds de roulement) envisage un ratio dette/fonds propres de 70/30²¹. Puisque ce ratio est susceptible d'être modifié par la disponibilité de la dette à des conditions acceptables et par la préférence des investisseurs pour l'emprunt, d'autres ratios dette/capitaux propres sont étudiés dans les scénarios de sensibilité. L'intérêt sur la part de dette est fixé à 6% par an en termes réels, et l'échéance du prêt pour le scénario principal est de 15 ans. Le remboursement du capital est reporté au début des opérations du projet, et les intérêts en cours de construction sont capitalisés.

Facteur de capacité de la centrale géothermique, coût d'opération et de maintenance:

250. Une fois construite et mise en service, il est prévu que la centrale géothermique de 50 MW fonctionnera avec un facteur de capacité de 90%, produisant 294,2 GWh annuellement. Les coûts opérationnels et de maintenance sont calculés de la manière suivante (en millions de dollars/an) :

Prévision de Coûts d'opération et de maintenance pour le projet IPP :

Coûts d'Opération et de Maintenance	coûts
O&M du gisement de vapeur, y compris forage périodique de puits additionnels (<i>make-up wells</i>)	US \$5.8 M
O&M de la centrale, hors coûts fixes de main d'œuvre	US \$1.9 M
coûts fixes de main d'œuvre	US \$1.5 M
Coûts totaux d'O&M	US \$9.2 M

Amortissement de l'infrastructure, coût de main d'œuvre initial et taxes:

²¹ Il est estimé que les besoins initiaux en fonds de roulement de l'IPP seront entièrement financés par les capitaux propres de l'IPP.

251. Dans le scénario principal, la centrale géothermique et infrastructure associée sont amortis sur 20 ans d'opérations, en utilisant la méthode de l'amortissement linéaire. Des durées d'opérations et d'amortissement plus longues ont été envisagées dans les scénarios de sensibilité. Les années supplémentaires de production améliorent les résultats financiers, alors que des périodes d'amortissement plus longues les rendent légèrement moins attractifs lorsque l'on prend en compte la disparition des avantages fiscaux liés à un amortissement rapide. L'impact positif net est faible puisque les revenus issus de ces années supplémentaires sont fortement actualisés²². Une durée de 20 ans est retenue pour le scénario de base, afin de rester prudent.

252. Les prévisions de fonds de roulement initial exigé sont de 5,4 millions de dollars. Ce chiffre comprend un délai de 45 jours pour les comptes débiteurs, hors 30 jours de délai pour les comptes fournisseurs, un inventaire des pièces détachées d'un montant estimé à 1% du coût total de la centrale, et 30 jours pour les coûts d'O&M.²³

253. Le modèle se fonde sur l'hypothèse d'une exemption fiscale accordée par le Gouvernement de Djibouti pour les 10 premières années d'opération du projet, et d'un impôt sur les sociétés de 25% les années suivantes.

Rentabilité exigée des fonds propres de l'IPP:

254. **Le taux de rentabilité des fonds propres (Re) de l'IPP retenu pour le scénario principal est de 20%**, en se basant sur l'hypothèse de résultats positifs des forages d'exploration. Il y a là une réduction de 5% liée à une réduction équivalente de la prime de risque dans le cas où un hypothétique investisseur déciderait d'investir dans le projet aujourd'hui même, sans attendre les subventions pour les forages exploratoires. Un tel investisseur exigerait un rendement d'au moins 25%, d'après des recherches récentes dans l'industrie²⁴. On ne peut exclure qu'un taux de rentabilité similaire sera attendu par des investisseurs à Djibouti même en cas de succès des forages exploratoires. Ceci est possible car le projet devra faire face à des risques substantiels, y compris le risque géologique d'amener le gisement géothermique au niveau de capacité cible de 50 MW, ainsi que les risques réglementaires et commerciaux de chaque phase. D'un autre côté, le coût du capital est également soumis aux lois du marché et la possibilité d'un mouvement à la baisse ne doit pas être exclu. Plusieurs scénarios de sensibilité avec des Re= 15%, 20% (scénario principal), et 25%, ont donc été étudiés pour la plupart des variables clés de l'analyse financière.

Résultats de l'analyse financière

255. **Les résultats de l'analyse financière montrent que le programme de production d'énergie avec financement préférentiel de la phase d'exploration pourrait conduire à un tarif de l'électricité entre**

²² Dans le scénario principal, une durée d'opération de centrale de 20 ans, faisant suite à 7 ans de développement de ressources et de construction de centrale et d'infrastructure liée, conduisent à une durée totale de 27 ans pour l'analyse du projet, de 2012 (Année 0) à 2039. L'extension de la durée d'opération de la centrale au-delà de cette période, bien que techniquement faisable, n'a que peu d'impact sur les résultats de modélisation financière puisque les revenus d'après 2039 sont fortement actualisés.

²³ Le remboursement du fonds de roulement à la fin des opérations de la centrale géothermique n'a pas fait l'objet d'un modèle explicite. L'inclusion des flux de trésorerie fortement actualisés, tels que le recouvrement du fonds de roulement et la valeur de récupération des équipements n'améliorerait que très faiblement les résultats financiers prévus.

²⁴ Bloomberg New Energy Finance. Geothermal Financing Strategies: Pricing the Risk. Note de recherche. 18 Août 2011.

8,75 et 9,10 cents/kWh. Dans le scénario principal, la ressource géothermique est confirmée et la passation de marchés pour un IPP est achevée en 2015 afin de commencer l'exploitation du gisement en 2016, à la fin de la phase d'exploration. Les IPP potentiels de ce scénario recherchent une rentabilité des capitaux propres de 20% et trouvent le projet attractif si l'Accord d'Achat d'Energie (Power Purchase Agreement PPA) avec le Gouvernement de Djibouti fixe un tarif forfaitaire de US\$ 8,75 cents/kWh ou plus. En effet :

- Dans un scénario conservateur de base, le tarif minimum permettant la rentabilité de l'IPP sélectionné est de US \$9,1 cents/kWh. Dans ce scénario, les 4 puits forés sont supposés être un succès et l'équivalent des contributions du FEM et d'ESMAP doit être repayé par l'IPP sélectionné au Gouvernement de Djibouti. Les prêts de l'OFID et de l'IDA doivent également être repayés par l'IPP sélectionné.
- Dans un scénario moins conservateur, le tarif minimum permettant la rentabilité de l'IPP sélectionné est de US \$8,75 cents/kWh. Ce scénario présuppose que l'IPP n'a pas à repayé les financements concessionnels de la phase d'exploration.

256. Dans les sous-sections suivantes incluant les tests de sensibilité, le scénario relativement plus conservateur avec un tarif de seuil de rentabilité de US \$9,1 cents/kWh est retenu comme scénario de référence. Le tableau suivant résume les résultats de l'analyse correspondant aux différents niveaux de tarif d'électricité.

Taux interne de rentabilité et valeurs actuelles nettes résultant des différents niveaux de tarifs d'électricité

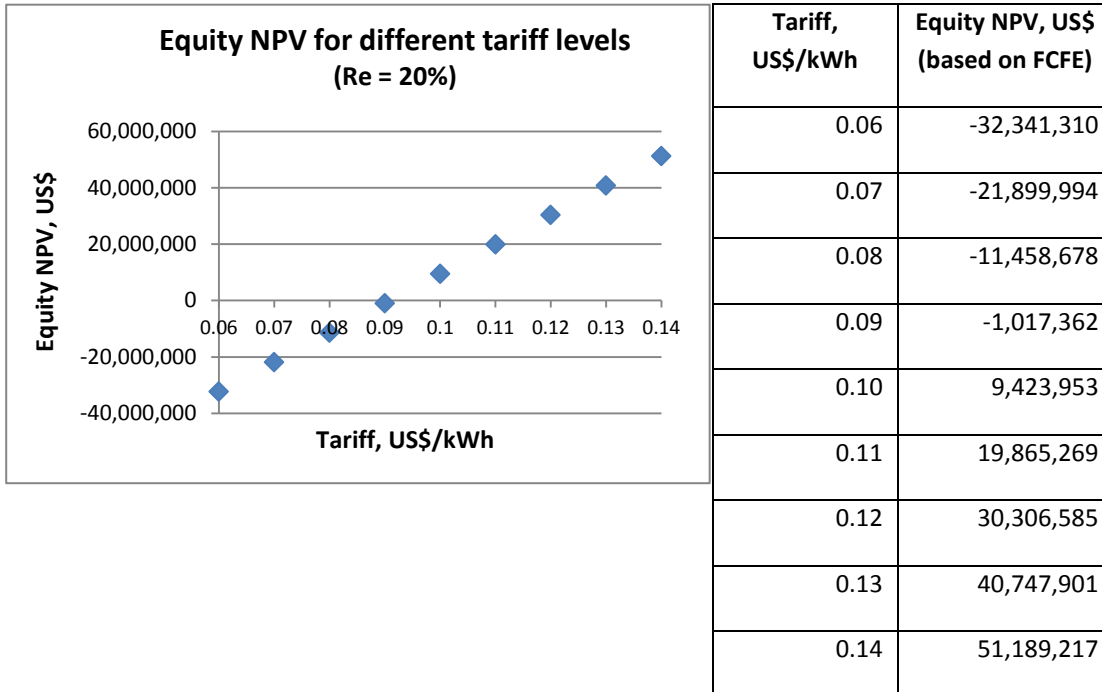
						IPP seuil de rentabilité
Tarif demandé par l'IPP, US\$ cents/kWh	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	9.10
IRR du projet (basé sur FCFP)	7.6%	9.3%	10.9%	12.3%	13.7%	
NPV du projet en US\$ (basée sur FCFP actualisé par WACC)	(18,798,294)	(2,220,989)	14,233,117	30,565,859	46,779,040	
Rentabilité des capitaux propres (basée sur FCFE)	14.8%	19.6%	24.0%	28.0%	31.7%	20.0%
NPV des fonds propres, US\$ (basée sur FCFE) Re	(11,458,678)	(1,017,362)	9,423,953	19,865,269	30,306,585	0

Note: FCFP = Free Cash Flow to the Project; FCFE = Free Cash Flow to Equity.

257. Il est intéressant de noter que les résultats NPV du projet dans son ensemble sont basés sur des prévisions de flux de trésorerie actualisés à un coût moyen pondéré du capital (*weighted average cost of capital*, WACC), alors que les flux de trésorerie pour l'investisseur sont actualisés par la rentabilité exigée des capitaux propres. Parallèlement, les calculs pour le projet dans son ensemble prennent pour hypothèse le fait que les fonds propres relativement coûteux ne sont pas utilisés avant l'achèvement des forages d'exploration. De cette façon, la perspective du

projet actuel soutenu par la Banque se distingue clairement de celle de l'investisseur IPP arrivant sur le projet plusieurs années plus tard.

258. La NPV des capitaux propres en fonction du niveau de tarif figure sur le tableau ci-dessous:



Comparaison des résultats de l'analyse financière

259. L'analyse financière montre que, sans financement préférentiel de l'exploration, le tarif de l'électricité géothermique serait de 4 à 5 cents supérieur au tarif de 9,1 cents/kWh (en dollars US) estimé pour le projet en cours d'évaluation. D'ailleurs, l'IFC avait tenté de mener à bien un programme de production géothermique à Djibouti avec l'entreprise islandaise REI, mais le projet n'a pas abouti. Le modèle financier IFC/REI estimait que la construction (y compris les forages tests) prendrait 5 ans au lieu des 7 ans estimés par le projet en cours d'évaluation. Il envisageait également que la phase d'exploration serait financée sur une base commerciale, avec une structure du capital de 60% de fonds propres avec une rentabilité exigée de 25% par an et 40% d'endettement avec un taux d'intérêt d'au moins 9% par an.²⁵ Le résultat du modèle financier IFC/REI était un tarif de 13 cents/kWh²⁶, niveau jugé excessif par le Gouvernement de Djibouti.

²⁵ Le taux dette intérêt serait encore plus élevé si l'attribution d'un prêt subordonné de 15% avait été prise en compte dans le modèle IFC/REI.

²⁶ Avec des hypothèses similaires concernant la structure du capital et le moment d'arrivée des investisseurs privés, le modèle présenté dans cette annexe débouche sur un tarif de 13.84 cents/kWh, comparable au résultat du modèle IFC/REI. La différence de 0.84 cents s'explique principalement par un délai plus court d'achèvement du projet envisagé par le modèle IFC/REI.

260. Le financement préférentiel de la phase d'exploration réduit donc de manière significative le tarif demandé pour la production d'électricité géothermique. Le tarif inférieur rendu possible par le financement préférentiel de la phase d'exploration est dû à la combinaison de trois facteurs :

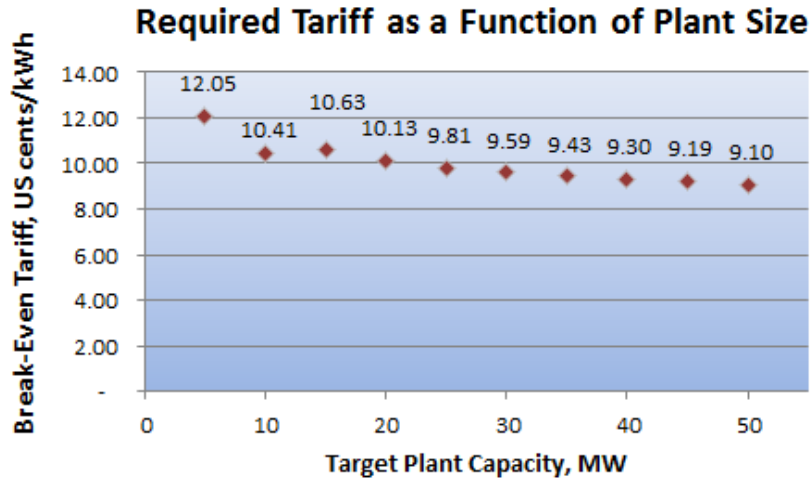
- (i) la réduction du coût d'investissement du projet IPP du montant des coûts d'exploration, y compris le coût de forage des quatre puits initiaux.
- (ii) L'élimination de l'incertitude concernant la ressource, et la réduction du taux de rentabilité qui en résulte; et
- (iii) La réduction du délai entre les premiers investissements en capital et les premiers revenus provenant de la vente d'électricité.

Analyse de sensibilité des résultats de l'analyse financière

261. Des scénarios de sensibilité ont été développés afin de tester les variables clés qui influencent les résultats financiers, y compris (a) la taille de la centrale géothermique proposée, (b) la durée de vie opérationnelle de la centrale et la durée de l'amortissement, (c) un retard dans la production de revenus dû à une phase de forage de production plus longue que prévue ; (d) dépassement de coût d'investissement et d'opération et maintenance ; et (e) structure du capital du projet et coût du capital provenant de différentes sources.

262. La taille optimale de la centrale du point de vue du système de production est discutée dans l'annexe 7 et 9, les deux arrivant à la conclusion que 50 MW était la taille appropriée pour le scénario principal. L'analyse financière confirme que, en l'absence de contraintes géologiques, environnementales et autres contraintes non économiques, une centrale de 50 MW exige de l'IPP un tarif plus bas qu'une centrale de taille inférieure, grâce aux économies d'échelle. Les tailles de centrales qui n'ajoutent que quelques MW à la capacité de production déjà disponible grâce aux quatre puits de production sont particulièrement désavantagées. Les facteurs spécifiques qui font augmenter le tarif d'une centrale plus petite incluent le besoin de mobiliser et démobiliser l'équipement de forage. Ce coût ponctuel est largement fixe, et il est plus efficace de le répartir entre plusieurs grandes unités de production (gigawatts/heures d'électricité) en augmentant la taille de la centrale. Le tableau ci-dessous le démontre graphiquement²⁷.

²⁷ Le tarif le plus bas pour les tailles de centrales inférieures correspond au nombre de mégawatts disponibles grâce aux quatre puits d'exploration, et dans ce cas aucun forage de production supplémentaire n'est nécessaire. Le tarif pour une centrale de 12 MW (c'est-à-dire, en prenant pour hypothèse que trois puits produisent 4 MW chacun et un puits est sec, potentiellement utilisable seulement pour la réinjection) est de 10,12 cent/kWh, 12 MW restant un choix moins bon que le choix de centrales de taille supérieure. Il est à noter que dans le cas d'un puits sec, les prêts sous conditions du FEM et ESMAP n'ont pas à être remboursés, et dans ce cas la courbe du graphique se déplacera très légèrement vers le bas.



263. L'impact de la prolongation des opérations de la centrale de 20 à 30 ans peut être mesuré en comparant le tableau ci-dessous à celui présenté auparavant. On peut voir que, si les résultats financiers s'améliorent d'un point de vue général pour le projet (c'est-à-dire du point de vue de tous les fournisseurs de capitaux y compris les bailleurs), les résultats au point de vue des capitaux propres de l'IPP et de l'impact sur le tarif changent peu. Le seuil de rentabilité pour l'IPP passe de 9,1 à 9,0 cents/kWh²⁸.

	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	Seuil de rentabilité de l'IPP
Tarif demandé par l'IPP, US\$ cents/kWh	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	9.00
IRR du projet (basé sur FCFP)	8.6%	10.2%	11.6%	13.0%	14.3%	
NPV du projet US\$ (basée sur FCFP actualisé par WACC)	(10,471,758)	8,182,610	26,836,979	45,491,347	64,145,715	
Rentabilité des capitaux propres (basé sur FCFE)	15.6%	20.0%	24.3%	28.4%	32.2%	20.0%
NPV des fonds propres, US\$ (basée sur FCFE) Re = 20%	(10,906,186)	3,482	10,913,150	21,822,818	32,732,487	0

²⁸ L'impact inégal de la prolongation du projet sur les résultats par rapport au point de vue des capitaux propres est principalement dû à une plus forte actualisation des flux de trésorerie additionnels dans le point de vue des capitaux propres (FCFE est actualisée par Re qui est supérieure à WACC)

264. Afin d'évaluer l'impact négatif d'une période de développement de projet supérieure à celle prévue, des calculs ont également été effectués pour des scénarios où l'IPP prend plus de temps que prévu pour terminer les forages nécessaires à une centrale de 50 MW. Le scénario avec un an de retard montre que le tarif exigé augmenterait, passant de 9,10 cents/kWh (dollars US) pour le scénario de référence à 9,26 cents/kWh. Un retard de 2 ans fait passer le tarif exigé à 9,45 cents/kWh. L'impact d'un retard d'un an ou deux est donc relativement mineur. Ceci est dû en partie au fait que le profil du coût d'investissement du projet IPP augmente dans les années de construction de la centrale par rapport aux années de forage. Le report du coût de ces investissements importants compense partiellement le retard de revenus. Un retard de plus de deux ans a été considéré comme improbable et n'a pas fait l'objet d'une modélisation²⁹.

265. *Dépassements de coûts.* Les estimations de coûts d'investissement du scénario de base de cette analyse sont très semblables à ceux de l'analyse précédente de l'IFC/REI. Elles se situent dans la frange haute des estimations d'autres études reconnues. (Sanyal 2004³⁰, ESMAP 2012a)³¹ et se rapprochent des moyennes du récent Geothermal Handbook (ESMAP 2012) pour un projet géothermique de production d'énergie³². Cependant, il est possible que les coûts réels soient très différents des cibles car les projets géothermiques sont confrontés à certains risques- en particulier, les risques liés à la productivité des ressources et aux conditions d'extraction. L'analyse de sensibilité des dépassements de coûts d'investissement est donc un élément important de cette évaluation et, comme on pouvait s'y attendre, elle montre que les résultats financiers sont assez sensibles aux dépassements de coûts d'investissement. En cas de dépassement de coût d'investissement, la NPV de l'investissement en capital propre peut devenir négative, ce qui oblige à revoir le tarif à la hausse. Par exemple, le tableau ci-dessous montre qu'un dépassement de coût d'investissement de 40% conduirait à un tarif entre 11 et 12 cents/kWh pour obtenir une NPV positive.

NPV des fonds propres (US\$) en fonction des dépassements de coûts d'investissement et tarif moyen

Ratio des dépassements de coût d'investissement →	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5
Tarif, US\$ cent/kWh ↓						

²⁹ Le scénario de référence d'un calendrier combiné de 4ans pour le forage et la construction de la centrale est déjà relativement prudent, puisqu'un chevauchement entre les deux phases principales est très probable (c'est-à-dire que la construction de la centrale pourra commencer avant que tous les puits ne soient forés).

³⁰ Cost of Geothermal Power and Factors that Affect It. Subir K. Sanyal. Proceedings, Twenty-Ninth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, Californie, 26-28 Janvier 2004.

³¹ Model for Electricity Technology Assessment (META). Terminé en juillet 2012 par Chubu Electric Power Company & Economic Consulting Associates Ltd dans le cadre d'une étude financée par la Banque Mondiale/ESMAP.

³² Geothermal Handbook: Planning and Financing Power Generation. ESMAP Technical Report 002/12.

8.00	(11,458,678)	(18,109,131)	(24,759,584)	(31,410,037)	(38,060,489)	(44,710,942)
9.00	(1,017,362)	(7,667,815)	(14,318,268)	(20,968,721)	(27,619,174)	(34,269,626)
9.10	0	(6,650,453)	(13,300,906)	(19,951,358)	(26,601,811)	(33,252,264)
10.00	9,423,953	2,773,501	(3,876,952)	(10,527,405)	(17,177,858)	(23,828,311)
11.00	19,865,269	13,214,816	6,564,364	(86,089)	(6,736,542)	(13,386,995)
12.00	30,306,585	23,656,132	17,005,679	10,355,227	3,704,774	(2,945,679)

266. Pour étudier la même question d'un point de vue différent, l'impact des dépassements de coût a également été évalué par rapport à leur impact sur la rentabilité attendue des capitaux propres (ROE) par l'IPP avec un tarif maintenu constant³³. Pour une meilleure compréhension des différents facteurs, les coûts sont divisés en trois catégories : (a) coûts d'investissement durant la phase de forage, (b) coûts d'investissement durant la construction de la centrale et la mise en service et (c) coût d'O&M. Les résultats sont illustrés dans le graphique à la fin de cette annexe. En résumé, les simulations montrent qu'un dépassement de coût d'investissement de 50% durant les phases de forage réduit le ROE attendu de 20% à environ 14% alors qu'une économie de 40% des coûts de forage l'augmente pour atteindre 26,6%. Les dépassements de coûts au cours de la phase de construction et connexion ont un impact légèrement supérieur sur le ROE. L'analyse de sensibilité des coûts d'O&M montrent qu'un dépassement de 50% sur l'O&M réduit le ROE attendu de 20 à environ 14%, alors qu'une économie de 40% de coût l'augmente à environ 24%.

267. Il est possible d'obtenir des données additionnelles sur l'impact des dépassements de coûts possibles en les associant à des niveaux divers de coût du capital, le taux de rentabilité exigée des capitaux propres en particulier. Le potentiel de hausse de la Re est un risque de marché auquel l'acheteur d'énergie géothermique à financement privé doit faire face. Si les dépenses de capital pour le projet étaient supérieures à la cible au même moment, le tarif devrait être encore plus élevé. Le tableau ci-dessous montre que, dans les cas extrêmes, une combinaison défavorable des deux facteurs peut conduire à des niveaux de tarif approchant ou dépassant les 13 cents/kWh, un niveau auparavant jugé excessif, comme mentionné précédemment. La valeur de référence de 9,1 cents/ kWh doit cependant être considérée comme la plus probable, en se basant sur l'hypothèse que la Re après achèvement des forages d'exploration soit de 20% comme prévu. Finalement, les scénarios d'économie de coût, dans lesquels les niveaux de tarifs exigés seraient inférieurs à ceux illustrés dans le tableau, sont également possibles.

Seuil de rentabilité pour l'IPP (US cent/kWh) en fonction des dépassements des coûts d'investissement et du coût des capitaux propres (Re)

³³ La rentabilité attendue des capitaux propres (ROE attendue) est différente de la rentabilité exigée des capitaux propres (Re). La première est obtenue par un modèle qui mesure la performance attendue du projet en se basant sur les paramètres qui déterminent les flux de trésorerie disponibles. Le ROE est l'IRR de ces flux de trésorerie. Le Re est le taux actualisé représentant le coût des capitaux propres. Lorsque le ROE attendu est égal ou supérieur au Re, le projet est considéré comme attractif pour les investisseurs de capitaux (c'est-à-dire, sa NPV est positive du point de vue d'un investisseur de capitaux).

Ratio de dépassement des coûts d'investissement →	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5
Re ↓						
25%	10.2	11.0	11.7	12.5	13.2	14.0
20%	9.1	9.7	10.4	11.0	11.6	12.3
15%	8.0	8.6	9.1	9.7	10.2	10.7

268. Des scénarios de sensibilité ont également été établis selon les prévisions de capitaux propres dans la structure de capital de l'IPP, avec 70% de dette et 30% de fonds propres pour le scénario de base. Le remplacement de la dette par des fonds propres peut être dû à plusieurs raisons, y compris l'environnement du marché et les préférences de développeur et de ses actionnaires. La structure du capital peut également évoluer en cours de projet. Par exemple, l'IPP peut initialement ne pas être capable de mobiliser des ressources à des conditions acceptables. Au cours des 4 ans du programme d'investissement de l'IPP, un financement de la première année avec 100% de capitaux propres et 40% la deuxième année aboutirait à un ratio de capitaux propres moyen de 0,5, c'est-à-dire, 50% de dette. Comme montré dans le tableau ci-dessous, le niveau de tarif correspondant est alors de 10,4 cents/kWh, en se basant sur une Re de 20%. Dans les cas extrêmes de remplacement total ou presque total de la dette par des capitaux propres, l'impact sur le tarif exigé peut être très fort.

Seuil de rentabilité pour l'IPP (US cent/kWh) en fonction du ratio de capitaux propres et du coût des capitaux propres (Re) (Re)

Ratio moyen des capitaux propres →	0.3	0.4	0.5	0.6	...	1.0
Re ↓						
25%	10.2	11.2	12.2	13.1	...	16.9
20%	9.1	9.7	10.4	11.0	...	13.5
15%	8.0	8.4	8.8	9.2	...	10.6

Note: Le ratio de capitaux propres de 0,3 correspond à un ratio dette/capitaux propres de 70:30. Le coût de la dette est estimé à 6% du taux d'intérêt réel.

Sensibilité du tarif de l'électricité à la rentabilité exigée des capitaux propres et à la responsabilité pour dette de l'IPP:

269. Comme illustré précédemment, le niveau de tarif requis par l'IPP est sensible au coût estimé du des fonds propres. De plus, les possibilités de financement liées aux crédits OFID et IDA ainsi qu'aux subventions conditionnelles du FEM et de l'ESMAP ont également un impact sur le tarif demandé par l'IPP pour atteindre le seuil de rentabilité. Spécifiquement, les résultats sur le tarif dépendent de savoir si l'IPP sera responsable de la dette et des dettes afférentes du Gouvernement de Djibouti au cours de la phase d'exploration. Le tableau suivant montre l'impact de ces hypothèses clefs sur le tarif de l'électricité.

Seuil de rentabilité de l'PPP (US cent/kWh) selon la Re et la responsabilité de l'IPP vis-à-vis des créances antérieures et obligations afférentes.

Financement préférentiel de la phase d'exploration	IPP Re	IPP rembours IDA	IPP rembourse OFID	IPP rembourse FEM	IPP rembourse ESMAP	Tarif – US cents/kWh
Non	25%	NA	NA	NA	NA	13.84
Oui	25%	Oui	Oui	Oui	Oui	10.25
Oui	25%	Non	Non	Non	Non	9.90
Oui	20%	Oui	Oui	Oui	Oui	9.10
Oui	20%	Non	Non	Non	Non	8.75
Oui	15%	Oui	Oui	Oui	Oui	8.05
Oui	15%	Non	Non	Non	Non	7.70

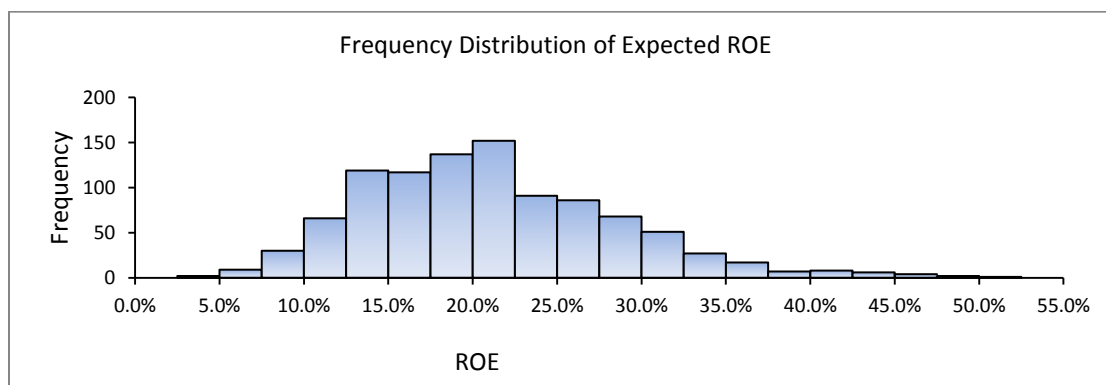
Simulation de Monte Carlo

270. Des simulations de Monte Carlo ont été menées pour tester l'impact collectif sur les résultats financiers de variations aléatoires du coût du projet. Trois variables indépendantes ont été incluses dans ces simulations : (a) coût du capital durant la phase de forage ; (b) coût du capital durant la construction de la centrale et (c) coût d'O&M. Pour chacune de ces trois variables, une fonction de distribution normale et une déviation standard de 30% ont été envisagées. Le tarif a été fixé à 9,1 cent/kWh pour le scénario de base. Les variables dépendantes de l'analyse étaient la ROE attendue et la NPV des capitaux propres.

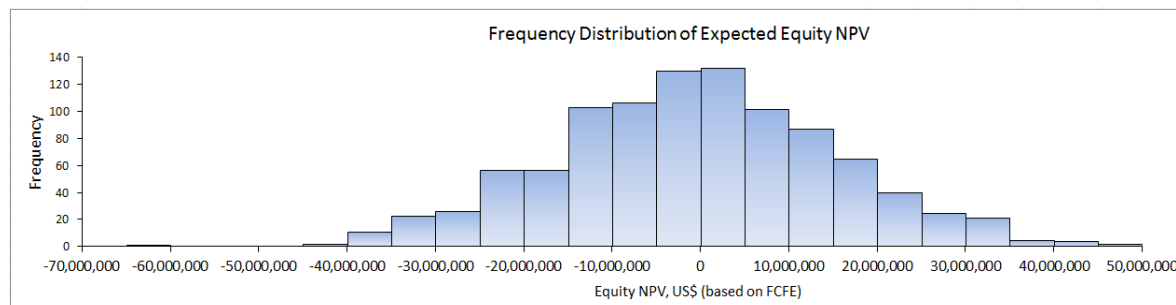
271. Pour la ROE, l'estimation moyenne obtenue est très proche de la cible de 20%, mais d'autres niveaux de ROE sont possibles avec des degrés de probabilités divers. Dans la simulation illustrée ci-dessous, la ROE peut atteindre 45% ou plus, ou peut descendre à des niveaux de 5% ou moins. Cependant, la probabilité de niveaux de ROE aussi extrêmes est assez basse. Au cours des 1000 essais permettant la distribution illustrée ci-dessous, il y a seulement 5% de chance que la ROE soit inférieure à 10,4%. Ceci correspond à un niveau de confiance de 95% sur le fait qu'au moins ce niveau de rentabilité des capitaux propres sera atteint par l'IPP à ce niveau de tarif, et des niveaux de rentabilité bien plus élevés sont probables.

272. Des simulations de Monte Carlo pour la NPV des capitaux propres montrent également que cette valeur peut atteindre 45 millions de dollars ou plus, ou descendre à -40 millions de dollars ou moins. La probabilité que l'investissement en capitaux propres perde 30 millions de dollars par rapport à sa valeur initiale a été calculée à 3,7% environ. Du côté supérieur, il existe une probabilité comparable de gagner un montant semblable de NPV positive³⁴. Il est à noter que tout montant de NPV supérieur à zéro est essentiellement un excédent de rentabilité supérieur au taux de rentabilité exigée des capitaux propres. Les investisseurs choisiront d'investir dans le projet en fonction de leur tolérance et de leur stratégie d'investissement. Le Gouvernement peut aider à créer le cadre contractuel qui permettra aux investisseurs d'être correctement récompensés pour les risques pris.

Simulation de Monte Carlo pour la ROE



Simulation de Monte Carlo pour la NPV des capitaux propres



Note: Pour les paramètres d'entrée (coût) une distribution standard et une déviation standard de 30% sont envisagées.

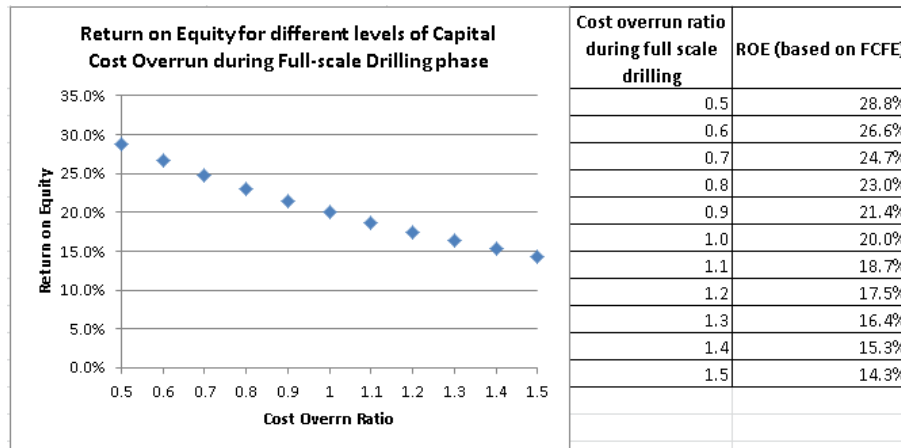
273. La simulation de Monte Carlo pour la NPV des capitaux propres permet des déductions supplémentaires concernant la probabilité de tarifs plus élevés que prévus du fait de dépassements de

³⁴ D'après un test aléatoire de 1000 essais avec le modèle de simulation de Monte Carlo, la déviation standard de la NPV des capitaux propres par rapport à sa valeur prévue est de 15.9 millions de dollars US, avec la valeur moyenne raisonnablement proche de zéro.

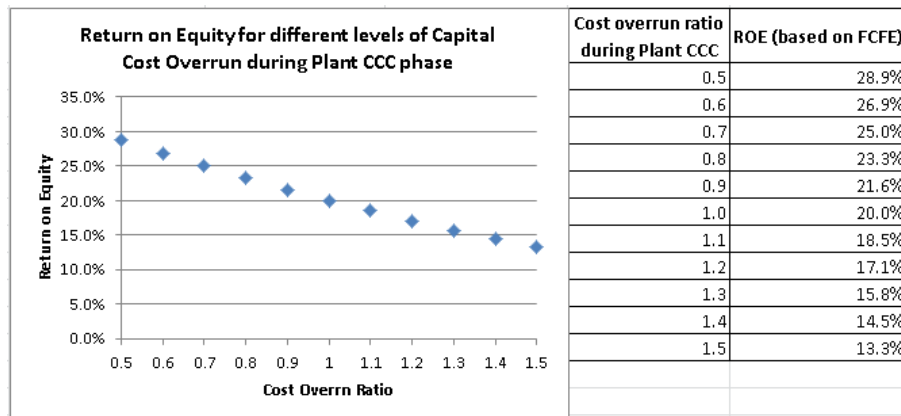
coûts³⁵. Par exemple, la probabilité de devoir fixer le tarif à 12 cents/kWh à cause de dépassement de coûts pourrait être de moins de 3,5%³⁶. Des tarifs supérieurs sont encore plus improbables, par exemple, la probabilité d'exiger un tarif de 13 cents/kWh ou plus serait infime.

274. Pour finir, et comme mentionné auparavant, une série de tableaux additionnels a été produite pour montrer comment les dépassements de coûts (ou économies de coûts) pourraient affecter la ROE si le tarif est maintenu à la valeur constante prévue pour le seuil de rentabilité à 9,1 cents/kWh.

Impact des dépassements de coût de forage sur la ROE prévue (au tarif = 9.1 US\$ cent/kWh)



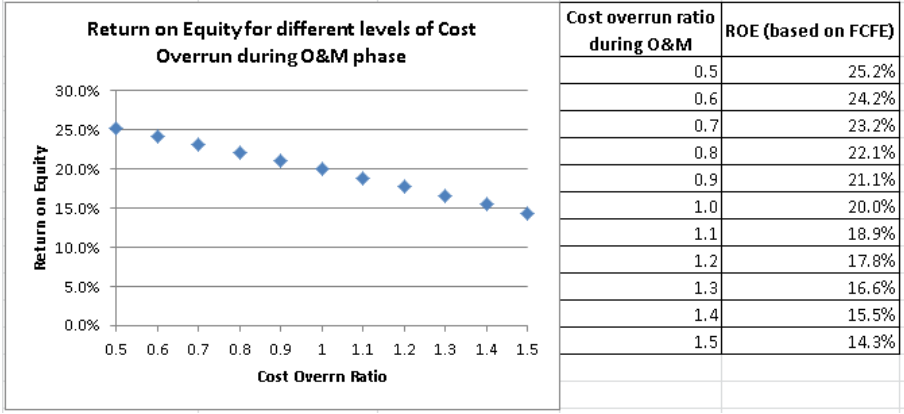
Impact des dépassements de coûts de construction, connexion et mise en service (CCC) sur la ROE prévue



³⁵ La structure du modèle financier utilisé durant cette analyse n'a pas permis de mener des simulations de Monte Carlo directes avec les tarifs requis comme variable de dépendance.

³⁶ La probabilité de devoir fixer le tarif à 12 cents/kWh devrait être proche de la probabilité d'une NPV négative de 30,3 millions basée sur les valeurs respectives dans la première colonne du tableau précédent dans la section Dépassements de Coût. La probabilité de ce niveau de perte de NPV à cause de dépassements de coûts est inférieure à 3,45 % d'après la simulation de Monte Carlo pour la NPV.

Impact des dépassements de coûts d'Operation & Maintenance (O&M) sur la ROE prévue



Annexe 9: Taille optimale de la centrale géothermique et économies liées au système de production

275. Cette analyse a été préparée pour avoir une meilleure compréhension des coûts relatifs de production en comparant la production thermique avec la production d'énergie géothermique. Cette meilleure compréhension permet de calculer les économies liées au système de production de Djibouti, en se basant sur la conception de projet détaillée dans ce Document d'Évaluation (PAD). Pour finir, les avantages de l'interconnexion de transmission entre l'Éthiopie et Djibouti sont étudiés.

Les centrales de production thermiques de Djibouti

276. Actuellement à Djibouti, la production nationale d'énergie est fournie par des générateurs à moteurs à piston, qui consomment soit du fioul lourd soit du mazout léger. En 2009 la demande d'électricité allait d'un minimum de 20 MW à un maximum de 70 MW par heure, selon l'horaire et la saison. Jusqu'en 2011, le réseau électrique de Djibouti n'était pas interconnecté à autre réseau.

277. D'un point de vue relatif, la demande d'électricité de Djibouti est faible. À des fins de comparaison, une usine de taille importante dans un pays occidental développé pourrait avoir des besoins en électricité de plus de 35MW, soit la moitié de la demande de pic de Djibouti. Étant donné le profil de charge de Djibouti, les équipements de connexion électrique doivent pouvoir augmenter et diminuer la production instantanément afin de répondre à de gros changements de charge. La technologie de production à moteur alternatif est la plus adaptée pour ce type de service.

278. Les moteurs de production du type que possède Djibouti ont un taux de chauffage de 11,000 BTU/kWh³⁷ ce qui permet de prendre en compte des charges parasites. Un *gallon* de fioul du type utilisé dans cet équipement contient une chaleur d'environ 135,000 BTU/Gal (pourvoir calorifique inférieur). En se basant sur ces chiffres, les moteurs peuvent produire environ 12.27 kWh par *gallon* de fioul consommé. Lorsque le gallon de fioul coûte US \$2.80, le coût de fioul pour la production est de US \$0.23/kWh. En y ajoutant les US \$0.02/kWh nécessaires pour le fonctionnement direct du moteur de production et l'entretien, le coût de production est de US \$0.25/kWh³⁸.

279. En se basant sur des données d'électricité de 2009 et en les augmentant de 5,1% par an, EDD aurait besoin de produire 492,443,000 kWh d'électricité en 2016. À un prix de \$0.25/kWh, le coût du système de production en 2016 serait de US \$123,110,750.

Comparaison des coûts de la production thermique et production géothermique

280. À des fins d'analyse, nous estimons que le coût du capital liés à l'équipement de production thermique existant a été complètement amorti et n'est donc pas pris en compte dans le coût de production de US \$0,25/kWh (coût du carburant et coût direct d'exploitation/maintenance). Il faut comprendre que toute rénovation des centrales de production thermique ou construction de nouvelle centrale à moteur augmenterait le coût réel de production d'un montant égal au service et à

³⁷Il est estimé que les moteurs de production nouvelle technologie auraient une efficacité accrue de l'ordre de 15%, comparés aux générateurs existants de Djibouti.

³⁸Cette équation de coût ne tient pas compte de frais généraux et administratif (G&A) de la centrale, des coûts de transmission et de distribution.

l'amortissement de la dette rapportée à la durée de vie de la centrale³⁹. Afin de comparer le coût estimé de production avec moteur de US \$0.25/kWh (coût du carburant plus exploitation et maintenance sans prise en compte du coût du capital) à un coût équivalent de production géothermique, le coût du capital de la centrale géothermique devra être mis de côté, ce qui donnerait un coût de production d'environ US \$0.03/kWh (coût de exploitation et maintenance géothermique typique).

Economies liées au système de production avec le Projet de production d'énergie géothermique

281. Le Projet d'énergie géothermique se base sur l'utilisation des fonds publics (subventions et prêts à taux préférentiels) afin de mener les forages d'exploration nécessaires pour valider la ressource géothermique. La validation sera effectuée par le biais d'un protocole de test prédéfini à l'issue duquel un appel d'offres international sera utilisé pour attirer des Producteurs d'Énergie Indépendants (IPP) qui se chargeront de l'ingénierie, des passations de marchés et de la construction d'une centrale de production géothermique grâce à un partenariat public privé (PPP). Le PPP répercutera l'investissement en capital et bénéficie associé par le biais d'une structure tarifaire prédéfinie, qui sera, selon nous, un engagement d'achat ferme (*take or pay*) à 90%.

282. Au cours des deux dernières années, le Gouvernement de Djibouti a été approché par un développeur IPP qui a fait une proposition de tarif nivelé de US \$0.13/kWh sur 25 ans, durée de vie de leur centrale géothermique proposée. Au vu du retour sur investissement déclaré par l'investisseur et le programme risqué de forage d'exploration, le Gouvernement de Djibouti a abouti à la conclusion qu'une réduction significative par rapport au prix de \$0,13/kWh était envisageable, grâce à une mise en concurrence telle que définie dans le Projet de Production d'Énergie Géothermique. Selon la qualité de la ressource géothermique, on peut s'attendre à un tarif géothermique de mise en concurrence allant de US\$ 0,08/kWh à US\$ 0,11/kWh. Il est à noter que ce coût par kWh *inclut* les frais d'exploitation et de maintenance de la centrale ainsi que le service de la dette et les bénéfices de l'IPP.

283. Une centrale électrique géothermique reçoit un flux constant d'énergie sous forme de vapeur terrestre qui ne peut pas simplement être ajustée afin de changer la production de sortie du générateur électrique. Les changements de flux d'un puits peuvent apporter des débris rocheux qui peuvent boucher le puits et l'équipement de surface, ou qui, par le cycle thermique, peuvent endommager le tubage ou sa jointure avec le ciment. C'est pourquoi une centrale géothermique est une centrale de charge de base qui ne peut pas répondre à des changements instantanés de demande d'électricité comme le ferait un générateur à moteur, sauf si la vapeur était libérée dans l'atmosphère afin de réduire l'énergie produite. Une telle approche de contrôle de la production constituerait un gaspillage de la ressource tout en augmentant le coût de l'équipement de la centrale. Afin de répondre à des changements instantanés de charge, et afin de bien équilibrer les flux de charges sur l'ensemble du réseau, la centrale géothermique devra être synchronisée avec une production thermique complémentaire, afin de répondre aux impératifs techniques. Étant donné le différentiel de coûts d'exploitation, le fonctionnement du système sera financièrement optimisé au stade où suffisamment de production thermique (et pas plus) est en ligne pour répondre aux besoins techniques du système.

284. Afin de simuler une opération de production géothermique/ moteur optimale, un modèle a été créé qui prévoit qu'au moins 10% de la demande horaire doit être remplie par des générateurs thermiques. En utilisant les prévisions de demande horaire de 2016, le modèle financier a été répété

³⁹Il est estimé qu'il y aurait des améliorations de l'efficacité des moteurs et une réduction des coûts de d'exploitation et de maintenance (O & M) après rénovation ou nouvelle construction.

pour plusieurs capacités nominales de la centrale géothermique jusqu'à établir que la taille de centrale optimale était de 56 MW. Cet optimum de taille de 56 MW a ensuite servi à identifier les économies attendues, en se basant sur les paramètres suivant.

- Coût de la production thermique: US \$0.25/kWh (coût du capital non pris en compte)
- Générateurs alternatifs réglés pour produire au moins 10% de la demande afin de maintenir la stabilité du réseau électrique.
- Tarif géothermique \$0.091/kWh (cas de base de l'analyse financière à 50 MW)
- Tarif d'électricité géothermique 90% (de la capacité nominale) engagement d'achat ferme.

Cas optimisé – Capacité de centrale géothermique de 56 MW	
Année 2016- Coût du système de production “avec” production uniquement avec moteurs alternatifs	\$ 123,110,873
Année 2016- Coût du système de production avec 56 MW de géothermique Centrale fonctionnant de manière synchronisée avec une production thermique:	\$ <u>65,752,583</u>
Année 2016 Economies avec Centrale géothermique	\$ 57,358,290
Coût moyen de production par kWh	\$ 0.1299

Considérant la possibilité que; (i) la quantité de fluide géothermique trouvée ne soit pas suffisante pour fournir 56 MW de production énergétique, ou (ii) il soit décidé de d'augmenter la production géothermique par paliers de 20 MW, une deuxième analyse a été effectuée. Les analyses à 20 MW utilisent les mêmes hypothèses de croissance de charge et de production à moteur alternatif que précédemment. La capacité de production géothermique a ensuite été augmentée à 20 MW et le coût géothermique a augmenté de \$0,091 à \$0,098 pour compenser les pertes d'économies d'échelle. Les résultats obtenus sont les suivants :

Cas d'augmentation – Capacité de production de la centrale géothermique de 20 MW	
Année 2016- Coût du système de production “avec” Production uniquement avec moteurs alternatifs	\$ 123,110,873
Année 2016- Coût du système de production avec 56 MW de géothermique Centrale fonctionnant de manière synchronisée avec une production thermique:	\$ <u>98,039,678</u>
Année 2016 Economies avec Centrale géothermique	\$ 25,071,195
Coût moyen de production par kWh	\$ 0.1991

Effet de l'interconnecteur de transmission avec l'Ethiopie

285. L'Accord d'achat d'énergie (PPA) "interconnexion" permet à Djibouti de vendre de l'énergie de charge de base à l'Ethiopie pendant la saison sèche, lorsque l'hydroélectricité éthiopienne est limitée et qu'une production thermique est nécessaire afin de répondre à la demande d'électricité en saison sèche. La saison sèche éthiopienne correspond à l'hiver à Djibouti, période de faible demande, ce qui crée un marché potentiel pour l'énergie géothermique djiboutienne face au thermique éthiopien.

286. De plus, l'Interconnexion donne à Djibouti la possibilité future d'exploiter pleinement les avantages potentiels liés à la découverte de ressources géothermiques en grande quantité, en mettant sur pied une production supérieure à ses propres besoins (c.à.d. > 50 MW). Cette flexibilité additionnelle peut permettre à Djibouti de tirer des revenus de l'exportation de l'énergie géothermique excédentaire en la faisant passer par l'Ethiopie puis vers d'autres marchés reliés au réseau énergétique éthiopien..

Annexe 10: Plan de passation des marchés

Planning d'Appels d'offres– Fournitures et biens et services autres que consultants financés par le Programme de Production d'Énergie Géothermique

Baillours	Description	Cat.	Méthode	Montants estimés (US\$)	Examen a priori/a posteriori	Plannifié ou. Actuel	Documents d'appels d'offres.	Rapport d'évaluation des propositions			Montants des contrats. (US\$)	Signature des contrats	Achèvement du contrat
								Lancement du Processus d'Appel d'offres	Date de soumission et ouverture des offres	Remise du rapport d'évaluation à la Banque			
...IDA/ FEM/ OFID...	Entreprise de service de forage	NCS	ICB	15,729,800	A priori	Plan	1/5/14	3/5/14	4/5/14	4/25/14		7/5/14	3/6/15
						Révisé							
						Actuel							
BAD/A DF.....	Contrat de génie civil	Travaux	ICB	3,644,250	A priori	Plan	10/1/13	11/15/13	12/15/13	12/31/14		3/22/14	7/3/15
						Actuel							
ESMA P....	Test, échantillonnage, carottage en cours de forage + services de tests de puits	NCS	ICB	941,132	A priori	Plan	10/7/13	1/7/14	3/7/14	3/22/14		6/7/14	7/3/15
						Révisé							
						Actuel							
AFD	Tubage en acier+ + Assemblage de tête de puits en acier (fourniture et installation)	Fournitures	ICB	1,946,283	A priori	Plan	10/7/13	1/7/14	3/7/14	3/22/14		6/7/14	2/6/15
						Révisé							
						Actuel							
AFD.	Autre équipement de	Fournitures	ICB	123,738	A priori	Plan	10/7/13	1/7/14	3/7/14	4/7/14		6/7/14	2/6/15
						Révisé							

	puits, dispositifs de suspension pour colonnes perdues					Actuel							
AFD	Trépons, stabilisateurs, aléseurs & élargisseurs de puits	Fournitures	ICB	886,248	A priori	Plan	10/7/13	1/7/14	3/7/14	4/7/14		6/7/14	2/6/15
						Révisé							
						Actuel							
BAD (ADF)	Logiciel de comptabilité	Fournitures	NCB	30,000	A posteriori	Plan	12/1/12	1/2/13	NA	NA		2/1/13	2/28/13 Temps de formation nécessaire
						Révisé							
						Actuel							

Planning d'appels d'offres –Services de consultants financés par le Projet de production d'énergie géothermique

Bailleurs	Description	Methode de Selection	Montant estimé (US\$)	Type de Contrat	Examen a priori/a posteriori par la Banque	Plannifié ou actuel	Début du processus de sélection	Date limite de candidature et Ouverture des Propositions publiques techniques	Montant du contrat Amount US\$	Signature Du contrat	Achèvement Du contrat	Commentaires
BAD (TF)	Directeur	IC	500,000	EN FONCTION DU TEMPS	A priori	Plan	1/15/13	3/1/13		4/15/13	9/4/15	Appel d'offres anticipé prévu, le contrat sera signé pour la mise en vigueur du projet
						Révisé						
						Actuel						
BAD(TF)	Entreprise de consulting géothermique	QCBS	1,591,100	SOMME FORFAITAIRE/ EN FONCTION DU TEMPS	A priori	Plan	5/1/13	9/1/13		11/15/13	9/4/15	
						Révisé						
						Actuel						
BAD (TF)	Comptable	IC	90,000	EN FONCTION DU TEMPS	A priori	Plan	12/1/12	12/15/12		12/30/12	7/3/15	Appel d'offres anticipé prévu, le contrat sera signé pour la négociation du projet
						Révisé						
						Actuel						
BAD (TF)	Spécialiste Appel d'offres	IC	90,000	EN FONCTION DU TEMPS	A priori	Plan	12/1/12	12/15/12		12/30/12	7/3/15	Comme ci-dessus
						Révisé						
						Actuel						
BAD (TF)	Spécialiste Des sauvegardes sociales	IC	60,000	EN FONCTION DU TEMPS	A priori	Plan	1/15/13	3/1/13		4/15/13	7/3/15	Appel d'offres anticipé prévu, le contrat sera
						Révisé						
						Actuel						

												signé pour la mise en vigueur du projet
BAD (TF)	Spécialiste sauvegardes environnementales	IC	60,000	EN FONCTION DU TEMPS	A priori	Plan	1/15/13	3/1/13		4/15/13	7/3/15	Appel d'offres anticipé prévu, le contrat sera signé pour la mise en vigueur du projet
						Révisé						
						Actuel						
BAD (TF)	Auditeur Environnement, Santé, Social (EHS)	QCBS	80,000	SOMME FORFAITAIRE	A priori	Plan	4/15/13	6/15/13		8/15/13	7/3/15	
						Révisé						
						Actuel						
BAD (TF)	Auditeur	QCBS	80,000	SOMME FORFAITAIRE	A priori	Plan	4/15/13	6/15/13		8/15/13	7/3/15	
						Révisé						
						Actuel						
BAD (TF)	Manuel exhaustif de mise en oeuvre du projet	IC	52,000	SOMME FORFAITAIRE	A priori	Plan	12/1/12	12/15/12		12/30/12	5/31/13	Appel d'offres anticipé prévu, le contrat sera signé pour la négociation du projet
						Révisé						
						Actuel						

Annexe 11: Le projet de production géothermique à Djibouti- Comptabilisation des émissions de gaz à effet de serre

Introduction

287. La région MENA prépare un projet d'énergie géothermique pour Djibouti, en partie financé par le FEM. L'objectif du projet est d'évaluer la viabilité de la ressource géothermique de la Caldeira de Fiale (située dans la région du Lac Assal). Atteindre cet objectif pourrait permettre de libérer le potentiel géothermique de Djibouti, ce qui contribuerait à la réduction des coûts de production domestique d'électricité, augmenterait la sécurité de l'offre énergétique du pays et encouragerait la participation du secteur privé au secteur de l'énergie. Le projet est également un élément central de stratégie de réponse du Gouvernement de Djibouti face au changement climatique, démontré par les réductions d'émissions de GES⁴⁰. Il s'agit là du principal objectif du soutien du FEM à ce projet.

288. Le projet prévoit le forage de quatre puits de production géothermiques. Si le forage est considéré comme fructueux, ces puits auront une capacité initiale de production de 16MW. Le Document d'évaluation du projet (PAD) souligne également que les ressources potentielles du site de projet peuvent produire 50 MW de capacité de production géothermique à long terme (y compris la capacité de 16MW des quatre premiers puits)⁴¹.

289. Cette note présente une estimation des réductions d'émissions de GES réalisées grâce au projet en comparaison à un scénario de base où le projet n'est pas réalisé.

Méthodologie

290. Les bénéfices environnementaux du projet sont démontrés par la réduction nette des émissions résultant de l'intervention du projet. De manière notable, les émissions du projet sont comparées aux émissions du scénario de base : émissions produites par le même niveau d'électricité que celui fourni par le projet, s'il n'y avait pas d'intervention du projet

$$\text{Emission du projet} - \text{Emissions de base} = \text{Emissions nettes (Réduction)}$$

⁴⁰ D'après OP 10.04 de la Banque: les externalités globales du projet, normalement identifiées dans le travail de secteur de la Banque ou dans le travail d'évaluation environnemental, sont prises en compte dans l'analyse économique lorsque (a) les paiements liés au projet se font dans le cadre d'un accord international ; ou (b) les projets ou volets du projet sont financés par le Fonds de l'Environnement Mondial (FEM). Ce projet étant partiellement financé par le GEF, les évaluations de GES auraient idéalement dû être couvertes par l'analyse économique du projet.

⁴¹ Des études antérieures ont évalué que la probabilité de succès pour le premier puits, vues les données géophysiques existantes, était de 80% ce qui est caractéristique d'un taux de réussite pour des activités anciennes, alors que le projet existant est un nouveau projet, d'où une probabilité de 70% qui semblerait plus appropriée.

Détermination de la référence (baseline)

291. Si la capacité géothermique n'est pas construite, il est probable que le même niveau d'électricité sera fourni par le mix de production énergétique existant à Djibouti, qui est défini comme suit dans le PAD.

Mix de production énergétique de Djibouti

- (i) 18 centrales au fuel, dont seulement une a moins de 5 ans, pour un total de 119 MW de capacité installée.
 - La capacité de production effective est de seulement 57MW à cause du manque de fiabilité des centrales anciennes.
- (ii) Un accord d'achat d'énergie (PPA) avec l'Ethiopie pour importer entre 22.35 à 37.24 MW de production continue annuelle, majoritairement sous la forme d'hydroélectricité.
 - Le PPA exclut les ventes d'énergie durant les heures de pic de la saison sèche éthiopienne, ce qui oblige Djibouti à augmenter sa dépendance vis à vis de la production thermique.

292. En se basant sur la capacité effective de production thermique et les importations d'électricité, le facteur d'émission pour le réseau national de Djibouti a été calculé à 0.73tCO₂/MWh.⁴² Pour le calcul de référence, ce chiffre est utilisé comme le taux d'émission de GES pour la quantité équivalente de production qui aurait été fournie par les centrales géothermiques proposées.

Informations et Hypothèses

293. Les sources d'émissions prises en compte dans cette analyse sont les émissions opérationnelles dues au processus de production, et des émissions "temporaires" produites au cours de la construction des centrales de production. Cette catégorie « temporaire » inclut les émissions dues à la fabrication du matériel, la fabrication des composants (y compris l'électricité utilisée durant la fabrication), le transport du lieu de fabrication au chantier, et la construction sur site.

294. Les informations et hypothèses suivantes sont utilisées pour la comptabilisation des GES:

- (i) **Forage:** les émissions du forage sont considérées comme négligeables. Excepté en cas de défrichage intensif de terrain ou extraction de bitume, les émissions dues au forage sont en général très faibles. Les émissions de forage ne se produisent qu'en début de forage ou épisodiquement au cours de l'existence du gisement et représentent en général moins de 5% des émissions de production annuelles.⁴³

⁴² ACM0002: Tool to calculate the emission factor for an electricity system- Version 01.1. UNFCCC. 29 Juillet 2008.

⁴³ CDC-DOGGR. Annual Report of the State Oil & Gas Supervisor. Technical report, California Department of Conservation, Department of Oil, Gas and Geothermal Resources (and predecessor organizations), 1915-2011.

- (ii) **Emission temporaires (“one off”)**: si la phase de forage est fructueuse, quatre unités de productions géothermiques seront construites, produisant 16MW de capacité de production. Le facteur d’émission temporaire pour la construction des unités de production géothermique a été calculé et est de 2,229 kgCO₂e/kW par capacité construite.⁴⁴
- (iii) **Emissions Opérationnelles**: avec un facteur de capacité de 90% pour les unités de production, les quatre premiers puits vont produire 126,144 MWh par an. Cette production électrique produira 7,689,788 tonnes de vapeurs de méthane par an. Il a été calculé que la fraction en masse de dioxyde de carbone moyenne dans la vapeur produite était de 0.001299%.⁴⁵
- (iv) **Cycle de vie**: L unités de production géothermiques ont un cycle de vie estimé à 30 ans.
- (v) **Capacité de production subséquente**: si les quatre premiers puits sont fructueux, la probabilité de construire une capacité de production supplémentaire augmente significativement grâce au succès des forages et de processus d’apprentissage de la première étape. Sans information géophysique supplémentaire il est néanmoins impossible de quantifier cette probabilité à ce stade du projet⁴⁶.

295. La capacité de production anticipée pour le site du projet est de 50 MW (16 MW de la première phase, plus 34 MW additionnels de capacité géothermique si la première phase du projet est un succès). Les économies d’émissions potentielles pour cette capacité de 50 MW sont comprises dans les calculs.

Découvertes clés et résultats

296. Tous les chiffres représentent des tonnes de CO₂ produites sur la durée de vie de l’équipement du projet, tel que préconisé par le cadre du FEM.

Phase 1 Succès – 16 MW Capacité

Catégorie	Emissions
Emissions de forage	négligeable
"One-Off" Emissions	35,657
Emissions de production	305,483

⁴⁴ Hiroki Hondo, Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case, Energy, Volume 30, Issues 11–12, Août-Septembre 2005, Pages 2042-2056, ISSN 0360-5442, 10.1016/j.energy.2004.07.020.

⁴⁵ ACM0002: Consolidated methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources – Version 11. UNFCCC. 12 février 2010.

⁴⁶ Modeling Dependence Among Geologic Risks in Sequential Exploration Decisions. Bickel, E., J. Smith, and J. Meyer. 2008. *Society of Petroleum Engineers: Reservoir Evaluation & Engineering*, 11 (2), 352-361.

Emissions Totales du Projet	341,140
------------------------------------	----------------

Emissions de référence (baseline)	4,143,831
--------------------------------------	-----------

Emissions nettes	(3,802,691)
-------------------------	--------------------

297. Si la phase de forage est fructueuse et les quatre puits fournissent 16 MW de capacité de production géothermique, ce projet devrait compenser des émissions totales de CO2 d'environ 3,802,691 tonnes sur une cycle de vie de 30 ans.

Capacité Additionnelle de 34 MW

Catégorie	Emissions
Emissions de forage	649,150
"One-Off" Emissions	75,771
Emissions Totales du Projet	724,922

Emissions de référence (baseline)	8,632,980
--------------------------------------	-----------

Emissions nettes	(7,908,058)
-------------------------	--------------------

298. Si une capacité additionnelle de 34 MW est installée, cela permettra de compenser des émissions de CO2 totales d'environ 7,908,058 tonnes sur un cycle de vie de 30 ans.

Emissions agrégées

299. En se basant sur cette analyse, si 50 MW de capacité de production sont installées et deviennent opérationnelles, le projet devrait permettre de compenser l'émission de CO2 totale de 11 710 750 tonnes au cours d'un cycle de vie de 30 ans