



SOMMAIRE

<i>LISTE DES ABREVIATIONS</i>	II
<i>SYNTHESE</i>	III
<i>INTRODUCTION</i>	1
<i>CONSTATATIONS</i>	1
<i>I. Marché relatif à la centrale thermique 105 MW</i>	1
1.1. <i>Insuffisance de l'encadrement juridique de la situation d'urgence</i>	2
1.2. <i>Vice de procédures en matière d'attribution de marché</i>	3
1.3. <i>Faillles dans la détermination préalable des besoins liés à l'acquisition de la centrale thermique ainsi que des prérequis y afférents</i>	4
1.4. <i>Non-respect contractuel du fournisseur et défaillance de la réaction de l'Administration</i> ..	6
1.5. <i>Non-respect du taux de change fixe stipulé dans le marché</i>	7
1.6. <i>Substitution irrégulière du fournisseur par l'Administration</i>	9
1.7. <i>Paiement extracontractuel</i>	10
<i>II. Projets Sahofika et Volobe</i>	12
2.1. <i>Retard significatif dans la réalisation des deux projets</i>	12
2.2. <i>Intégration d'un nouvel actionnaire majoritaire « Fonds Souverain Malagasy » dans le consortium chargé d'exécuter Volobe</i>	14
<i>CONCLUSION</i>	16
<i>ANNEXES</i>	i

LISTE DES ABREVIATIONS

ACRONYMES	DEVELOPPEMENT
ALSF	African Legal Support Facility
BAD	Banque Africaine de Développement
BADEA	Banque Arabe pour le Développement Economique en Afrique
BFM	Banque Centrale de Madagascar
CAE	Commission Administrative d’Evaluation
CAO	Commission d'Appel d'Offres
CAPEX	Capital Expenditure
CCAG	Cahiers de Clauses Administratives Générales
CCAP	Cahiers de Clauses Administratives Particulières
CMP	Code des Marchés Publics
CNM	Commission Nationale des Marchés
EPC	Engineering Procurement and Construction
FAD	Fonds Africain de Développement
FSM	Fonds Souverain Malagasy
GWh	Gigawatt-hour
HFO	Fuel Lourd
JIRAMA	Jiro sy Rano Malagasy
MEF	Ministère de l'Economie et des Finances
MEH	Ministère de l'Energie et des Hydrocarbures
MW	Mégawatt
O&M	Operations and Maintenance
OFID	OPEC Fund for International Development
OMH	Office Malgache des Hydrocarbures
OPEX	Operating expenses
ORE	Office de Réglementation de l’Electricité
PAB	Plan d'Action de Biodiversité
PAR	Plan d'Action de Réinstallation
PGA	Payeur Général d’Antananarivo
PHP	Projet Hydroélectrique Prioritaire
PIA	Poste d’interconnexion d’Antananarivo
PRMP	Personne Responsable des Marchés Publics
RIA	Réseau Interconnecté Antananarivo
RIT	Réseau Interconnecté de Toamasina
SAI	Service d’Appui Institutionnel
SPA	Share Purchase Agreement
UE	Union Européenne
USD	United States Dollar

SYNTHESE

Les insuffisances relevées au cours du contrôle du Ministère de l'Energie et des Hydrocarbures exposent l'État à des risques juridiques, financiers et opérationnels majeurs, susceptibles de compromettre l'atteinte des objectifs stratégiques du secteur de l'énergie.

S'agissant de la centrale thermique de 105 MW, solution à moyen terme face aux problèmes de délestage, l'absence d'encadrement temporel précis de la situation d'urgence, le recours au marché de gré à gré avec une insuffisante justification du choix du titulaire, les lacunes dans la détermination initiale des besoins et des prérequis techniques, ainsi que les manquements contractuels du fournisseur non sanctionnés par l'Administration, ont contribué à une dérive des délais, à la multiplication des avenants et à l'exposition de l'État à des risques financiers significatifs. À cela s'ajoutent des irrégularités graves dans la liquidation et le paiement des dépenses, ayant engendré d'importantes pertes de change supportées par la caisse de l'Etat, du fait de défaillances tant au niveau de l'ordonnateur que du comptable assignataire.

Un cas de substitution irrégulière du fournisseur par l'Administration a été soulevé. Un autre cas relatif au paiement extracontractuel, juste pendant les périodes récentes de changement institutionnel, entraînant un avantage injustifié envers le fournisseur et un déséquilibre accru du contrat au détriment de l'Administration a été également constaté.

Concernant les projets Sahofika et Volobe, la Cour relève des retards majeurs par rapport aux attentes de la population et aux promesses présidentielles, aux calendriers contractuels, imputables notamment à la lenteur des négociations, aux difficultés de bouclage financier et à l'instabilité de la composition des consortiums. Ces retards ont pour conséquence une augmentation des coûts globaux des projets, le maintien prolongé de solutions thermiques coûteuses et polluantes, ainsi qu'un risque de remise en cause de certaines études techniques et environnementales initiales. Par ailleurs, l'entrée du Fonds Souverain Malagasy comme actionnaire majoritaire dans le projet Sahofika soulève des interrogations sérieuses quant à la soutenabilité financière, à la pertinence stratégique et à la réalisation de l'investissement public engagé.

Face à l'ensemble de ces constats, la Cour souligne la nécessité pour le Gouvernement, sous la coordination du Ministère de l'Énergie et des Hydrocarbures et en lien avec le Ministère de l'Économie et des Finances, de renforcer le pilotage stratégique des projets énergétiques. Cela implique notamment un encadrement juridique rigoureux des procédures dérogatoires, une préparation approfondie des projets en amont, un suivi contractuel et financier strict, ainsi qu'une clarification des choix stratégiques relatifs à la participation de l'État et de ses entités dans les sociétés de projet.

La mise en œuvre effective des recommandations formulées conditionne la sécurisation des investissements publics, la crédibilité de l'État vis-à-vis de ses partenaires et, plus largement, la réussite de la politique nationale de développement du secteur de l'énergie, indispensable à la croissance économique et au bien-être des populations.

De tout ce qui précède, la Cour recommande :

- *au Gouvernement sous l'impulsion du MEH de mettre en place un pilotage renforcé au niveau de l'Etat, afin d'assurer la cohérence des décisions, l'arbitrage rapide des blocages et la sécurisation globale du projet, en ce qui concerne le projet Sahofika et Volobe.*

- *au MEH de :*
 - *prendre un décret comprenant des dispositions explicites déclarant la situation d'urgence assorties de la durée de l'urgence ;*
 - *mettre en place la CAO assistée par des sous- comités techniques ;*
 - *exiger à la CAO l'établissement systématique d'un rapport d'évaluation écrit, au regard des critères d'efficience (prix, délai, notoriété, capacité financière) ;*
 - *faire des études approfondies en matière de spécifications techniques, et de faisabilité avant tout lancement de procédure de marché public ;*
 - *annuler l'avenant n°4 du contrat sur le marché relatif à la centrale thermique 105 MW.*
- *La Cour estime qu'il y a lieu de traduire l'Ordonnateur secondaire du Service d'Appui Institutionnel devant le Conseil de Discipline Budgétaire et Financière ;*

INTRODUCTION

❖ Contexte

La présente mission a été effectuée en vertu des articles 280 et 284 de la loi organique n°2004-036 du 1er octobre 2004 relative à l'organisation, aux attributions, au fonctionnement et à la procédure applicable devant la Cour Suprême et les trois Cours la composant qui disposent que: « *la Cour des Comptes procède à l'examen de la gestion des ordonnateurs du budget de l'Etat (...), à cet effet, elle apprécie 1-la régularité de la gestion, 2-le bon emploi des crédits ; 3-la performance des services publics* » et « *La Cour des Comptes assiste (...) le Gouvernement (...). Sur saisine de ces derniers, elle peut procéder à des enquêtes ou à des études portant sur des observations formulées dans les rapports de ladite juridiction établis dans le cadre du règlement du budget de l'Etat (...).* »

Suivant la lettre de saisine n°035-PM/25 en date du 27 octobre 2025 émanant du Premier Ministre et en vertu de la loi organique n° 2004- 036 du 1er Octobre 2004 relative à l'organisation, aux attributions, au fonctionnement et à la procédure applicable devant la Cour Suprême et les trois Cours la composant, le Ministère de l'Energie et des Hydrocarbures a fait l'objet d'audit.

Selon l'article 2 du décret n°2020-077 du 04 février 2020¹, le Ministère est chargé de la conception, la gestion, la coordination, l'harmonisation et la mise en œuvre de la Politique Générale de l'État dans le secteur de l'énergie et des hydrocarbures afin d'assurer un approvisionnement en énergie, et en hydrocarbures satisfaisant la demande, de qualité et à moindre coût.

❖ Etendue d'audit

L'audit couvre les exercices allant de 2021 à 2025. Compte tenu du temps imparti à la mission et l'analyse des risques, le contrôle a porté sur le marché relatif à la centrale thermique 105 MW et aux deux Projets Hydrauliques Prioritaires Sahofika et Volobe.

❖ Objectif d'audit

L'objectif de l'audit consiste à vérifier la conformité et la bonne gestion des finances publiques du Ministère.

❖ Méthodologie

L'audit a été réalisé conformément aux normes internationales des Institutions Supérieures de Contrôle des finances publiques (ISSAI), notamment les ISSAI 300 et 400 portant respectivement sur l'audit de performance et l'audit de conformité.

A cet effet, l'équipe a utilisé les différentes méthodes suivantes : les revues documentaires, les entretiens avec les responsables au niveau du Ministère de l'Energie et des Hydrocarbures (MEH), du Ministère de l'Economie et des Finances (MEF), de la Banque Centrale de Madagascar, avec le fournisseur de la centrale 105 MW, la vérification sur site et l'analyse des données. A cet effet, les différentes méthodes ont conduit à l'identification des éventuels obstacles, à l'appréciation des résultats et à la formulation des recommandations.

❖ Limites de l'audit

Les limites suivantes peuvent être évoquées dans le cadre de cet audit :

¹ Fixant les Attributions du Ministre de l'énergie et des Hydrocarbures ainsi que l'organisation Générale de son Ministère

- la non-fiabilité des informations fournies : les données transmises peuvent contenir des erreurs ou des omissions ;
- l'indisponibilité de certains responsables ;
- la durée restreinte allouée à la collecte des informations.

CONSTATATIONS

Le présent rapport développe successivement les observations et recommandations de la Cour portant sur :

- Le marché relatif à la centrale thermique 105 MW ;
- Le projet Sahofika et Volobe.

I. Marché relatif à la centrale thermique 105 MW

Le projet de centrale thermique de 105 MW est un projet de démantèlement d'une centrale avec des groupes fonctionnant au fuel lourd (HFO) en Inde pour l'installer à Ambohimambola. Ce projet vise à renforcer l'approvisionnement électrique de la capitale. Une partie des équipements a été livrée dès 2023, tandis que les autres l'ont été progressivement au cours des années 2024 et 2025. La puissance prévue à installer au niveau de la centrale est de 105 MW, répartie en 7 moteurs de 15 MW chacun.

Le mode de passation du marché est la procédure de gré à gré suivant le marché n°01-21/MEH/PRMP/UGPM/GG/HFO du 26 octobre 2021.

Le montant du marché, avec les avenants, s'élève à 30 443 350,26 USD, soit 119 937 362 585,82 Ariary au taux de 1 USD égal à 3 939,96 Ariary.

Concernant l'avancement de l'exécution du marché, 100% des matériels sont arrivés à Madagascar.

Compte tenu des différents avenants conclus, le délai d'exécution du marché est porté à 1 307 jours à compter de la signature du marché susvisé. Ainsi, le projet est censé se terminer le 26 juillet 2026.

Le tableau suivant retrace l'état d'avancement de l'exécution du marché et des paiements à ce jour :

Tableau 1 : Etat d'avancement de l'exécution du marché en terme de paiement

(en USD)

LISTE DES PRESTATIONS		Montant des prestations	Paielements réalisés	Taux de paiement	Restes à payer	Taux des restes à payer
PRESTATIONS OFFSHORE	Démantèlement des matériels	10 724 801,45	10 724 801,45	100,00%	-	0,00%
	Transport maritime et/ou aérien des matériels de l'Inde vers Madagascar	8 774 837,55	8 774 837,55	100,00%	-	0,00%
	Surcoût sur le transport aérien des 7 blocs moteurs engendré par la guerre en Ukraine (avenant n°04)	1 200 000,00	0,00	0,00%	1 200 000,00	100,00%
PRESTATIONS ONSHORE	Aménagement et viabilisation du terrain	1 387 720,35	1 387 720,35	100,00%	-	0,00%
	Transport terrestre des matériels vers Ambohimambola	462 573,45	308 382,30	66,67%	154 191,15	33,33%
	Installation et mise en service des matériels	7 401 175,20	925 146,90	12,50%	6 476 028,30	87,50%
	Ajout de bacs pétroliers auxiliaires (avenant n°08)	312 242,26	0	0,00%	312 242,26	100,00%

LISTE DES PRESTATIONS		Montant des prestations	Paielements réalisés	Taux de paiement	Restes à payer	Taux des restes à payer
SERVICES TECHNIQUES	Formation du personnel de la JIRAMA et remise en état de l'ensemble des unités nécessitant un overhaul à l'issue d'une période de 12 mois à compter de la mise en service	180 000,00	0	0,00%	180 000,00	100,00%
TOTAL		30 443 350,26	22 120 888,55	72,66%	8 322 461,71	27,34%

Sources : Dossiers de marchés et factures

Le montant de 1 200 000 USD correspondant au surcoût sur le transport aérien des 7 blocs moteurs engendré par la guerre en Ukraine, objet de l'avenant n°04 figure dans le tableau dans la mesure où l'avenant n'a pas été annulé suivant l'observation 1.4. Mais dans la réalité, il ne doit pas être considéré dans les dépenses toujours selon la même observation. Ainsi, le montant des prestations est de 29 243 350,26 USD et les restes à payer s'élèvent à 7 122 461,71 USD, soit 24,35%.

Ci-après les différents constats relatifs à la réalisation de ce projet :

1.1. Insuffisance de l'encadrement juridique de la situation d'urgence

Aux termes de la loi n°91-011 du 18 juillet 1991 relative aux situations d'exception, dans ses articles 1^{er} et 3, « *constituent des situations d'exception, la situation d'urgence (...). La situation d'exception est limitée dans le temps (...)* ».

En ce qui concerne les problèmes de fourniture d'électricité par la JIRAMA, considérés comme situation d'urgence, il n'a été pris qu'un seul décret en l'occurrence le décret n°2019-2118 du 20 novembre 2019 déclarant l'urgence sur les situations compromettant la continuité du service public de fourniture d'eau et d'électricité assurée par la société (JIRAMA).

L'article premier du décret n°2019-2118 susmentionné dispose que, « *conformément à l'article 2 du décret n°2017-708 du 17 août 2017, sont déclarées situations d'urgence compromettant la continuité du service public de fourniture d'eau et d'électricité l'insuffisance de production ainsi que la vétusté des lignes de transport et des matériels de distribution, en situation de réseau et hors réseau* ». Et l'article 3 autorise la société JIRAMA, dans le cadre de la mise en œuvre des mesures prévues, à recourir à la procédure de gré à gré conformément à l'article 39 de la loi n°2016-055 du 25 janvier 2017 portant Code des Marchés Publics (CMP).

Aucun autre décret n'a été pris par la suite pour déclarer la situation d'urgence et déterminer sa durée de validité.

Ainsi, en matière d'encadrement temporel explicite, l'on observe l'absence de précision claire sur la durée maximale de validité du décret n°2019-2118, le manque d'éléments actualisés pour démontrer le caractère actuel et continu de l'urgence.

En conséquence, le recours à la procédure de gré à gré pour l'acquisition de la centrale n'est pas justifié puisque la situation d'urgence n'est pas suffisamment encadrée juridiquement.

En l'absence de décret limitant la durée de l'urgence, un risque de recours excessifs à la procédure de gré à gré se présente.

La Cour recommande de prendre un décret comprenant des dispositions explicites déclarant la situation d'urgence assorties de la durée de l'urgence.

1.2. Vice de procédures en matière d'attribution de marché

Suivant l'article 12, al 1^{er} du CMP, « la Commission d'Appel d'Offres est chargée de procéder à l'examen des candidatures et à l'évaluation des offres ou propositions remises. »

L'article 4 al.2 du décret 2017-708 fixant les modalités d'application de l'article 19 de la loi n° 98-032 du 20 janvier 1999 et prescrivant les mesures urgentes en vue d'assurer la continuité du service public de l'électricité édicte que : « (...) lorsqu'il est question de faire face à des situations d'urgence impérieuse compromettant la continuité de la fourniture de l'électricité, l'autorité contractante peut recourir à un appel d'offres restreint (...) ou au marché de gré à gré, en se conformant néanmoins aux critères impératifs d'efficience dont notamment la compétitivité des prix du KWh fourni, la conformité aux normes des délais de réalisation et la notoriété des intervenants. »

En premier lieu, à la suite de l'examen des documents de marché, deux offres ont été réceptionnées : l'une s'élevant à 21 900 688,75 USD et l'autre, retenue, s'élevant à 28 931 108,00 USD. Cependant il a été relevé que la CAO n'a pas été impliquée dans le processus d'évaluation des offres reçues. Après plusieurs relances de la Cour, aucun PV de la CAO n'a été produit justifiant l'évaluation faite par cette dernière. Seule la fiche de présentation signée par la PRMP justifie l'attribution du marché. Ainsi, la PRMP a décidé unilatéralement l'attribution du marché à la société X².

En second lieu, les critères d'efficience notamment la notoriété de l'intervenant ne sont pas documentés pour prouver sa capacité technique et financière. Au vu des documents de marchés, et après confirmation par le Président Directeur Général de la société X³, le dossier d'offre du titulaire ne contient aucun état financier signé ou certifié par un expert-comptable, ni autre document équivalent permettant d'apprécier objectivement sa capacité financière et technique. Par ailleurs, lors de l'entretien de la Cour avec le chef du projet du 18 décembre 2025, ce dernier a indiqué que l'autorité contractante était informée dès le début des difficultés de trésorerie rencontrées par son entreprise. Mais d'un autre côté suivant la demande de renseignements auprès du PDG de la société, celui-ci a infirmé le problème de trésorerie.

L'autorité contractante ne peut donc pas démontrer qu'elle a respecté, pour ce point précis, l'exigence de notoriété des intervenants posée par le décret parmi les critères d'efficience

Sur le plan de la performance du projet, le fait d'avoir retenu un fournisseur dont les difficultés de trésorerie étaient connues dès l'origine augmente le risque de retards d'exécution, de difficultés dans la mobilisation des équipements, de demandes d'avenants ou de révisions financières et, à terme, de non-exécution partielle du marché.

La Cour recommande au MEH pour les procédures d'attribution des marchés dérogatoires de :

- ***mettre en place la CAO assistée par des sous- comités techniques ;***
- ***exiger à la CAO l'établissement systématique d'un rapport d'évaluation écrit, au regard des critères d'efficience (prix, délai, notoriété, capacité financière)***

² Suivant fiche de présentation et décision d'attribution n°021/MEH/PRMP/UGPM/GG/HFO en date du 25 octobre 2021

³ Demande de Renseignement complémentaire auprès du PDG de la société X (titulaire du marché) en annexe n° 01

1.3. Failles dans la détermination préalable des besoins liés à l'acquisition de la centrale thermique ainsi que des prérequis y afférents

Aux termes de l'article 23 du (CMP), « *La PRMP est tenue de déterminer aussi exactement que possible la nature et l'étendue des besoins à satisfaire avant tout appel à la concurrence, consultation ou négociation (...)* ».

D'après l'article 62 du même Code, « *Les prix des marchés sont réputés, d'une part, couvrir toutes les dépenses qui sont la conséquence nécessaire et directe des travaux, (...). Le prix est intangible (...). Le titulaire doit exécuter le marché et ne peut pas revendiquer des compléments de prix, alors même qu'il rencontre des sujétions qu'il n'a pas prévues (...).* »

Par ailleurs, tout projet d'infrastructure doit être lancé uniquement lorsque les conditions foncières, techniques et logistiques sont maîtrisées, afin de prévenir les retards, surcoûts et contentieux.

❖ Absence de prévision de frais de manutention supplémentaires en Inde

Le fournisseur a indiqué⁴ que, afin de respecter le calendrier initialement arrêté, il avait été contraint de doubler le nombre d'engins de levage nécessaires au démantèlement de la centrale de 105 MW en Inde, en raison notamment de l'augmentation des coûts locaux et des contraintes liées aux réservations de fret maritime et aérien.

Ces charges supplémentaires, non prévues dans l'offre initiale, l'ont conduit à solliciter une modification des modalités de paiement par avenant n°3 du 30 mai 2022, révélant une insuffisance manifeste dans l'évaluation initiale des contraintes logistiques.

❖ Omission des travaux de traitement du fuel dans le contrat initial

La « consistance des prestations » figurant dans les spécifications techniques précise que l'objet du marché est la fourniture d'une centrale thermique HFO. Le projet présenté par la JIRAMA indiquait explicitement que la centrale devait être en mesure d'utiliser le fuel lourd, sans ambiguïté quant au type de carburant envisagé.

Cependant, par lettre en date du 3 octobre 2025, le Directeur Général du MEH a indiqué que le fournisseur avait signalé la nécessité de compléter l'installation initialement prévue par l'ajout de bacs auxiliaires destinés au traitement des fuels, afin de garantir le bon fonctionnement de la centrale.

Après vérification par les techniciens du MEH et de la JIRAMA, il a été constaté que plusieurs installations indispensables à la mise en exploitation avaient été omises dans le contrat initial, notamment celles relatives aux processus de traitement du fuel avant et après utilisation. Il s'agit notamment des équipements suivants : *Day Tank, Buffer Tank, Sludge Tank, Oil Tank* et *Oil Transfer Tank*.

De telles omissions résultent d'une insuffisance des études préalables à l'offre et à la conclusion du contrat, lesquelles auraient dû permettre d'anticiper la qualité du fuel livré à la JIRAMA et les traitements requis pour son utilisation.

Selon le Directeur général et le fournisseur, la qualité du HFO livré à la JIRAMA ne serait pas optimale. Cette affirmation est corroborée par le document intitulé « *Interprétation du résultat d'analyse*⁵ », établi à partir d'analyses réalisées par un laboratoire à la demande de l'OMH. Il ressort de ce document que l'échantillon de fuel oil 180 présente une viscosité de 182,5⁶ à 50°C,

⁴ Lettre du 29 mai 2022

⁵ Cf Annexe n°2

⁶ Le cSt (centistokes) mesure la viscosité cinématique du fuel.

soit un dépassement de 2,5 cSt (environ 1,4 %) par rapport à la limite maximale spécifiée. Ce dépassement est toutefois jugé marginal et sans impact significatif sur l'exploitation. Il n'en demeure pas moins que cette qualité du fuel acheté par la JIRAMA n'était pas prévue dans les études du fournisseur.

De plus, selon les documents contractuels et les études (EPC Proposal du fournisseur et Projet de la JIRAMA), le fuel devant être utilisé est du 380 cSt et non du 180 cSt. Dès lors, même si le risque technique est maîtrisable moyennant des ajustements d'exploitation, cette situation constitue une non-conformité contractuelle.

Cette lacune relative à la consistance des prestations peut également s'expliquer, en partie, par le contexte dans lequel le contrat a été préparé, à savoir la période de la pandémie de Covid-19, qui ne permettait ni des observations physiques sur le terrain de l'Acheteur ni une appréciation directe des réalités techniques de la centrale objet du marché. Toujours est-il que des échanges plus anticipés et plus approfondis, notamment par voie électronique, auraient pu permettre de pallier ces insuffisances d'information.

❖ *Défaillance de la JIRAMA dans la mise à disposition d'un site viabilisé*

Les spécifications techniques prévoyaient que la centrale serait installée sur un terrain fourni par la JIRAMA. Or, selon les déclarations du Secrétaire général du MEH⁷ et de la PRMP⁸, une partie du terrain attribué au projet demeure en litige⁹, ce qui a empêché la réalisation de certains travaux. En outre, la piste d'accès d'Ambohimambola, indispensable à l'acheminement des équipements hors gabarit, n'était toujours pas achevée en août 2024, notamment en raison des intempéries, alors même qu'elle faisait l'objet d'un marché distinct lancé par la JIRAMA. Ces insuffisances traduisent une préparation incomplète du site d'accueil de la centrale.

Ces failles dans la détermination initiale des besoins et dans la sécurisation des prérequis du projet ont eu des répercussions directes sur le prix du marché. L'avenant n°8 introduit de nouvelles prestations contractuelles, notamment la fourniture de réservoirs d'hydrocarbures, la construction de fondations en béton et en acier, l'installation de rampes et de dalles en béton armé, des travaux de remblaiement du site ainsi que le revêtement d'une piste menant au PIA¹⁰. Le coût total de ces prestations supplémentaires s'élève à 312 242,26 USD.

Ces ajouts interviennent en contradiction avec l'article 8.2 du CCAP, qui prévoit que « *les prix sont fermes et non révisables* », ainsi qu'avec le principe d'intangibilité des prix consacré par le CMP.

⁷ Lettre en août 2024

⁸ Lettre du 24 juin 2025

⁹ Photo du terrain en annexe n°03

¹⁰ Poste d'interconnexion d'Antananarivo

Photo 1 : Matériels entreposés dans un terrain à Amoronankona ByPass



Source : Cour des Comptes

En outre, le fournisseur se plaint d'avoir été contraint de louer deux emplacements distincts pour entreposer une partie des matériels non contenus dans le terrain d'Ambohimambola dont les coûts¹¹ s'élèvent à :

- 86 400 000 Ariary, occupé pendant 24 mois à raison de 3 600 000 Ariary par mois pour le premier site situé au By-pass d'Amoronankona, d'une superficie d'environ 6 000 m²
- 64 800 000,00 Ariary, occupé pendant 18 mois à raison de 3 600 000 Ariary par mois pour le second site à Alasora.

Par ailleurs, le délai d'exécution du marché a fait l'objet de prolongations successives, à savoir une extension de 270 jours par l'avenant n°5 du 3 septembre 2024, puis de 380 jours par l'avenant n°7 du 27 juin 2025. Les correspondances y afférentes¹² justifient ces prorogations notamment par l'indisponibilité du terrain destiné à accueillir la centrale.

La Cour recommande au MEH de faire des études approfondies en matière de spécifications techniques, et de faisabilité avant tout lancement de procédure de marché public

1.4. Non-respect contractuel du fournisseur et défaillance de la réaction de l'Administration

Aux termes de l'article 16 du CCAP, « le fournisseur est contractuellement tenu d'assurer le transport des fournitures jusqu'à leur destination finale, telle que mentionnée à l'article 1 du CCAP, les coûts correspondants étant inclus dans le prix du marché ».

Initialement, le fournisseur avait prévu de transporter les matériels par bateau de l'Inde vers l'Ile Maurice pour les 7 blocs moteurs qui seront acheminés par la suite par avion de Maurice à Madagascar, et par bateau de l'Inde vers Madagascar pour les autres matériels, tel qu'il est écrit dans l'offre du fournisseur (*cf annexe n°04*). La destination finale étant à Ambohimambola.

Par avenant n°4 du 25 septembre 2023, le prix du marché a été majoré de 1 200 000 USD¹³. Cette modification a été approuvée par le Conseil des Ministres, au titre d'une imprévision liée à la guerre en Ukraine, afin d'indemniser le surcoût résultant du transport aérien par avion gros porteur de type Antonov de sept blocs moteurs de 70 tonnes chacun, depuis l'île Maurice jusqu'à Ivato.¹⁴

L'avenant n°4 n'a pas été respecté. Selon la PRMP, les blocs moteurs seraient arrivés au port de Toamasina par bateau dès le 24 décembre 2023.

¹¹ Selon lettre du fournisseur en date du 19 juin 2025

¹² Note de présentation de la PRMP du 28 août 2024 ; lettre du fournisseur du 26 août 2024 ; lettre de la PRMP du 24 juin 2025 ; lettre du fournisseur du 19 juin 2025.

¹³ cf : lettre de la PRMP adressée au fournisseur en date du 3 février 2023 ; lettre de la société X titulaire du marché du 30 mars 2023 ayant pour objet le rapatriement de blocs moteurs sur Ambohimambola ; lettre du Ministre de l'EH adressée au MEF en date du 26 Avril 2023 ; lettre du fournisseur adressée au Président de la République en date du 2 août 2023 ; note de présentation de la PRMP en date du 8 septembre 2023 ; fiche de présentation de la PRMP pour le projet d'avenant n°4 en date du 8 septembre 2023 ; le PV de la CNM en date du 20 septembre 2023 prononçant un avis favorable au projet d'avenant.

¹⁴ Selon Note de Conseil en date du 17 août 2023, Attestation de prise en charge par le MEF

Malgré ce manquement manifeste, l'Administration n'a ni exigé l'exécution conforme des engagements pris, ni procédé à l'annulation ou à la révision de cet avenant.

Les justifications avancées par le fournisseur apparaissent contradictoires et peu crédibles, celui-ci ayant successivement exclu puis réhabilité le transport terrestre, en contradiction avec ses propres études antérieures¹⁵.

Lors de l'entretien avec le fournisseur¹⁶, celui-ci a reconnu que la responsabilité était partagée avec l'Administration, en faisant référence aux retards de paiement des travaux effectués.

En conséquence, l'acheminement des 7 blocs moteurs, des 7 alternateurs et des 3 transformateurs d'un poids total de 967 tonnes de Toamasina vers Ambohimambola est devenu particulièrement contraignant : des changements de porte-chars, avec recours à des équipements surbaissés aux points où la hauteur transportée dépasse les gabarits admissibles ; la suppression de points noirs routiers par apport de tout-venant et compactage ; 13 ponts et déviation au PK 117+050 à aménager¹⁷.

Certes le fournisseur n'a pas encore réclamé le paiement des 1 200 000 USD, initialement destiné à couvrir le transport aérien, ce montant demeure intégré dans les avenants n°5, 6, 7 et 8, exposant l'État à un risque réel de perte financière. A noter que les deux signataires des avenants à savoir la PRMP et le fournisseur ainsi que la CNM qui a donné son visa auxdits avenants sont responsables de ce risque avéré de somme indue ne correspondant à aucun service fait.

L'Etat a décidé d'avancer le transport des équipements depuis le port de Toamasina jusqu'à Ambohimambola. Sur instructions du Président de la République et du Premier Ministre, le MEF a procédé à la sélection de prestataires en transport pour cet acheminement. Le montant du marché s'élève à 1 067 708 080,00 Ariary et une avance de 224 752 320,00 Ariary a déjà été payée à cet effet. En contrepartie, le fournisseur a accepté¹⁸ la défalcation de ces dépenses sur ses factures futures.

Enfin, les délais de livraison ont connu une dérive significative, fait imputable en partie au non-respect de l'avenant n°4, comme en témoignent les prolongations successives suivantes :

- avenant n°4 : + 281 jours ;
- avenant n°5 : + 270 jours ;
- avenant n°7 : + 380 jours.

La Cour recommande au MEH d'annuler l'avenant n°4 en ce qui concerne l'augmentation du prix du marché de 1 200 000 USD.

1.5. Non-respect du taux de change fixe stipulé dans le marché

Il est prévu dans l'article 2 alinéa 3 du marché que tous les paiements à réaliser en monnaie différente de l'Ariary seront effectués sur la base du cours publié par la Banque Centrale de Madagascar (BFM) en vigueur le 20 octobre 2021. Le taux de change à cette date, stipulé dans le marché est de 3 939,96 Ariary pour 1 USD.

Treize (13) factures ont été payées au fournisseur depuis le début de l'exécution du marché. Les paiements de ces factures ont été réalisés en USD sans respecter le taux fixe convenu dans le contrat.

¹⁵ Lettres du 28 octobre 2022, 26 janvier 2023, 9 janvier 2024

¹⁶ Entretien du 18 décembre 2025

¹⁷ Selon lettre du SG du MEH en date du 30 août 2024 et les analyses du cabinet en date 09 janvier 2024

¹⁸ Suivant lettre du 1^{er} septembre 2025

❖ Concernant la responsabilité de l'Ordonnateur

Selon l'article 452 du décret n° 2005-003 du 04 janvier 2004 portant Règlement Général de la Comptabilité de l'Exécution Budgétaire des Organismes Publics, lorsqu'il s'agit d'acquisition de biens et services, l'Ordonnateur doit veiller au respect de la réglementation en vigueur, notamment au niveau des marchés publics pour lesquels la réglementation peut définir strictement les modalités de liquidation.

Et d'après l'article 5 du décret n°2004-571 du 11 juin 2004, définissant les attributions et la responsabilité des ordonnateurs, « *les ordonnateurs délégués et les ordonnateurs secondaires sont personnellement responsables de la gestion budgétaire et financière des crédits qui leur sont alloués et des règles d'engagement, de liquidation et d'ordonnancement des dépenses publiques* ».

Pour liquider et mandater les paiements des factures, l'Ordonnateur secondaire du Service d'Appui Institutionnel (SAI) a utilisé les taux de la veille de la date d'établissement des états de décompte. Dans le cas d'espèce, il a ainsi ignoré le taux de change fixe stipulé dans le marché.

Une demande de renseignements a été adressée à l'Ordonnateur secondaire du SAI à cet effet. En guise de réponse, il a affirmé que :

- les montants utilisés par la BFM pour réaliser les virements étaient les montants en devise (USD) dans les états de décompte, mais pas les montants en Ariary ;
- le taux de change stipulé dans le marché ne correspond pas au taux de change du 20 octobre 2021 publié dans le site de la BFM ;
- le taux stipulé dans le marché n'a pas été utilisé pour éviter l'émission d'un mandat de régularisation ultérieur, dû à la différence de cours¹⁹.

Les justifications avancées par l'Ordonnateur secondaire ne le déchargent pas de ses responsabilités, il aurait dû respecter les termes du contrat.

Cette situation a engendré des pertes de change équivalant à 5 889 836 158,37 Ariary qui sont supportées intégralement par l'Etat²⁰.

La Cour estime qu'il y a lieu de traduire l'Ordonnateur secondaire du Service d'Appui Institutionnel devant le Conseil de Discipline Budgétaire et Financière pour manquement à ses fonctions.

❖ Concernant la responsabilité du comptable public

Conformément aux articles 13-b,15 et 41 du décret n° 2005-003 du 04 janvier 2004 suscité, les comptables sont tenus d'exercer en matière de dépense, le contrôle de la validité de la créance, notamment, l'exactitude des calculs de liquidation. Lorsque des irrégularités sont constatées, ils doivent suspendre le paiement et en informent l'ordonnateur délégué concerné.

Selon l'article 5 de l'ordonnance N° 62-081 du 24 mai 1973 relative au statut des comptables publics, « *Sauf cas de force majeure, tout comptable public est personnellement et pécuniairement responsable (...) de la régularité des dépenses qu'il décrit ainsi que de l'exécution des dépenses qu'il est tenu de faire.* »

¹⁹ Cf annexe n°05 : Réponses de l'Ordonnateur secondaire à la demande de renseignement qui lui a été adressée

²⁰ Cf annexe n°06 : Tableau récapitulatif des factures liquidées et ordonnancées avec des taux de change différent de celui stipulé dans le marché, ainsi que les pertes de change engendrées

Pour payer les mandats de paiement émis par l'ordonnateur au profit du titulaire du Marché, le Payeur Général d'Antananarivo (PGA), Comptable Assignataire des paiements relatifs au Marché avait émis des ordres de virement correspondant aux montants en USD des factures à payer. Conformément à l'article premier de l'avenant n°01 à la convention fixant les modalités de fonctionnement du compte courant principal du trésor du 25 janvier 2016, la BFM avait utilisé le cours de référence du jour de réception de l'ordre de virement (J) avec une date de valeur (J+2) pour effectuer les virements.

L'ordonnateur secondaire aurait dû rectifier la facture initiale du fournisseur pour tenir compte du taux de change négocié dans le contrat. En aucun cas, le montant mandaté ne devrait pas être celui inscrit dans la facture initiale. Le PGA a omis de contrôler la réalisation effective de cette opération de liquidation avant de procéder au paiement.

Une demande de renseignements sur ces faits a été adressée au PGA. En guise de réponse, il a répliqué que : *« en se référant à l'article 1 de l'instruction n°17-52-G1 du 21 décembre 2017, et afin de permettre le règlement des factures libellées en monnaie étrangère, le comptable procède à la prise en charge du mandat dont le montant correspond à la conversion du montant de la facture aux taux de change appliqué le jour de l'engagement des dépenses. Pour le cas du compte 46, l'engagement correspond à l'autorisation d'utilisation de crédit. L'ordre de virement sera par la suite libellé en monnaie étrangère. Toutefois, il peut y avoir un décalage entre l'émission de l'ordre de virement et son exécution. Or, la Banque Centrale considère le taux de change au moment de l'exécution de l'ordre de virement. De ce fait, il peut y avoir un écart entre le montant mandaté et le montant exécuté. L'avis de débit faisant foi, le comptable devra procéder à la régularisation de l'écart de change ».*

L'explication apportée par le comptable est valable pour les factures libellées en monnaie étrangère qui ne font pas l'objet d'une clause spécifique sur le taux de change dans le marché.

Ainsi, il a failli à ses responsabilités de contrôle, quant à l'exactitude des calculs de liquidation des mandats de paiement émis par l'Ordonnateur. Cette situation a engendré des pertes de change s'élevant à 6 736 782 474,57²¹ Ariary au détriment de l'Etat.

1.6. Substitution irrégulière du fournisseur par l'Administration

Aux termes de l'article 90-V du CMP, *« En cas de faute grave de nature à compromettre l'exécution normale du marché commise par le titulaire, à laquelle il n'a pas remédié malgré une mise en demeure, l'autorité contractante peut substituer une autre entreprise de son choix au titulaire défaillant et aux risques et périls de celui-ci, selon les modalités prévues par les cahiers des charges ».*

Par lettres n°89 et 90 du 24 juin 2025, la PRMP a indiqué que, sur instructions du Président de la République et du Premier Ministre à l'époque :

- le transport des équipements hors gabarit et hors poids serait confié à la société Y ;
- le transport des équipements hors gabarit mais de poids normal serait assuré par la société Z ;
- la prise en charge de ces opérations incomberait au Ministère de l'Économie et des Finances (MEF).

²¹ Cf. Annexe n°07 : Tableau récapitulatif des paiements déjà effectués par la BCM, ainsi que les pertes au change engendrées pour chaque paiement et qui ont été supportées par l'Etat

Une attestation de prise en charge a été émise par le MEF le 2 octobre 2025. En contrepartie, la Société X, titulaire du marché a accepté²² la défalcation de ces dépenses sur ses factures futures. Lors de l'entretien avec ce dernier, il a reconnu avoir demandé à l'Etat malgache d'avancer les frais de transport, faute d'avoir les fonds nécessaires pour assurer lui-même lesdites charges. Ainsi, l'Acheteur avance les fonds pour assurer les prestations qui incombent au fournisseur.

Ceci dit, l'Administration a substitué la société X, titulaire du marché à une autre entreprise de son choix pour le transport terrestre des matériels hors gabarit, hors poids et hors gabarit mais de poids normal. Cependant, aucune faute grave n'a été évoquée et aucune mise en demeure n'a été émise.

Cette situation engendre une violation des clauses du contrat. Et une suspicion de motivations personnelles des responsables de l'Administration peut être soulevée.

De surcroît, les marchés de transport contractés par l'administration dépassent largement les restes à payer consacrés au transport terrestre stipulé dans le marché. En effet, d'après le tableau n°1- Etat d'avancement de l'exécution du marché et des paiements, le reste à payer pour le transport terrestre des matériels vers Ambohimambola s'élève à 154 191,15 USD soit 607 506 963,354 Ariary. Alors que le montant des marchés contractés par l'Administration pour le transport des matériels hors gabarit, hors poids et hors gabarit mais de poids normal s'élève à 2 289 188 081 Ariary : 1 221 480 000 Ariary²³ dont le titulaire est la société Y et 1 067 708 081 Ariary²⁴ dont le titulaire est la société Z.

La défalcation du surcoût de transport sur le marché peut engendrer des répercussions sur la qualité des prestations à réaliser notamment des travaux d'installation, de mise en service et de prestation technique de la centrale.

1.7. Paiement extracontractuel

Les articles 31 à 33 du décret n°2005-003 du 4 janvier 2005 portant Règlement Général de la Comptabilité de l'Exécution Budgétaire des Organismes Publics disposent que « *Les dépenses des organismes publics doivent être autorisées par les lois et règlements, être prévues à leur budget et correspondre exactement à la vocation de ces organismes. Avant d'être payées, les dépenses sont engagées, liquidées et, le cas échéant, ordonnancées. L'engagement est l'acte par lequel un organisme public crée ou constate à son encontre une obligation de laquelle résultera une charge (...)* »

Par ailleurs, selon l'article 13 du décret cité ci-dessus : « *Les comptables sont tenus de contrôler, en matière de dépenses, (...) la validité de la créance (...)* » et l'article 11 de l'ordonnance n° 62-081 du 29 septembre 1962 portant Statut des Comptables Publics dispose que « *(...) la responsabilité d'un comptable à raison des dépenses qu'il décrit est mise en cause si le comptable ne peut établir qu'il a vérifié : 3° La validité de la créance (...)* ».

Aux termes de l'article 318 de la loi n°2004-036 du 1er octobre 2004 sur la Cour Suprême susmentionnée, « *Si dans l'examen des comptes, la Cour relève des faux ou des concussions ou toute autre malversation, elle en informe le Commissariat Général du trésor Public qui peut saisir les juridictions compétentes* ».

²² Suivant lettre du 1er septembre 2025

²³ Marché subséquent n°01-MS-MEF/SG/PRMP-SGCAI/UGPM03.2025 du Septembre 2025

²⁴ Contrat Cadre n° 09-25/MEH/PRMP/UGPM/FRN/CC/TRANSPORT du 24 Septembre 2025

Il ressort des développements précédents que les paiements offshore ont été intégralement effectués et que les prestations correspondantes sont entièrement achevées. Le document intitulé « Planning et situation de paiement », daté du 7 octobre 2025 et produit par le fournisseur, atteste de ces règlements. Lors des entretiens, la PRMP a par ailleurs confirmé que l'ensemble des matériels est déjà arrivé à Madagascar. A rappeler également qu'il s'agit d'un marché de livraison clé en main d'une centrale énergétique en provenance de l'Inde pour le site de la JIRAMA à Ambohimambola.

Malgré cela, à la suite d'une demande du fournisseur²⁵, l'État, représenté par la PRMP du Service de Coordination Générale des Appuis Institutionnels (SCGAI) du MEF, a conclu un marché public de prestation de transport maritime avec l'armateur, par Acte d'Engagement n°31-AE-MEF/SG/PRMP-SCGAI.2025 du 7 octobre 2025, pour un montant de 273 000 USD. Le paiement, d'un montant de 1 120 793 965,20 Ariary, a été effectué par l'ordre de paiement n°OP2025000013413 du 7 octobre 2025, signé par l'ORDSEC suppléant.

Ce marché correspond en réalité au règlement de frais de fret maritime restés impayés par le fournisseur auprès de l'armateur lors de l'acheminement des matériels depuis l'Inde vers le port de Toamasina.

Il est à relever que la demande de virement, l'état de décompte et la facture sont tous datés du 7 octobre 2025, tandis que le bon de commande et la notification du marché ont été établis la veille, le 6 octobre 2025, révélant une procédure de régularisation a posteriori.

Ainsi, l'État s'est substitué au fournisseur pour apurer les dettes de ce dernier envers ses propres prestataires, alors même que les frais de transport maritime avaient déjà été réglés dans le cadre des paiements offshore. Cette dépense ne correspondant à aucune prestation due à l'État et constituant le paiement de dettes privées du fournisseur est une violation directe des règles de la comptabilité publique. En l'espèce, l'État n'avait ni obligation ni justification à engager ou avancer ces frais. La PRMP et l'Ordonnateur secondaire du SGAI ont ainsi engagé irrégulièrement l'État à une dépense sans cause.

De son côté, le Payeur Général d'Antananarivo a procédé à un paiement indu sans vérifier la validité de la créance, en violation de l'article 13 du décret précité. Sa responsabilité est engagée au regard de l'article 11 de l'Ordonnance n°62-081 portant statut des comptables publics.

Les motifs invoqués par le fournisseur ne sont pas fondés. Sa demande, présentée comme une « autorisation de paiement direct des armateurs », revient à faire supporter à l'Administration le règlement de ses propres dettes, alors que les frais de fret avaient déjà été couverts par les paiements effectués au profit de la société X, titulaire du marché.

En conséquence, ce paiement accentue l'atteinte à l'équilibre contractuel au détriment de l'Administration, laquelle a déjà consenti plusieurs concessions financières, notamment la prise en charge du transport terrestre des matériels et la modification, par avenants, des modalités de paiement.

Bien que le fournisseur se soit engagé à déduire le montant concerné du dernier jalon contractuel, l'état des paiements onshore révèle que 73,09% des paiements ont déjà été effectués alors que les prestations restant à réaliser sont encore très conséquentes, notamment l'achèvement de l'installation des matériels et la mise en service de la centrale sans parler du transport terrestre dont le montant sera à défalquer des factures à venir²⁶.

²⁵ Lettre du 7 octobre 2025

²⁶ Cf Annexe n°8 : Planning et situation des paiements onshore

En définitive, cette dépense, ayant pour effet de faire supporter par l'Etat une dette privée du fournisseur, constitue un avantage injustifié accordé à un tiers, susceptible de revêtir une qualification pénale.

Il convient de relever que l'opération en cause est intervenue le 7 octobre 2025, en pleine période de transition institutionnelle. Dans ce contexte d'incertitude, le fournisseur, anticipant un risque quant à la poursuite du contrat, a vraisemblablement cherché à sécuriser sa situation financière en sollicitant de l'Administration le paiement direct de son prestataire maritime. Les agents de l'Administration ont fait droit à cette demande, alors qu'il leur appartenait, au contraire, de préserver les intérêts financiers de l'État et de faire preuve d'une vigilance accrue face aux risques induits par la conjoncture institutionnelle.

II. Projets Sahofika et Volobe

En vertu de la Nouvelle Politique de l'Energie (2015-2030), cinq projets hydroélectriques ont été lancés en 2016 dont les prioritaires sont les projets Sahofika et Volobe.

Le projet Sahofika est un projet de construction d'une centrale hydroélectrique située aux environs d'Antanifotsy dans la région Vakinankaratra. La puissance contractuelle est de 192 MW et la production annuelle prévue est de 1 650 GWh dont 1 500 GWh garanties 24h/24h, y compris en période sèche.

Pour le projet Volobe, la construction est prévue aux environs de Toamasina, dans la région Atsinanana. La puissance à installer est de 121 MW avec une production annuelle moyenne de 750 GWh.

Les fiches de présentation des deux projets sont détaillées *en annexes n°09 et n°010*.

En 2016, des appels d'offre internationale ont été initiés pour les deux projets consistant à un Partenariat Publics Privés : financement, construction, exploitation, maintenance, vente énergie à la JIRAMA. Ainsi, les attributaires se sont constitués en consortium (société de projet de droit Malagasy).

A cet effet, ci-après les constatations relatives à ces deux projets :

2.1. Retard significatif dans la réalisation des deux projets

❖ Pour le projet Sahofika

L'article 9 du contrat de concession du projet Sahofika signé le 15 novembre 2021 précise que : **« Nonobstant l'entrée en vigueur du Contrat à la date de signature et sans préjudice des stipulations de l'Article 34.3, les obligations de construction, d'exploitation et de maintenance visées au Contrat ne produiront d'effets qu'à la date à laquelle l'ensemble des Conditions Préalables sont réalisées ou, le cas échéant, font l'objet d'une renonciation conformément aux stipulations du paragraphe (a) de l'article 10.2 (la date de commencement) ».**

L'article 10 du même contrat de concession précise que : **« (...) chaque partie s'engage à faire ses meilleurs efforts pour remplir ou lever les Conditions Préalables aussitôt que possible après la date de signature et, en tout état de cause, dans les dix-huit (18) mois suivant la date de signature (la date butoir) ».**

Bien que le projet ait été lancé en 2016 par la réalisation des différentes études pour la conception du projet, le contrat de concession et le contrat d'achat d'énergie n'ont été signés qu'au mois de novembre 2021 (soit environ cinq ans plus tard du début du projet).

De plus, à ce jour, soit environ 48 mois ou 4 ans après la signature des contrats, aucun début de travaux n'a été encore constaté pour la construction de la centrale. L'appel d'offres EPC (Engineering, Procurement, Construction) y afférent est encore en cours.

Les causes évoquées pour expliquer ce retard sont :

- les multiples négociations entre les parties dans la réalisation des contrats ;
- le retard de la réalisation du bouclage financier²⁷ ;
- le désistement de l'actionnaire majoritaire de la société de projet chargée d'exécuter Sahofika, qui est spécialisé en bâtiment et travaux publics. Ce qui contraint le consortium à rechercher un nouveau concessionnaire membre.

Les détails des différentes étapes suivies depuis 2020 jusqu'au mois d'octobre 2025 sont présentés *en annexe n°11*.

❖ **Pour le projet Volobe**

L'article 10 du contrat de concession du projet Volobe signé le 26 mai 2023 reprend les mêmes dispositions que l'article 9 du contrat de concession de Sahofika.

Et l'article 11.1 du contrat de Volobe précise que : « (...) *chaque partie s'engage à faire ses meilleurs efforts pour remplir ou lever les Conditions Préalables aussitôt que possible après la date de signature et, en tout état de cause, dans les seize (16) mois suivant la date de signature (la date butoir)* ».

Bien que le projet ait été lancé en 2016 par la réalisation des différentes études pour la conception du projet, le contrat de concession et le contrat d'achat d'énergie n'ont été signés qu'au mois de mai 2023.

De plus, à ce jour, soit environ 30 mois après la signature des contrats, le début des travaux n'a pas été encore lancé. Depuis, le consortium de Volobe se sont concentrés sur la préparation des dossiers d'appel d'offres pour les constructeurs qui seront sélectionnés pour le projet, ainsi que sur la remobilisation des prêteurs du projet.

Le retard de la signature des contrats de Volobe par rapport à ceux de Sahofika réside au fait que des études complémentaires ont été nécessaires sur le terrain par rapport à l'implantation de la centrale (étude géotechnique) et à la pérennisation des espèces endémiques se trouvant sur le site.

Les causes évoquées pour le retard de réalisation du projet sont les multiples négociations entre les parties.

Les détails des différentes étapes suivies depuis 2020 jusqu'au mois d'octobre 2025 sont présentés *en annexe n°12*.

Les conséquences de cette situation sont multiples :

- une augmentation des coûts de construction due à l'inflation ;
- un retard dans la mise à disposition de l'énergie : aggravation du déficit énergétique et maintien de solutions coûteuses (groupes thermiques) ;
- un risque de caducité ou d'inadaptation des études environnementales nécessitant une mise à jour de l'Etude d'Impact Environnemental et Social en raison de l'évolution du contexte.

²⁷ Dans le contrat de concession, le bouclage financier désigne la date à laquelle les conditions des Bailleurs de Fonds pour le premier décaissement au titre des Instruments de Dette sont satisfaites ou ont fait l'objet d'une renonciation.

La situation de la production d'électricité à Madagascar a justifié la prise de mesures exceptionnelles dans le cadre de la déclaration de la situation d'urgence. L'une des solutions trouvées était la fourniture d'une centrale thermique. Les projets SAHOFIKA et VOLOBE qui constituent des solutions de loin plus durables méritent d'être initiés le plus tôt possible et ne pas souffrir de telles attentes. D'autant plus que Madagascar dispose d'un grand potentiel en matière d'énergie hydroélectrique, une énergie estimée être stable, pérenne et respectueuse de l'environnement.

Ainsi, la Cour recommande au Gouvernement sous l'impulsion du MEH de mettre en place un pilotage renforcé au niveau de l'Etat, afin d'assurer la cohérence des décisions, l'arbitrage rapide des blocages et la sécurisation globale du projet.

2.2. Intégration d'un nouvel actionnaire majoritaire « Fonds Souverain Malagasy » dans le consortium chargé d'exécuter Volobe

En juillet 2022, la société de projet a informé l'Etat que l'actionnaire et constructeur d consortium a souhaité se retirer du Projet Hydraulique Prioritaire (PHP) Sahofika. Le consortium perd ainsi son principal partenaire technique.

Au mois de Février 2024, le Fonds Souverain Malagasy (FSM) est proposé à devenir actionnaire majoritaire dans le consortium. Un Aide-Mémoire est, ainsi, signé, dans lequel sont inscrites les prochaines étapes du projet, y compris le lancement de l'appel d'offres pour la sélection d'un contractant EPC qui se chargera de la construction de la centrale.

Depuis Mai 2025, le FSM avec les deux autres actionnaires s'emploient à finaliser les contrats de cession en vue de permettre l'entrée officielle de FSM dans la société de projet. Toutefois, les négociations se prolongent de manière significative, en raison de la mise à l'ordre du jour récurrente de nouveaux points par les deux actionnaires notamment :

- sur le traitement des conséquences fiscales du transfert des créances compte courant d'associé, les deux autres sociétés du consortium refusant de payer tout impôt qui puisse être levé sur ce transfert ;
- sur l'audit des frais de développement encourus par la société de projet suite à la signature du Contrat de concession en novembre 2021.

Après les différentes négociations effectuées et que les conditions suspensives au transfert au FSM des actions dans la société de projet ont été satisfaites au mois de septembre 2025, le FSM est donc maintenant actionnaire à 49%.

Cette intégration du FSM comme actionnaire majoritaire présente des risques majeurs :

- c'est une société nouvellement créée en 2021 avec un capital de 10 000 000 000 Ariary²⁸ et qui s'engage dans un investissement de grande envergure alors que les ressources du fonds sont constituées généralement par les ressources détenues transférées, cédées par l'Etat ;
- le FSM n'est spécialisé ni dans le domaine de l'ingénierie, ni dans le secteur de l'électricité, ni dans le domaine de sûreté, contrairement aux autres actionnaires du consortium (Les autres sociétés du consortium disposent de compétences spécifiques dans le domaine de l'énergie et constituent une plateforme industrielle panafricaine spécialisée dans la gestion des services publics ainsi que dans la production d'eau et d'électricité) ;

²⁸ Loi n°2021-024 du 29 septembre 2021 portant création d'un Fonds Souverain Malagasy ou FSM

- l'utilisation règlementée des ressources du fonds. En effet, les fonds doivent être déposés sur un compte spécial à la Banque Centrale de Madagascar et la société a l'obligation de constituer des réserves dont le taux est fixé par Décret pris en Conseil des Ministres.²⁹ De ce fait, le fonds a l'obligation de constituer des réserves dont le taux est fixé à 15% de son résultat net annuel et que l'Etat ne peut utiliser ses fonds de réserves au cours des dix premières années suivant sa constitution. De plus, même après cette période initiale, l'Etat ne pourra utiliser qu'une fraction du fonds constitué, qui ne peut dépasser 15% du montant total des réserves accumulées³⁰.

Mais les modalités d'intégration du FSM comme actionnaire majoritaire dans la société de projet ne sont pas connues à ce jour par le MEH.

En effet, suite aux réponses à la demande de renseignements en date du 21 décembre 2025 sur les procédures déjà entamées à l'entrée du FSM dans la société de projet, le responsable auprès du MEH a affirmé l'existence d'un document dénommé « Share Purchase Agreement (SPA-2) », ayant fait l'objet de plusieurs séances de travail mais, à ce jour, l'information relative à sa signature n'a pas pu être confirmée ; celle-ci conditionnerait l'entrée du Fonds Souverain Malagasy au capital à hauteur de 49%.

En outre, les responsables au niveau du FSM n'ont pas pu être approchés pour confirmer les procédures déjà effectuées.

²⁹ Article 3 et article 6 de la loi n°2021-024 du 29 septembre 2021

³⁰ Décret n° 2024 -1098 du 08 mai 2024 fixant le décret des réserves à constituer par le Fonds Souverain Malagasy

CONCLUSION

Certes, par le biais du MEH, l'Etat Malagasy a fourni des efforts pour chercher des solutions afin de pallier les problèmes récurrents de la production d'énergie à Madagascar. En effet, cette insuffisance de la production énergétique engendre de nombreux problèmes sociaux et économiques importants.

Une solution déjà entamée est l'importation d'une centrale thermique, de l'Inde pour renforcer la production d'électricité au niveau du Réseau Interconnecté d'Antananarivo ou RIA. Pour ce faire, l'Etat a eu recours à des mesures exceptionnelles dans le cadre d'une situation d'urgence. Toutefois, force est de constater que, initié en Octobre 2021, le projet n'est pas encore finalisé en Février 2026, cinq années plus tard. Ce retard soulève des questions sur le fondement de la situation d'urgence.

D'autant plus, les centrales hydroélectriques de Sahofika et Volobe, qui constituent une solution stable et durable, ont été initiées en 2016 mais les travaux y afférents n'ont même pas commencé en 2026. L'Etat en est encore au stade de négociation. Aucune mesure traduisant l'accélération des opérations n'a été prise.

Ainsi, il revient à se demander sur l'adéquation entre la vision de l'Etat à chercher des solutions idoines et pérennes aux problèmes liés à la production énergétique et ses actions pour y parvenir.

Par ailleurs, les constats relevés témoignent d'une gestion entachée d'irrégularités et non performante du projet 105 MW et une gestion laxiste des projets Sahofika et Volobe.

Enfin, la Cour tient à rappeler qu'elle effectuera un suivi des recommandations formulées. Certains aspects connexes n'ont pas été examinés dans le cadre du présent audit en raison de la portée et des limites mentionnés initialement. Ils méritent cependant d'être analysés lors de missions ultérieures afin d'assurer une couverture d'audit complète et d'appréhender l'ensemble des risques liés au dispositif.

ANNEXES

Annexe n°01 : Réponses de la demande de renseignement complémentaire auprès du PDG de la société X titulaire du marché

Monsieur,

Dans le cadre de l'audit sur la gestion du patrimoine du Ministère de l'Energie et des Hydrocarbures effectué par la Cour des Comptes, veuillez produire les renseignements/explications complémentaires évoqués ci-dessous dans le plus bref délai.

Veuillez agréer, Monsieur le Président Directeur Général, nos remerciements anticipés.

Demande	Réponses
L'autorité contractante vous a-t-elle demandé de fournir une liste des travaux ou prestations similaires exécutés au cours des trois (3) à cinq (5) dernières années, assortie des pièces justificatives correspondantes, notamment les bons de livraison et les procès-verbaux de réception signés par les maîtres d'ouvrage concernés ?	Il est précisé que ces exigences n'ont pas été formulées ni demandées au cours des négociations contractuelles. L'entreprise a été contactée par l'ancien conseiller en électricité de la Présidence afin d'identifier une centrale électrique HFO d'occasion À la suite de plusieurs démarches de sourcing sur le marché des équipements d'occasion, une proposition portant sur une centrale électrique HFO d'une capacité de 105 MW, située en Inde, a été soumise.
L'autorité contractante vous a-t-elle exigé de fournir les justificatifs de capacité financière : états financiers des trois dernières années signés par un expert-comptable, quitus fiscaux à jour, et attestation de chiffre d'affaires suffisants pour exécuter le marché ?	non

L'autorité contractante vous a-t-elle demandé de produire les pièces justificatives attestant de votre capacité financière, notamment les états financiers des trois (3) dernières années certifiées par un expert-comptable, les quitus fiscaux en cours de validité, ainsi qu'une attestation relative à un chiffre d'affaires suffisant pour assurer la bonne exécution du marché ?	Non, the only request we received were related to the industrial competence of the Director of the company. Voir annexe 1.
--	--

Annexe n°02 : Interprétation du résultat d'analyse



INTERPRETATION DU RESULTAT D'ANALYSE

[REDACTED]
ECHANTILLON : FO Livraison AKSA par CC : 6647 TAN

Date prélèvement : 11/09/2025

Date d'analyse : 12/09/2025

L'échantillon de fuel oil 180 a présenté, lors de l'analyse, une **viscosité mesurée de 182,5 cSt à 50 °C**, alors que la spécification en vigueur pour ce produit fixe la valeur maximale à 180 cSt. L'écart constaté est donc de 2,5 cSt, soit environ 1,4 % au-dessus de la limite.

Compte tenu de la **répétabilité et de l'incertitude propres à la méthode d'essai (ASTM D445)**, cet écart reste **marginal** et peut être attribué à la variabilité analytique. Par ailleurs, une viscosité de 182,5 cSt ne présente **aucun impact significatif sur l'exploitation** du produit, sous réserve que l'ensemble des autres paramètres soient conformes aux spécifications en vigueur, qui est notre cas.

Conclusion :

Bien que le résultat mette en évidence une **non-conformité marginale** par rapport à la limite de viscosité, il est **jugé acceptable pour l'exploitation**. Le produit ne pose pas de problème technique à l'utilisation dans les installations prévues pour le fuel oil 180.



[REDACTED]
Pj : Résultat d'analyse

Annexe n°03 : Photo du terrain de la JIRAMA en litige



Annexe n°04 : Programme d'acheminement des matériels suivant l'offre du fournisseur et le projet proposé par la JIRAMA

❖ DELIVERY TIME

In order to comply with 12 months construction time as per below preliminary draft, an accurate and detailed timeline will be provided at contract signing.

Preliminary time frame Project 105 MW Ambohimambola project

Tas description	Days	Remarks
Power Plant Dismanting	120	Parallelly at contract signed
Civil engineering	150	Parallelly at contract signed
Road Transport India	5	
Sea Freight to MDG & MUR	24	
Air freight MUR - MDG	7	
Road Transport MDG	10	Subject to local clearance
Installation and commissioning	180	
TOTAL DAYS	376	

❖ DANS LE PROJET PROPOSE PAR JIRAMA

Calendrier préliminaire Projet 105 MW Ambohimambola

Description de la tâche	Jours	Remarques
Démantèlement de la Centrale électrique	120	Parallèlement à la signature du contrat
Génie civil	150	Parallèlement à la signature du contrat
Transport routier Inde	5	
Fret maritime PORT de TAMATAE et MAURICE	24	
Fret aérien par Antonov Maurice-Ivato	7	
Transport routier Tamatave - Antananarivo	10	Sous réserve des dispositions locales
Installation et mise en service	180	
TOTAL DES JOURS	376	

Annexe n°05 : Réponses de l'Ordonnateur secondaire à la demande de renseignement qui lui a été adressée



COUR DES COMPTES

Antananarivo, le 17 décembre 2025

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS COMPLEMENTAIRES

Adressée par [REDACTED]
à
Monsieur l'Ordonnateur Secondaire au niveau du Service d'Appui
Institutionnel

Monsieur,

Dans le cadre de l'audit sur la gestion financière du Ministère de l'Energie et des Hydrocarbures effectué par la Cour des Comptes, veuillez produire les renseignements/explications complémentaires évoqués ci-dessous dans le plus bref délai.

Veuillez agréer, Monsieur, nos remerciements anticipés.

Demande	Réponses
Dans le cadre du marché n° 01-21/MEH/PRMP/UGPM/GG/HFO du 26 octobre 2021 relatif aux fournitures de matériels d'investissement pour le renforcement de la production énergétique (centrale thermique 105MW), veuillez expliquer la non utilisation du taux de change ¹ stipulé dans le marché durant la liquidation et le mandatement des factures de la Société TRIGU ?	Les motifs de la non utilisation du taux de change stipulé dans le marché lors du mandatement : - Le montant du virement effectué par le BFM est le montant en devise (USD) dans l'état de décompte, mais pas le montant en Ariary, (Cf, exemple copie Swift BFM) ; - Le Taux de change de 3.939,96 Ariary stipulé dans le marché est erroné après vérification sur le site de la BFM. (Cf Taux de change publié par BFM en date du 20/10/2021).

¹ L'article 2 al3 du marché, tous les paiements à réaliser en monnaie différente de Ariary seront effectués sur la base du cours publié par la Banque centrale de Madagascar en vigueur le 20 octobre 2021. Le taux de change du 20/10/21 stipulé dans le marché est d'Ariary 3.939,96 Ariary pour 1 dollar

	• Pour éviter l'émission d'un mandat de régularisation ultérieur, dû à la différence de cours. (Dans la pratique, le PGA nous demande d'émettre un mandat de régularisation pour apurer ces écritures. Cf Exemple de demande No 200-2017-MFB/SG/DGT/DCP/PGA/Sec du 07/07/2017
Veillez expliquer pourquoi les traitements de certaines factures (INV0023, INV0033, INV0034, INV0035, INV0043) au niveau de votre Service ont-ils pris plus de quarante (40) jours??	Le traitement des factures No INV0023, INV0033, INV0034, INV0035, INV0043 ont été retardé à notre niveau pour cause : Attente des instructions des Autorités Supérieurs et de la non disponibilité de crédit. En effet, la décision de paiement, ordonnant le versement au compte 46778 n'a été signé que le 09/10/2023. Sans cette décision, le traitement ne peut débuter. (Cf copie de la Décision No 128-2023/MEF/SG/SCGAI/ORDSEC du 09/10/2023, et Avis de Crédit en date du 12/10/2023

Le Chef de mission

*L'Ordonnateur Secondaire du Service
d'Appui Institutionnel*



Annexe n°06 : Tableau récapitulatif des factures liquidées et ordonnancées avec des taux de change différent de celui stipulé dans le marché, ainsi que les pertes de change engendrées

Ref facture	Objet de la facture	Montant de la facture en USD	Taux stipulé dans le contrat	Montant de la facture en Ariary suivant cours mentionné dans le contrat	Pertes de change au niveau de la liquidation		
					Cours utilisé dans l'état de décompte	Montant liquidé dans l'état de décompte (Ariary)	Pertes de change
INV0018	Paielement 1er tranche (30% offshore et 5% onshore)	6 312 465,00	3 939,96	24 870 859 601,40	3 947,75	24 920 033 703,75	49 174 102,35
INV0022	Paielement 10% onshore sur présentation du PV de commencement des travaux de Génie Civil et de la facture correspondante	925 146,90	3 939,96	3 645 041 780,12	3 992,66	3 693 797 021,75	48 755 241,63
INV0020	15% offshores, sur présentation du PV de commencement du démantèlement des matériels et de la facture correspondante	2 924 945,85	3 939,96	11 524 169 651,17	4 001,64	11 704 580 311,19	180 410 660,02
INV0026	Paielement du 6,67% offshores, à l'arrivée de la 1ère expédition des fournitures au port Tamatave, sur présentation du bon de livraison des fournitures et la facture correspondante (suivant avenant n°06) et du 1/3 du 5% onshore sur présentation des documents de transport terrestre des matériels vers Antananarivo et de la facture correspondante	1 454 167,08	3 939,96	5 729 360 128,52	4 391,93	6 386 600 023,66	657 239 895,14
INV0023	Paielement 1ère tranche sur l'attachement de 25% relatif à la présentation des documents de titre de transport maritime et d'assurance au moment de l'embarquement des matériels à destination de Madagascar et de la facture correspondante	1 624 969,92	3 939,96	6 402 316 486,00	4 299,71	6 986 899 414,72	584 582 928,72
INV0028	Paielement 10% offshore sur présentation du PV d'achèvement du démantèlement des matériels et de la facture correspondante	1 949 963,90	3 939,96	7 682 779 767,44	4 402,25	8 584 228 578,78	901 448 811,34
INV0032	Paielement 2ème tranche sur l'attachement de 25% relatif à la présentation des documents de titre de transport maritime et d'assurance au moment de l'embarquement des matériels à	1 624 969,92	3 939,96	6 402 316 486,00	4 399,71	7 149 396 406,72	747 079 920,72

Ref facture	Objet de la facture	Montant de la facture en USD	Taux stipulé dans le contrat	Montant de la facture en Ariary suivant cours mentionné dans le contrat	Pertes de change au niveau de la liquidation		
					Cours utilisé dans l'état de décompte	Montant liquidé dans l'état de décompte (Ariary)	Pertes de change
	destination de Madagascar et de la facture correspondante						
INV0033	Païement du 1/3 du 5% onshore sur présentation des documents de transport terrestre des matériels vers Antananarivo et de la facture correspondante	154 191,15	3 939,96	607 506 963,35	4 449,86	686 129 030,74	78 622 067,39
INV0034	Païement du 6,67% offshores, à l'arrivée de la 1ère expédition des fournitures au port Tamatave, sur présentation du bon de livraison des fournitures et la facture correspondante (suivant avenant n°06)	1 299 975,93	3 939,96	5 121 853 165,16	4 455,16	5 791 600 764,30	669 747 599,14
INV0035	Païement du 10% onshore sur présentation du PV de commencement de l'installation des matériels et de la facture correspondante	925 146,90	3 939,96	3 645 041 780,12	4 455,16	4 121 677 463,00	476 635 682,88
INV0043	Païement 3ème tranche sur l'attachement de 25% relatif à la présentation des documents de titre de transport maritime et d'assurance au moment de l'embarquement des matériels à destination de Madagascar et de la facture correspondante	1 624 969,00	3 939,96	6 402 312 861,24	4 354,61	7 076 110 263,33	673 797 402,09
INV0044	4,31% du montant offshore sur présentation du PV d'expédition des fournitures restant en Inde en présence d'un représentant de l'autorité contractante (suivant avenant n°06)	841 200,00	3 939,96	3 314 294 352,00	4 614,08	3 881 364 096,00	567 069 744,00
INV0050	Païement du 2,35% offshores, à l'arrivée de la 3ème et dernière expédition des fournitures au port Tamatave, sur présentation du bon de livraison des fournitures et la facture correspondante	458 775,93	3 939,96	1 807 558 813,16	4 496,38	2 062 830 916,13	255 272 102,97
TOTAL		22 120 887,48		87 155 411 835,70		93 045 247 994,07	5 889 836 158,37

Sources : Marché n° 01-21/MEH/PRMP/UGPM/GG/HFO du 26 octobre 2021 relatif aux fournitures de matériels d'investissement pour le renforcement de la production énergétique, Factures du fournisseur titulaire du marché, Etats de décompte et Avis de crédits établis par l'Ordonnateur secondaire du Service d'Appui Institutionnel

Annexe n°07 : Tableau récapitulatif des paiements déjà effectués par la BCM au profit du titulaire du marché, ainsi que les pertes au change engendrées pour chaque paiement et qui ont été supportées par l'Etat

Ref facture	Objet de la facture	Montant de la facture en USD	Taux stipulé dans le contrat	Montant de la facture en Ariary suivant cours mentionné dans le contrat	Pertes de change au niveau du paiement effectif		
					Taux utilisé par BCM	Montant viré par BCM (Ariary)	Pertes
INV0018	Paielement 1er tranche (30% offshore et 5% onshore)	6 312 465,00	3 939,96	24 870 859 601,40	3 980,84	25 128 913 170,60	258 053 569,20
INV0022	Paielement 10% onshore sur présentation du PV de commencement des travaux de Génie Civil et de la facture correspondante	925 146,90	3 939,96	3 645 041 780,12	4 018,24	3 717 462 279,46	72 420 499,34
INV0020	15% offshores, sur présentation du PV de commencement du démantèlement des matériels et de la facture correspondante	2 924 945,85	3 939,96	11 524 169 651,17	4 088,67	11 959 138 348,52	434 968 697,35
INV0026	Paielement du 6,67% offshores, à l'arrivée de la 1ère expédition des fournitures au port Tamatave, sur présentation du bon de livraison des fournitures et la facture correspondante (suivant avenant n°06) et du 1/3 du 5% onshore sur présentation des documents de transport terrestre des matériels vers Antananarivo et de la facture correspondante	1 454 167,08	3 939,96	5 729 360 128,52	4 392,73	6 387 763 357,33	658 403 228,81
INV0023	Paielement 1ère tranche sur l'attachement de 25% relatif à la présentation des documents de titre de transport maritime et d'assurance au moment de l'embarquement des matériels à destination de Madagascar et de la facture correspondante	1 624 969,92	3 939,96	6 402 316 486,00	4 449,01	7 229 507 423,78	827 190 937,78
INV0028	Paielement 10% offshore sur présentation du PV d'achèvement du démantèlement des matériels et de la facture correspondante	1 949 963,90	3 939,96	7 682 779 767,44	4 392,73	8 565 664 922,45	882 885 155,01

Ref facture	Objet de la facture	Montant de la facture en USD	Taux stipulé dans le contrat	Montant de la facture en Ariary suivant cours mentionné dans le contrat	Pertes de change au niveau du paiement effectif		
					Taux utilisé par BCM	Montant viré par BCM (Ariary)	Pertes
INV0032	Païement 2ème tranche sur l'attachement de 25% relatif à la présentation des documents de titre de transport maritime et d'assurance au moment de l'embarquement des matériels à destination de Madagascar et de la facture correspondante	1 624 969,92	3 939,96	6 402 316 486,00	4 300,59	6 988 329 388,25	586 012 902,25
INV0033	Païement du 1/3 du 5% onshore sur présentation des documents de transport terrestre des matériels vers Antananarivo et de la facture correspondante	154 191,15	3 939,96	607 506 963,35	4 449,01	685 997 968,26	78 491 004,91
INV0034	Païement du 6,67% offshores, à l'arrivée de la 1ère expédition des fournitures au port Tamatave, sur présentation du bon de livraison des fournitures et la facture correspondante (suivant avenant n°06)	1 299 975,93	3 939,96	5 121 853 165,16	4 511,78	10 039 264 681,94	1 272 369 736,65
INV0035	Païement du 10% onshore sur présentation du PV de commencement de l'installation des matériels et de la facture correspondante	925 146,90	3 939,96	3 645 041 780,12			
INV0043	Païement 3ème tranche sur l'attachement de 25% relatif à la présentation des documents de titre de transport maritime et d'assurance au moment de l'embarquement des matériels à destination de Madagascar et de la facture correspondante	1 624 969,00	3 939,96	6 402 312 861,24	4 429,38	7 197 609 264,25	795 296 403,01
INV0044	4,31% du montant offshore sur présentation du PV d'expédition des fournitures restant en Inde en présence d'un représentant de l'autorité contractante (suivant avenant n°06)	841 200,00	3 939,96	3 314 294 352,00	4 686,63	3 942 393 156,00	628 098 804,00
INV0050	Païement du 2,35% offshores, à l'arrivée de la 3ème et dernière expédition des fournitures au port Tamatave, sur présentation du bon de livraison des fournitures et la facture correspondante	458 775,93	3 939,96	1 807 558 813,16	4 468,74	2 050 150 349,43	242 591 536,27
TOTAL		22 120 887,48		87 155 411 835,70		93 892 194 310,27	6 736 782 474,57

Sources : Marché n° 01-21/MEH/PRMP/UGPM/GG/HFO du 26 octobre 2021 relatif aux fournitures de matériels d'investissement pour le renforcement de la production énergétique, Factures du fournisseur titulaire du marché, Ordres de virement établis par le PGA, Avis d'opérer de la BCM, code SWIFT

Annexe n°08 : Planning et situation de paiement onshore

N°	% PAIEMENT	MONTANT	PAIEMENT EFFECTUE	RESTE A PAYER	CONDITIONS
1	5	462 573, 45	462 573, 45		A titre d'avance sur demande du fournisseur
2	10	925 146,90	925 146,90		Sur présentation du PV de commencement des travaux de Génie civil et de la facture correspondante
3	5	462 573,45	308 382,30	154 191,15	Sur présentation des documents de transport terrestre des matériels vers Antananarivo et de la facture correspondante
4	10	925 146,90	925 146,90		Sur présentation du PV de commencement de l'installation des matériels et de la facture correspondante
5	60	5 550 881,40		5 550 881,40	Sur présentation du PV d'achèvement de l'installation des matériels et de la facture correspondante
6	10	925 146,90		925 146,90	Sur présentation du PV de réception de la centrale, de sa mise en service et de l'injection au jeu de barres 63 kv de la sous station JIRAMA d'Ambohimambola et de la facture correspondante
TOTAL		9 251 469,00	2 621 249,55	6 630 219,45	

Source : Société X, titulaire du marché

Annexe n°09 : Fiche de présentation du projet hydroélectrique Sahofika

Site	SAHOFIKA
Localisation	Faritany : Antananarivo/ Toamasina Région : Vakinankaratra/Alaoatra Mangoro District : Antanifotsy/Anosibe An'ala
Nom de la rivière/fleuve	Onive
Coordonnées	19°45'42 ''S ; 47°52'11''E
Voie d'accès	100 km au sud-est d'Antananarivo, raccordé au réseau interconnecté d'Antananarivo
Zone/Population cibles	Zones desservies par le Réseau Interconnecté Antananarivo Evacuation dans les régions Est et du Sud après interconnexions des réseaux Toamasina et Fianarantsoa
Puissance à installer	205 MW, avec extension optionnelle à 300 MW
Puissance contractuelle	192 MW
Production annuelle	1 650 GWh, dont 1 500 GWh garanties 24h/24h y compris en période sèche
Ligne d'évacuation	110 km entre Antanifotsy et Sahofika, 220 kV. Postes Antanifotsy et Sahofika
Routes d'accès	Renouvellement route existante de 60 km entre Antanifotsy à Belanitra Expansion et nouvelle route entre Belanitra et site du barrage sur 32km
Bailleurs de fonds	Banque Africaine de Développement (BAD) (Chef de file des prêteurs)
Population affectée par le projet	365 ménages correspondant à 2 100 personnes
Zone de relocalisation	Fisoronana, Commune de Belanitra
Appel d'Offre Développeur	AOIR n°001/15/MEH lancé le 25 mai 2015
Accord de projet	02 décembre 2016
Permis environnemental	08/20MEDD/ONE/DG/PE du 23 mars 2020
Contrats signés le 15/11/2021	Contrat d'Achat d'Energie avec la JIRAMA
Principaux impacts	Contrat de Concession avec le Ministère de l'Energie et des Hydrocarbures Baisse de la part thermique dans le mix énergétique de 30% à 5% Réduction de 30% du coût de service moyen de la JIRAMA Réduction des émissions de CO2 : 800 milles tonnes par an.
Coût du Projet	CAPEX : environ 700 millions d'Euro dont Route+ligne+Poste+Programme d'Action de Relocalisation : 100 786 502 € OPEX : environ 250 millions d'Euro
Participation de l'Etat dans la Société	49% estimée à 100 millions d'euros à titre de part du Fonds Souverain de Madagascar. Au capital du Consortium : - Prêt BAD : 3 213 000 UC (4 498 200 USD) ratifié en juillet 2022 - Don BAD : 7 000 UC - Don UE : 13 millions EUR : en attente de Convention entre UE et BAD - Prêt OFID : 13 millions EUR : à confirmer BAD : possibilité d'octroyer un financement concessionnel avec une enveloppe à déterminer.

Source : MEH

Annexe n°10 : Fiche de présentation du projet hydroélectrique Volobe

Site	Volobe
Localisation	Faritany : Toamasina Région : Atsinanana District : Toamasina II
Nom de la rivière/fleuve	Ivondro
Coordonnées	18°13'20''S ; 49°09'20''E
Voie d'accès	55 km approximativement de la ville de Toamasina. La bifurcation vers Volobe se trouve un peu avant le village de Fanandrana à 25 km de Toamasina sur la RN2
Zone/Population cibles	Zone Desservie par le Réseau Interconnecté de Toamasina (RIT) Evacuation dans les zones desservies par le Réseau Interconnecté Antananarivo (RIA) avec la construction de PRIRTEM 1 Projet d'extension future vers Fénérive-Est et vers Vatomandry-Mahanoro
Puissance à installer	121 MW au fil de l'eau avec capacité de peaking journalier
Productible annuelle moyenne	750 GWh
Ligne d'évacuation	20 km entre Volobe et Toamasina, 220 kV. Postes Toamasina
Route d'accès	Réhabilitation route d'accès existante et pont pour franchissement de l'Ivondro
Appel d'Offre	AOIR n° 001/15/MEH lancé le 25 mai 2015
Accord de projet	02 décembre 2016
Permis environnemental	Délivré le 22 Décembre 2022
CONTRATS signés le 26 Mai 2023	Contrat d'achat d'Energie avec la JIRAMA Contrat de Concession avec le Ministère de l'Energie et des Hydrocarbures Protocole de Révision des CAE-CC
Principaux impacts	Baisse de la part de la thermique dans le mix énergétique de 30% à 5% Réduction de 30% du cout de service moyen de la JIRAMA Réduction des émissions de CO ₂ .
Coût du Projet	CAPEX 493.740.053 € OPEX : 171 653 047 €

Situation actuelle au niveau Partie Malagasy : NEGOCIATION DE FINANCEMENT PRIVE ET PUBLIC ORGANISATION DE TOUR DE TABLE DES BAILLEURS EN COURS PRIORISATION A FAIRE ET A PRESENTER EN CM	Situation d'avancement : <u>Aspects foncier-social-environnemental</u> - Enquête <i>commodo</i> et <i>incommodo</i> effectuée ; - Etudes sociaux-environnementales en cours : Plan de pré mobilisation, PAR, PAB, étude spécifique sur le Bedotia, Eflow ; - Décret de Déclaration d'Utilité Publique des emprises du Projet signée ; - Etat parcellaire en cours de validation, CAE à constitué en mai- juin de cette année pour évaluation des indemnisations et Compensation à faire. <u>Aspects techniques et appel d'offre en cours</u> - Pré qualification pour la désignation d'un short List en cours présentation au MEH courant mars 2025 ; - Adaptation de l'APD en cours suite à la réévaluation des crues extrêmes et intégration dans les documents d'AO pour lancement en juin-juillet 2025. <u>Aspects financiers</u> • Concessionnels : - Banque Européenne d'Investissement (BEI) et Union Européenne (UE) : don et prêt concessionnel conditionné par l'entrée d'un partenaire technique au projet et l'octroi d'une PRG de la Banque Mondiale ; - Asian Infrastructure Investment Bank (AIIB) : prêt concessionnel ; - OPEC FUND : dette concessionnelle ; - Banque Arabe pour le Développement Economique en Afrique (BADEA) : possibilité d'octroyer un financement concessionnel ; - Banque Mondiale (BM) : discussions initiées avec le nouveau représentant du bureau de Madagascar ; - Sollicitation de l'AFD (avec d'autres bailleurs) par le MEF pour financement et dons concessionnels. • Projet financé DOCUMENTS EN PREPARATION POUR SIGNATURE - IFC Lead Arranger - Loi de DFC, PROPARCO, FMO, DGE, BII, AFDB, TDB, AFD, - La nouvelle société finance le projet mais pas encore actionnaire. - Entrée de la nouvelle société dans le consortium par la signature du pacte d'actionnaire en mars 2025 - Possibilité de signé l'avenant au CC pour intégrer la nouvelle société comme actionnaire le 23 avril
---	--

Source : MEH

Annexe n°11 : Détails des étapes suivies dans les négociations relatives au projet Sahofika

Dates	Evènements	Observations
Avril 2020	Sursis de la signature des contrats de concession et d'achat d'électricité par la Présidence.	La Présidence de la République de Madagascar s'oppose à la signature des contrats car elle estime les projets trop chers et les tarifs de sortie trop élevés.
Avril 2020 à juin 2021 (un peu plus d'un an)	Peu ou pas d'activités sur les PHPs (période qui coïncide en bonne partie avec la pandémie COVID-19)	-
Juin 2021	Reprise des discussions avec les consortiums	La Présidence s'intéresse aux PHPs et le Conseiller spécial de M. le Président de la République prend en charge la planification des projets au nom de la Présidence
Juin 2021 à juillet 2021	Élaboration d'une solution avec le consortium pour relancer le PHP Sahofika	Il s'agit de s'entendre sur un protocole en vertu duquel les termes et conditions des contrats de concession et d'achat d'électricité seront révisés afin de satisfaire aux exigences de la Présidence, notamment en ce qui a trait aux objectifs tarifaires du projet. Le protocole, document juridique non-contraignant, vient indiquer comment les contrats seront modifiés via des avenants à une date ultérieure (préalablement au bouclage financier du projet).
Août 2021 à novembre 2021	Négociations du protocole de révision des contrats pour le PHP Sahofika	Le 15 novembre 2021, après de longues négociations, les contrats et le protocole Sahofika sont signés. Le protocole cristallise les conditions de la Présidence pour la poursuite du projet.
Décembre 2021 à juin 2022	Efforts d'optimisation des coûts EPC et O&M du projet Sahofika	Multiplication des échanges visant à optimiser principalement les coûts EPC et O&M, et autres coûts, conformément au protocole. Ces efforts sont globalement infructueux, le consortium refusant les pistes proposées par l'Autorité Concédante et ses conseils.
Juin et juillet 2022	Mission à Antananarivo pour trouver des solutions à l'impasse aux efforts d'optimisation des coûts du PHP Sahofika.	Durant cette mission, le consortium a informé l'Autorité Concédante que l'actionnaire et constructeur dans la société de projet souhaite se retirer du PHP Sahofika. Le consortium perd ainsi son contractant pour construire la centrale, et principal partenaire technique.
Juillet 2022 à mai 2023	Discussions entourant le démarrage des travaux de la route d'accès Sahofika et l'utilisation du prêt du Fonds africain de développement (FAD) afin de financer la prise de participation de l'Etat malagasy (via une entité publique détenue par l'Etat).	Le FAD a mis à la disposition de l'Etat malagasy, via le Ministère de l'Economie et des Finances, un prêt d'environ 2,5 millions USD pour aider au financement de la prise de participation de l'Etat dans le projet. L'option d'utiliser ce prêt pour démarrer la construction de la route d'accès est étudiée (et ainsi permettre de débiter le développement du projet). Le prêt FAD contient des conditions préalables incompatibles avec le financement d'une prise de participation étatique dans un projet tel que le PHP Sahofika (par exemple, en ne permettant le décaissement des fonds qu'à la clôture financière du

		projet). L'idée d'utiliser le prêt FAD pour démarrer la construction de la route d'accès est abandonnée. Le consortium Sahofika présente une « feuille de route » pour redresser et relancer le projet. Un temps considérable est consacré au traitement des sujets de ladite feuille de route.
Mai 2023	Mission à Antananarivo pour trouver des solutions au financement et lancement de l'appel d'offres pour la route d'accès Sahofika.	Des discussions ont lieu avec le Ministère des Travaux Publics au sujet du financement et de la construction (réhabilitation) de la route d'accès Sahofika.
Juin 2023 à janvier 2024	Impasse sur les sujets feuille de route, sur la recherche de financement et la réhabilitation de la route d'accès Sahofika, et transmission d'un courrier de résiliation du Contrat de Concession par le consortium	Les échanges se multiplient sur les sujets feuille de route mais aucune solution n'est trouvée sur les principaux points de désaccord. Le consortium demande notamment de : - établir de nouveaux objectifs tarifaires qui tiennent compte de l'évolution des coûts de financement de la dette senior du projet et du coût EPC projeté ; - abandonner les efforts d'optimisation du coût O&M ; - proroger la date butoir pour la levée des conditions préalables au titre du Contrat de Concession ; - augmenter l'indemnité payable en cas de résiliation du Contrat de Concession pour non-atteinte du bouclage financier.
Février 2024	Mission à Antananarivo pour relancer le projet Sahofika	Des rencontres sont organisées entre la Présidence, le MEH, les deux sociétés du consortium en présence d'une délégation de représentants de la Présidence de la BAD. Il est décidé de poursuivre le projet. Suite au retrait, de l'actionnaire majoritaire de la société de projet, le Fonds Souverain Malagasy deviendra actionnaire à 49%. Un Aide-Mémoire est signé, dans lequel sont inscrites les prochaines étapes du projet, y compris (i) le lancement de l'appel d'offres pour la sélection d'un contractant EPC qui remplacera la société constructeur actionnaire, (ii) la conclusion d'un avenant au protocole de révision des contrats, et (iii) la conclusion de contrats.
Mars 2024 au Mai 2024 (date de signature de l'avenant au protocole de révision)	Négociation et rédaction de l'avenant au protocole de révision et des premières versions des contrats de cession	L'avenant au protocole de révision est l'objet de nombreuses itérations et de plusieurs rounds de discussions entre les parties. L'avenant sera finalement signé le 16 mai 2024. En parallèle, en avril, les parties rédigent et s'échangent les premières versions des contrats de cession (les « Share Purchase Agreement ou SPA 1 et SPA 2 »).
Mai 2024 à Octobre 2025	Négociations et rédaction des SPA 1 et SPA 2; mise en oeuvre de l'appel d'offres EPC; sélection par le ministère des Travaux Publics du contractant qui réhabilitera la route d'accès Sahofika	Depuis mai 2025, le Fonds souverain malagasy (le « FSM »), les deux autres sociétés du consortium tentent de finaliser les contrats de cessions, communément appelés les SPA 1 et SPA 2, pour permettre l'entrée officielle du FSM dans la société de projet. Les négociations entourant le SPA 2 en

		particulier prennent un temps considérable, de nouveaux sujets étant constamment mis de l'avant (notamment sur le traitement des conséquences fiscales du transfert des créances compte courant d'associé, les deux sociétés du consortium refusant de payer tout impôt qui puisse être levé sur ce transfert). L'audit des frais de développement encourus par le consortium suite à la signature du Contrat de Concession en novembre 2021 s'avère également très compliqué, les deux sociétés du consortium se montrant peu intéressés à assister le FSM et ses conseils dans cette démarche. Le projet de pacte d'actionnaire, ainsi que le SPA 2, seront finalement signés dans le cadre de l'Africa Energy Forum (AEF) à Cape Town en juin 2025. Les conditions suspensives du SPA 2 au transfert au FSM des actions dans le consortium sont satisfaites fin septembre 2025. Le FSM est donc maintenant actionnaire à 49%. En parallèle, l'appel d'offres EPC est lancé et la procédure suit son cours, mais les EPCistes pressentis pour construire la centrale se montrent moins intéressés que prévus. Finalement, durant cette période, le ministère des Travaux Publics sélectionne une société chinoise pour construire la route d'accès au site.
--	--	--

Source : MEH

Annexe n°12 : Détails des étapes suivies dans les négociations relatives au projet Volobe

Dates	Evènements	Observations
Avril 2020	Sursis de la signature des contrats de concession et d'achat d'électricité par la Présidence.	La Présidence de la République de Madagascar s'oppose à la signature des contrats car elle estime les projets trop chers et les tarifs de sortie trop élevés.
Avril 2020 à juin 2021 (un peu plus d'un an)	Peu ou pas d'activités sur les PHPs (période qui coïncide en bonne partie avec la pandémie COVID-19)	Interactions sporadiques avec le ministère de l'Energie et des Hydrocarbures et JIRAMA. Durant cette période, une analyse détaillée des contrats du PHP Volobe fut préparée pour la Banque mondiale, en prélude à son offre de soutien financier à l'assistance ALSF (via le Global Infrastructure Fund (GIF)).
Juin 2021	Reprise des discussions avec les consortiums	La Présidence s'intéresse aux PHPs et le Conseiller spécial de M. le Président de la République prend en charge la planification des projets au nom de la Présidence
Mars 2022 à juin 2022	Premier round de négociations du protocole de révision des contrats pour le PHP Volobe	Les négociations ont été particulièrement longues et ardues, et se sont avérées infructueuses. Le projet de protocole résultant de ces négociations est plus détaillé que celui du PHP Sahofika, et vise de traiter, de façon précise et exhaustive, les sujets prise de participation de l'Etat malagasy dans le projet, TRI actionnaires, ramp-up durant les premières années de production de la centrale, etc. Pour rappel, sur le sujet ramp-up, en 2022 JIRAMA n'estimait pas être en mesure d'absorber toute l'électricité produite par la centrale suite à sa mise en service. Sur ce dernier point (i.e. l'incapacité de JIRAMA d'acheter la totalité de l'électricité produite par la centrale pendant un certain nombre d'années suite à la mise en service de la centrale), un schéma alternatif envisagé au ramp-up fut la mise en place d'un mécanisme de vente directe d'électricité par JIRAMA à l'usine Ambatovy (via une ligne dédiée). Ce schéma fut longuement étudié, analysé et discuté, avant de finalement être abandonné vers la fin 2023.
Juin et juillet 2022	Mission à Antananarivo pour finaliser le protocole pour le PHP Volobe	Durant cette mission, des discussions ont lieu avec le consortium pour finaliser le protocole Volobe. Un temps considérable est consacré au traitement de l'option de l'offtake tiers acheteur Ambatovy (avec ligne dédié). Cette option, préconisée par le consortium, s'avère complexe et peu avantageuse pour les intérêts de JIRAMA.
Juillet 2022 à mai 2023	Deuxième round de négociations du protocole de révision des contrats pour le PHP Volobe	Les discussions sur le protocole Volobe reprennent mais sont fréquemment interrompues étant donné l'impasse sur plusieurs sujets. Au moins une douzaine de versions du protocole sont préparées par les membres de l'assistance ALSF durant cette période. D'autres sujets se sont ajoutés à la liste des sujets non-résolus lors du premier round de négociations : Sort de la centrale Volobe 1, « carry forward » de l'énergie produite non utilisée, risque hydrologique, traitement de

		l'Analyse de Soutenabilité Financière et Budgétaire par le ministère de l'Economie et des Finances, etc.
Mai 2023	Mission à Antananarivo pour finaliser le protocole pour le PHP Volobe et préparer la signature du protocole et des contrats pour le PHP Volobe.	Afin de procéder à la signature du protocole et des contrats du PHP Volobe, il est nécessaire pour les membres de l'assistance ALSF de se déplacer sur Antananarivo afin d'obtenir l'approbation de plusieurs intervenants de l'Etat malagasy (et plus globalement de leur expliquer la situation du projet) : Directeur des Affaires Juridiques de la Présidence, différents services du ministère de l'Economie et des Finances, équipes du ministère de l'Energie et des Hydrocarbures (i.e. l'Autorité Concédante), Office de Réglementation de l'Electricité (ORE), etc. L'équipe ALSF doit traiter des observations et commentaires formulés par les intervenants de la partie malagasy, malgré l'opposition du consortium à leur intégration dans le protocole et les contrats. Le protocole et les contrats du PHP Volobe sont finalement signés le 26 mai 2023.
Juin à décembre 2023	Rédaction des premiers avenants aux Contrats de Concession et d'Achat d'Electricité	La période de juin à octobre est ponctuée d'échanges sporadiques avec le consortium pour la rédaction des premiers avenants aux Contrats de Concession et d'Achat d'Electricité du projet Volobe (il est à noter que le protocole Volobe précise que deux avenants à chacun desdits Contrats de Concession et d'Achat d'Electricité doivent être conclus : les premiers quelques mois après la signature des contrats, les seconds préalablement au bouclage financier). Un temps considérable est à nouveau consacré à l'analyse d'un second offtake, soit celui de l'usine Ambatovy. Cette option est finalement abandonnée ; autant l'Autorité Concédante que le consortium estimant qu'elle est trop complexe et difficilement « bancable ».
Janvier à septembre 2024	Période d'étude du projet (interactions sporadiques entre l'Autorité Concédante, et le consortium)	Le consortium et ses actionnaires sont principalement occupés à négocier avec une nouvelle société l'adhésion de cette dernière au projet Volobe. Des compléments d'études techniques sont entrepris pour satisfaire aux exigences suite à sa due diligence du projet. Dès juin 2024, des conférences téléphoniques bihebdomadaires sont organisées pour discuter de l'avancement du projet, mais peu de progrès sont constatés étant donné que la société n'a pas encore officiellement intégré le projet (elle l'intégrera éventuellement via la signature d'un Joint Development Agreement). Néanmoins, des avancées sont constatées sur le traitement de certains sujets précis, notamment le cadre fiscal du projet et la stratégie de procurement du consortium (contrats de construction et d'approvisionnement).
Octobre à décembre 2024	Négociation et signature d'un avenant au Protocole de Révision Volobe	Les équipes de la nouvelle société exigent qu'un avenant au Protocole Volobe soit négocié préalablement à la présentation du projet à son comité d'investissement. L'avenant se veut un document

		simple qui ne traite que d'un certain nombre de sujets précis, pour lesquels elle souhaite obtenir davantage de précision, ou encore des modifications : suppression du ramp-up de l'obligation d'énergie électrique durant les premières 7 années de production d'énergie électrique, termes du carry-forward, aléas non utilisés durant la période de construction, dons et prêts à taux concessionnel, indexation des coûts d'opération et maintenance sur la durée de la concession, conditions d'optimisation du tarif moyen et du tarif à la mise en service. La négociation de l'avenant s'étire sur une période d'environ deux mois. Le ministère de l'Energie et des Hydrocarbures et le consortium signent finalement l'avenant, mais JIRAMA ne souhaite pas le signer car elle est en désaccord sur le traitement de certains sujets (d'autant plus qu'elle est d'avis qu'elle n'a pas été suffisamment consultée lors des discussions). De nombreux échanges ont lieu avec JIRAMA (y compris la rédaction de notes explicatives) qui finalement accepte de signer l'avenant juste avant la période des fêtes, non sans indiquer qu'elle signe l'avenant en dépit de ses inconforts sur les sujets soulevés. Ces sujets pourront être intégrés directement dans l'avenant au Contrat d'Achat d'Electricité du projet, qui doit être négocié en 2025.
Janvier 2025 à octobre 2025	Entrée de la nouvelle société en tant qu'actionnaire du consortium	La nouvelle société a intégré le consortium en tant qu'actionnaire en avril 2025. Depuis, le consortium et ses actionnaires se sont concentrés sur la préparation des dossiers d'appel d'offres pour les constructeurs qui seront sélectionnés pour le projet, ainsi que sur la remobilisation des prêteurs du projet.

Source : MEH

TABLE DES MATIERES

SOMMAIRE -----	I
LISTE DES ABREVIATIONS -----	II
SYNTHESE -----	III
INTRODUCTION -----	1
CONSTATATIONS -----	1
I. Marché relatif à la centrale thermique 105 MW -----	1
1.1. Insuffisance de l'encadrement juridique de la situation d'urgence -----	2
1.2. Vice de procédures en matière d'attribution de marché -----	3
1.3. Failles dans la détermination préalable des besoins liés à l'acquisition de la centrale thermique ainsi que des prérequis y afférents -----	4
❖ Absence de prévision de frais de manutention supplémentaires en Inde -----	4
❖ Omission des travaux de traitement du fuel dans le contrat initial-----	4
❖ Défaillance de la JIRAMA dans la mise à disposition d'un site viabilisé -----	5
1.4. Non-respect contractuel du fournisseur et défaillance de la réaction de l'Administration -	6
1.5. Non-respect du taux de change fixe stipulé dans le marché -----	7
1.6. Substitution irrégulière du fournisseur par l'Administration -----	9
1.7. Paiement extracontractuel -----	10
II. Projets Sahofika et Volobe -----	12
2.1. Retard significatif dans la réalisation des deux projets-----	12
2.2. Intégration d'un nouvel actionnaire majoritaire « Fonds Souverain Malagasy » dans le consortium chargé d'exécuter Volobe-----	14
CONCLUSION -----	16
ANNEXES -----	i

DELIBERE

Le présent rapport a été arrêté par la Cour des Comptes en son examen du lundi deux mars deux mil vingt-six.

LE PRESIDENT

PO. LES RAPPORTEURS

LE GREFFIER

SUIVENT LES SIGNATURES

Pour expédition certifiée conforme à la minute toujours conservé au Greffe Central de la Cour.

Fait à Antananarivo, le 16 mars 2026.

LE GREFFIER EN CHEF



Angelina
RAHARINORO Angelina