

## DES TURBINES ET DES HOMMES

Quelles coalitions d'acteurs  
pour l'électrification rurale à Madagascar ?  
Retours d'expériences du projet Rhyviere

**Julien Cerqueira, Juliette Darlu,  
Rija Randrianarivony, Théo Grondin**



## LE GRET

Fondé en 1976, le Gret est une ONG internationale de développement qui agit du terrain au politique pour lutter contre la pauvreté et les inégalités.

Dans plus de 20 pays, ses professionnels interviennent sur une palette de thématiques afin d'apporter des réponses durables et innovantes pour le développement solidaire.

---

## LA COLLECTION « COMPRENDRE, AGIR ET PARTAGER »

invite à réfléchir sur les politiques et les pratiques des acteurs du développement et de la solidarité. Elle restitue les résultats de travaux conduits par le Gret et ses partenaires : capitalisations d'expériences, recherches et expertises. À la croisée de retours d'expériences sur des projets ou des terrains spécifiques, et d'apports théoriques en sciences sociales, politiques ou économiques, elle s'adresse aussi bien aux praticiens et décideurs qu'aux étudiants et chercheurs.

Cette collection s'inscrit dans la continuité des publications du Gret « Études et travaux en ligne » (n° 1 à 46) et « Coopérer aujourd'hui » (n° 1 à 78), téléchargeables sur le site [www.gret.org](http://www.gret.org).

---

# **Des turbines et des Hommes**

## **Quelles coalitions d'acteurs pour l'électrification rurale à Madagascar ?**

---

Retours d'expériences du projet Rhyviere

Julien Cerqueira  
Juliette Darlu  
Rija Randrianarivony  
Théo Grondin

**JANVIER 2019**



## LES AUTEURS

### **Julien Cerqueira**

Expert en gestion des services urbains, Julien Cerqueira s'est spécialisé dans la coordination de projets d'accès à l'électricité en milieu rural autour de solutions d'énergies renouvelables (énergie solaire et hydroélectricité). Entré au Gret en 2006, d'abord en tant qu'expatrié en Haïti et en Mauritanie, puis au siège comme responsable du programme Énergie, il a quitté l'association en 2016 pour intégrer deux ans plus tard l'École nationale de la magistrature.

### **Juliette Darlu**

Juliette Darlu a suivi une formation d'ingénieur à AgroParisTech, suivie d'un master en sciences et politiques de l'environnement (Sciences Po Paris et université Pierre et Marie Curie). Après un an passé en Éthiopie pour l'Agence française de développement, et trois années à la Fondation Énergies pour le monde, elle a intégré en 2017 le programme Énergie du Gret afin de piloter, suivre et monter des projets d'accès à l'énergie, et plus particulièrement sur des problématiques d'énergies renouvelables et d'électrification hors réseau.

### **Rija Randrianarivony**

Titulaire d'un DEA en énergie et auteur d'une thèse en hydrologie, Rija N. Randrianarivony est spécialiste du domaine de l'énergie, de son optimisation, de sa valorisation et de sa pérennisation. Entré au Gret en 2008, et fort de plus de quinze années d'expérience sur les questions d'accès à l'énergie, il a piloté jusqu'en 2012 les études d'avant-projet sommaire des sites hydroélectriques du projet Rhyviere avant d'accéder au poste de chef de projet Énergie. Il suit particulièrement la phase 2 du projet Rhyviere.

### **Théo Grondin**

Théo Grondin est titulaire d'un master en aménagement du territoire. Géographe et urbaniste, il a débuté en tant que chargé de mission pour une intercommunalité du Tarn sur des questions de prévention et de protection des populations face aux risques naturels et

industriels. Il participe en 2016 à une mission au Pérou avec l'ONG Desco, qui lui permet d'appréhender les problématiques environnementales et d'accès aux services de base liées à l'expansion urbaine des pays « du Sud ». Stagiaire au Gret en 2017 comme chargé de capitalisation, il a participé à la rédaction de la capitalisation sur le projet Rhyviere I. ●

## RÉSUMÉ

Ce document restitue les résultats du projet Rhyviere I (Réseau hydroélectrique villageois et protection de l'environnement), conduit à Madagascar de 2007 à 2015. Cofinancé par l'Union européenne et l'Agence de développement de l'électrification rurale (Ader), et mené en partenariat avec Energy Assistance et l'Institut de recherche pour le développement (IRD), ce projet d'électrification rurale par petite centrale hydroélectrique répond aux besoins de développement énergétique du pays et s'inscrit dans la suite de la réforme du secteur de 1998, qui a ouvert le marché aux entreprises privées.

## RETARDS ET AVANCÉES DU SECTEUR ÉNERGÉTIQUE À MADAGASCAR

Un sixième de la population mondiale n'a pas accès à l'électricité. À Madagascar, l'un des pays les moins électrifiés du continent africain, le taux d'accès à l'électricité plafonnait en 2015 à 15 % (4,7 % en zone rurale), répercussion d'une situation d'extrême pauvreté conditionnée par un accès limité à un ensemble de services essentiels.

La loi n° 98-032 portant réforme du secteur de l'électricité relance en 1998 la politique énergétique du pays. Ouvrant le marché aux petits opérateurs privés afin de relayer l'État, alors en charge d'assurer le service électrique à travers l'entreprise d'État, la Jirama, elle crée deux nouveaux organismes : l'Office de régulation de l'électricité (ORE) et l'Agence de développement de l'électrification rurale (Ader). Sous tutelle du ministère de l'Énergie, cette dernière est chargée de mettre en œuvre la nouvelle politique énergétique en milieu rural, de superviser et de financer les projets, et de gérer le Fonds national de l'électricité (FNE). Elle joue également le rôle de maître d'ouvrage délégué lorsque de petits opérateurs privés bénéficient d'un appui financier pour l'investissement dans des infrastructures hydroélectriques.

Au moment de la conception du projet Rhyviere, les modalités de sélection et de financement de ces opérateurs, souvent sur la base de candidatures spontanées, ne permettent pas de garantir la pérennité des services mis en place. En effet, bénéficiant d'un appui

financier en subvention versée par le FNE sur la base des devis de travaux (jusqu'à 70 % du coût d'investissement total), les opérateurs ont tendance à surestimer volontairement le coût afin de maximiser la subvention reçue. La prise de risque financier est donc minimale (la subvention pouvant en réalité couvrir 90 % du coût total des travaux, voire l'intégralité), diminuant d'autant leur implication potentielle sur le long terme. C'est sur la base de ce constat qu'a été monté le projet Rhyviere.

## UN PROJET EN CINQ PHASES POUR STRUCTURER LE SECTEUR

Lancé en 2007, le projet Rhyviere avait pour objectif de tester des modalités d'électrification rurale en impliquant les instances publiques et privées, locales et nationales. Le but était de faciliter le travail de ces dernières et d'envisager, sur un socle commun, des réponses aux difficultés rencontrées par le secteur.

Avec pour finalité l'électrification de huit communes par trois petites centrales hydroélectriques (moins de 500 kW), le projet s'est déroulé en cinq phases :

- une phase d'**étude** : les sites potentiels sont identifiés et validés par une étude d'avant-projet sommaire (APS) ;
- une phase de **financement** : appuyée par l'équipe projet, l'Ader lance l'appel d'offres pour la sélection du délégataire. Une convention de financement est ensuite signée entre ce dernier et l'Ader, la commune concernée et le Gret ;
- une phase de **conception** : l'étude d'avant-projet détaillé (APD) est finalisée ;
- une phase de **réalisation** : le délégataire débute les travaux de construction des infrastructures de génie civil. Les subventions accordées par le Gret et l'Ader sont décaissées par phase selon l'avancée des travaux. Une fois ces derniers achevés, l'ORE effectue une visite de contrôle et prononce ou non la mise en conformité du réseau électrique ;
- une phase d'**exploitation** : des activités de formation et d'appui sont menées auprès des délégataires, des communes et des usagers.

Le type de concession utilisé par le projet est celui des BOT (*Build-Operate-Transfer*) : un opérateur se voit confier la construction, le financement (à hauteur de 30 %, les 70 % restants étant financés par une subvention), l'exploitation et l'entretien d'infrastructures en contrepartie d'une rémunération issue des tarifs payés par les usagers pour accéder au service. L'enjeu était de subventionner suffisamment l'investissement pour que l'opérateur atteigne un retour sur investissement acceptable comparé à sa mise de départ, tout en l'engageant financièrement pour s'assurer de son implication sur le long terme.

S'inscrivant dans le cadre légal existant, le projet s'est attaché à mettre en place des procédures et niveaux de contrôle afin que le cadre réglementaire soit respecté, et à garantir l'investissement du délégataire, notamment en adaptant les modalités de décaissement. Il a également permis de formaliser les procédures, outils et normes techniques. En équilibrant les relations dans les partenariats public-privé, il a également permis de préciser



les rôles et responsabilités de chaque acteur (Ader, ORE, bureaux d'études, communes et associations d'usagers), en renforçant notamment les prérogatives des communes, jusqu'alors mises en marge des projets d'électrification.

## RÉSULTATS ET ENSEIGNEMENTS DU PROJET RHYVIÈRE I

Les résultats du projet sont encourageants et prouvent que la petite hydroélectricité est une solution viable pour l'accès à l'électricité hors réseau à Madagascar.

SITE	TOLONGOINA	SAHASINAKA	AMPASIMBE-ONIBE*
État	En service	En service	Construction partielle, en <i>stand-by</i> dans l'attente de la reprise de la concession par un nouveau délégataire
Nombre de communes	1	3	1
Population raccordée (ciblée)	290 ménages (355 ménages)	472 ménages (900 ménages)	0 ménages (700 ménages ou 1 500 ménages)
Délégataire	SM3E	Ecogema	Tecra
Puissance installée (potentiel)	60 kW (2 × 60 kW)	80 kW (3 × 80 kW)	25 kW (3 × 80 kW ou 2 × 330 kW)

\* Le délégataire du site d'Ampasimbe-Onibe a décidé, lors de la réalisation des études d'avant-projet sommaire, d'augmenter la capacité. Les chiffres entre parenthèses font respectivement référence au premier et second dimensionnements.

### Un projet au temps long

Si certains des problèmes rencontrés par Rhyvière I sont inhérents aux projets d'électrification rurale à Madagascar, d'autres sont liés à la structure du projet. Ces contraintes, multifactorielles (climatiques, politiques, économiques, etc.), ont étendu la durée du projet de quatre à huit ans.

Plusieurs faiblesses peuvent être soulignées chez chacun des intervenants :

- le Gret, découvrant le secteur malgache de la petite hydroélectricité et minimisant la complexité des mécanismes contractuels, a sous-estimé le temps nécessaire au déroulement des études et travaux ;
- l'Ader doit encore renforcer les contrôles en matière de financement, de fourniture de matériaux, de suivi et de formation des entreprises ;

- la difficulté des délégataires à réunir des financements et les économies réalisées sur les matériaux ont eu des répercussions sur la qualité des travaux. Il leur a fallu un certain temps pour se défaire de la logique de marché ;
- la faible expérience des entreprises en matière de suivi et de contrôle des travaux a eu une incidence sur la qualité des infrastructures, dont certaines ont dû être reconstruites.

### **Un service de qualité encore disparate... au bénéfice des plus aisés ?**

En comparaison des tarifs pratiqués par la Jirama, qui rendent plus abordables les basses consommations, les tarifs mis en place par le projet deviennent plus intéressants dès lors que la consommation dépasse les 25 kWh/mois. Peu de ménages ont résilié leur abonnement, et on observe un niveau de recouvrement élevé, de plus de 95 % dans les deux sites en fonctionnement. Le nombre d'abonnés augmente régulièrement.

Cependant, une analyse plus fine montre que les ménages les plus aisés sont les principaux connectés. Malgré un tarif attractif et la mise en place d'une subvention au raccordement, peu de ménages pauvres ont profité du projet. Cette tendance peut s'expliquer d'une part par la régularité du paiement, qui peut être problématique pour les ménages aux revenus irréguliers, et d'autre part par le fait que le dispositif de subvention au raccordement, « basé sur les résultats » (*Output Based Aid*), a incité les délégataires à réaliser le plus rapidement possible les raccordements afin de débloquer une nouvelle tranche de subvention avant la fin du projet. Les ménages les plus aisés se sont donc raccordés les premiers, là où les plus pauvres mettent plus de temps à réunir la somme nécessaire.

### **Des démarches et outils pour améliorer le dispositif**

Un cahier des charges technique a été mis au point pour alléger et adapter les normes internationales au contexte malgache. Un certain nombre de documents de référence ont également été produits dans le cadre du projet, sous la forme de cahiers pratiques<sup>1</sup>.

### **Des investissements lourds compensés dans la durée**

L'investissement nécessaire pour la réalisation des infrastructures hydroélectriques est important. Il porte toutefois ses fruits à long terme, à condition que la production ainsi que le nombre de ménages raccordés augmente. Cela nécessite donc de poursuivre les investissements pour étendre le réseau dans les années suivant sa mise en service.

### **Des profils de délégataires « sur mesure »**

Répondant à l'appel à candidatures lancé par l'Ader, les délégataires ont été sélectionnés en fonction de six critères : leur motivation, leur compréhension du système de délégation, leur capacité financière, leur expérience, le montant de subvention demandé et les tarifs proposés aux usagers.

1. <https://www.gret.org/projet/reseaux-hydroelectriques-villageois-energie-et-respect-de-lenvironnement/>

L'expérience tirée du projet fait ressortir trois qualités principales que doit idéalement posséder le délégataire : des compétences élargies au-delà des simples aspects techniques, des capacités financières adaptées et une position d'investisseur plutôt qu'entrepreneur. Elle permet de formaliser des recommandations en termes d'accompagnement des délégataires : actualiser régulièrement leur plan d'affaires, suivre leurs investissements en sécurisant leurs contributions financières, via l'ouverture d'un compte dédié, les appuyer dans leur stratégie de raccordement, etc.

### **La nécessaire intégration des autorités locales**

Le cadre institutionnel du secteur de l'électricité malgache accorde un rôle limité aux autorités locales, et les communes sont peu impliquées dans les projets. Or, du fait de leur connaissance du territoire et de leur proximité avec les usagers du service, elles sont en mesure d'identifier les ressources et besoins du territoire, et peuvent être complémentaires des autorités nationales. L'Ader et l'ORE étant de plus basées à Antananarivo, elles peuvent également apporter leur aide dans le suivi et la régulation du service au niveau local.

Les jeux d'acteurs locaux dépassent souvent le cadre des contrats initiaux. Des relations de confiance ou d'opposition se nouent au gré des jeux d'alliances et de concurrence, notamment en période électorale. Le plus souvent propices au maintien du service, ces jeux peuvent parfois nuire à sa distribution équitable ou à la transparence de sa gestion.

### **Un triptyque « usagers-opérateur-commune »**

Afin d'éviter l'opposition « privé-public », le projet a accompagné l'émergence de contre-pouvoirs citoyens prenant la forme d'une association d'usagers : l'Asure. La gestion du service relève donc d'un trio d'acteurs dans lequel l'association est chargée de contrôler la bonne marche du service et d'informer et défendre les usagers. La commune s'occupe, entre autres, de la maintenance et du développement du réseau, tandis que l'opérateur approvisionne les usagers en électricité et a la charge de la maintenance et des investissements relatifs aux installations, au réseau et à ses extensions.

Ce mécanisme rééquilibre l'opposition classique commune/délégataire ou usagers/délégataire et permet à de nouvelles alliances de se faire et se défaire pour le bon fonctionnement du service.

### **Un appui à la programmation communale**

Les tracés des réseaux électriques malgaches se concentrent souvent sur le centre des localités, au détriment des familles qui en sont éloignées. Afin de donner à ces dernières un accès à l'électricité, des Plans communaux d'électrification (PCDElec) ont été testés et élaborés avec les communes et les délégataires afin d'apporter un accès à l'énergie dans les *fokontany*<sup>2</sup>, en les électrifiant grâce à des systèmes d'énergies renouvelables

---

2. Le *fokontany* est la plus petite division administrative du territoire malgache (les habitants sont tenus d'y déclarer leur résidence). Il peut comprendre plusieurs villages. Madagascar compte plus de 17 000 *fokontany*.

décentralisés. À Sahasinaka, deux *fokontany* ont été alimentés grâce à deux micro-centrales hydroélectriques (inférieures à 20 kW).

## CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES POUR L'ÉLECTRIFICATION RURALE A MADAGASCAR

### L'Ader ou la nécessité d'une agence forte

En dépit de l'augmentation du nombre d'opérateurs privés, la qualité du service reste médiocre. Cela s'explique en partie par la faible capacité de suivi et de contrôle de l'Ader, dont les compétences s'appliquent à un vaste territoire doté d'un mauvais réseau routier. Si l'agence a vu son équipe renforcée et ne finance plus les délégataires sur la base d'un unique devis, elle manque toutefois de moyens pour mettre en place sa politique d'électrification.

S'il souhaite aller dans le sens d'un renforcement de cette politique, l'État malgache, via l'Ader, pourrait d'une part limiter l'octroi de concessions de manière éparse sur de petites localités, et d'autre part laisser aux opérateurs privés plus de place pour se développer et encourager l'extension des périmètres d'électrification à une échelle régionale. Les subventions allouées devraient de plus idéalement servir en priorité aux petits territoires enclavés et à la réalisation d'études de qualité.

### Le maintien du triptyque « privé-public-usagers »

C'est, en définitive, l'association entre le public et le privé qui va permettre d'accroître le taux de couverture et d'atteindre les clients les moins solvables. Le secteur public doit concentrer ses efforts sur les zones les plus enclavées, quitte à subventionner l'investissement à 100 %. L'implication du secteur privé peut quant à elle accélérer l'électrification du territoire, et notamment dans les zones les plus dynamiques, dont la rentabilité est meilleure. La rentabilité des exploitations ne devant pas être un prétexte pour ne raccorder que les ménages les plus aisés, les critères de sélection des opérateurs devront intégrer une dimension ESG (environnemental, social et gouvernance), permettant notamment l'implication des citoyens dans le système de gouvernance.

### L'articulation entre les périmètres de l'Ader et de la Jirama

Pour être rentables et minimiser l'apport en subvention, la plupart des sites hydroélectriques à fort potentiel doivent pouvoir alimenter un important bassin de population. Or, la plupart des villes secondaires rurales malgaches sont électrifiées par des mini-réseaux thermiques gérés par la Jirama, qui coûtent cher en carburant. Or, certaines de ces villes pourraient être alimentées par des centrales hydroélectriques gérées par des délégataires privés, soit par le biais d'un contrat de revente d'électricité à la Jirama (nécessitant la mise en place de mécanismes de garantie de paiement en cas de retard, réel défi si l'on considère la situation financière de l'entreprise), soit en cédant la concession de production-distribution au délégataire par le biais de procédures transparentes.

## QUEL POSITIONNEMENT POUR UNE ONG COMME LE GRET ?

### **L'évolution des financements sur le secteur de l'électrification hors réseau**

Le projet Rhyviere I a été mené dans le cadre du programme Facilité Énergie. Créé en 2005 par l'Union européenne, ce dernier a vocation à cofinancer les projets cherchant à accroître l'accès des populations pauvres à des services énergétiques modernes et durables, notamment dans les zones rurales et périurbaines.

Partant du constat que les investissements des projets d'accès à l'énergie sont limités par un manque d'accès aux capitaux, l'Union européenne a développé un nouvel outil financier, *ElectriFI (Electrification Financing Initiative)*, qui apporte un soutien financier aux opérateurs d'électrification en favorisant les projets d'énergies renouvelables et hors réseau. Ces modalités de financement de l'accès à l'énergie, qui s'appuient sur le secteur privé, comportent toutefois des risques, notamment l'exclusion des populations aux faibles revenus dispersées en zones rurales et la déresponsabilisation de l'État dans sa mission de service public.

### **L'importance des ONG et du secteur associatif**

En prenant part à des projets comme Rhyviere I, les ONG peuvent assurer le respect de certaines valeurs en termes de préservation environnementale, de réduction des inégalités ou de transfert de compétences au niveau local. Elles sont également de plus en plus sollicitées pour nouer des partenariats avec des entreprises (développeurs, fournisseurs de technologie), connaissant en effet les enjeux locaux et étant en mesure de faire de l'intermédiation sociale. Elles peuvent ainsi monnayer leurs compétences et se positionner à différentes phases des projets en « prestataires de services », tout en s'assurant que sont bien prises en compte les dimensions sociales et environnementales pour ne pas se limiter à un simple objectif de profit. En mesure de tester de nouvelles formes d'organisation de gestion de l'énergie moins capitalistiques et plus coopératives, les ONG restent indispensables pour innover et inventer un monde moins inégalitaire. ●



# Sommaire

Sigles et acronymes	17
Glossaire	19
<b>INTRODUCTION</b>	<b>21</b>
<b>PARTIE 1 : ATOUTS ET FAIBLESSES DU SECTEUR DE L'ÉLECTRIFICATION RURALE À MADAGASCAR</b>	<b>25</b>
<b>Le contexte énergétique d'intervention de Rhyviere I : entre fracture et pauvreté</b>	<b>29</b>
Accès à l'énergie et développement	29
État du réseau malgache	30
Répartition de l'accès à l'électricité	31
Les ressources disponibles et la place des énergies renouvelables	34
<b>Les acteurs de l'électrification</b>	<b>37</b>
Présentation, forces et faiblesses	37
Résumé	42
<b>La réforme du secteur de l'électricité : objectifs et résultats</b>	<b>44</b>
Objectifs de la réforme de 1998	45
Des résultats mitigés	46
<b>PARTIE 2 : LE PROJET RHYVIERE I, UN ACCOMPAGNEMENT À PLUSIEURS ÉCHELLES</b>	<b>61</b>
<b>Une coalition d'acteurs</b>	<b>61</b>
Présentation des acteurs du projet et relations contractuelles	62
<b>Une démarche expérimentale</b>	<b>65</b>
La sélection des sites	65
Une méthodologie d'action structurante	72

<b>Renforcer les acteurs nationaux et les outils de suivi</b>	<b>76</b>
Mettre en place une contractualisation adaptée au partenariat public-privé	76
Déployer des normes techniques adaptées	79
Un outil d'observatoire des réseaux hydroélectriques ruraux	80
<b>Accompagner les délégués</b>	<b>83</b>
La mise en confiance des délégués	83
La réalisation des travaux	84
La gestion et le suivi du service	85
<b>Renforcer le rôle des communes et des usagers</b>	<b>86</b>
Au centre du projet	86
Au cœur de la délégation	88
L'association d'usagers	89
<b>PARTIE 3 : RÉSULTATS ET ENSEIGNEMENTS DU PROJET RHYVIÈRE I</b>	<b>91</b>
<b>Un projet presque abouti</b>	<b>91</b>
Les multiples contraintes d'un projet hydroélectrique	91
Un service de qualité ?	101
<b>Le délégué type</b>	<b>116</b>
Les délégués du projet et leurs engagements	116
Les difficultés	118
Profil du délégué type et recommandations	120
<b>L'intégration des autorités locales</b>	<b>122</b>
Un suivi à l'échelle locale	123
La nécessité de contre-pouvoirs citoyens	125
L'OPCI, une échelle pertinente	127
<b>PARTIE 4 : PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DU SECTEUR</b>	<b>133</b>
<b>L'influence de la Jirama sur le financement de l'électrification rurale</b>	<b>133</b>
Le manque de confiance du secteur bancaire	133
Une restructuration nécessaire	135
<b>L'Ader, entre déficit de contrôle et besoin de planification</b>	<b>137</b>
Le manque de contrôle des pouvoirs publics	137
La lenteur de la mise en place de la planification	138
La nécessité d'une politique d'État cohérente	142



<b>Une nouvelle réforme pour renforcer les contrôles et encourager les délégations ?</b>	<b>143</b>
Encourager les énergies renouvelables et la protection de l'environnement	144
Renforcer les institutions publiques et séparer les pouvoirs	146
Renforcer les normes et la transparence	148
<b>Le rôle des ONG</b>	<b>149</b>
Le bilan Facilité Énergie	149
Quel positionnement pour le Gret et les ONG ?	153
<b>CONCLUSION</b>	<b>157</b>
Bibliographie	161
Annexe 1. Le projet Rhyviere II	165



## SIGLES ET ACRONYMES

<b>ADER</b>	Agence de développement de l'électrification rurale
<b>AMPERE</b>	Approches et moyens pour une électrification rurale efficace
<b>ARELEC</b>	Autorité de régulation de l'électricité
<b>BOA</b>	Bank of Africa
<b>COPELEC</b>	Coopérative des opérateurs de réseaux électriques
<b>FNE</b>	Fonds national de l'électricité
<b>FNED</b>	Fonds national de l'énergie durable
<b>IRD</b>	Institut de recherche pour le développement
<b>MEH</b>	Ministère de l'Énergie et des Hydrocarbures
<b>OMH</b>	Office malgache des hydrocarbures
<b>ORE</b>	Office de régulation de l'électricité
<b>OPCI</b>	Organisme public de coopération intercommunale
<b>PCDELEC</b>	Plans communaux d'électrification
<b>PDMC</b>	Plan de développement à moindre coût
<b>PNE</b>	Plan national d'électricité
<b>PNUD</b>	Programme des Nations unies pour le développement
<b>PPP</b>	Partenariat public-privé
<b>PRCELEC</b>	Programme de révision du cadre juridique du secteur électricité
<b>PSE</b>	Paiement pour services environnementaux
<b>RHYVIERE</b>	Réseaux hydroélectriques villageois, énergie et respect de l'environnement ●



## GLOSSAIRE

**Approches et moyens pour une électrification rurale efficace (Ampere) :** logiciel et base de données développés par le projet Rhyviere I afin d'obtenir et de centraliser des informations actualisées au sujet des projets d'électrification rurale développés à Madagascar.

**Avant-projet sommaire (APS) :** document permettant d'évaluer la demande en électricité et de dimensionner les infrastructures électriques.

**Avant-projet détaillé (APD) :** document permettant de vérifier et de valider l'ensemble du dimensionnement technique final du projet.

**Chambre de mise en charge :** ouvrage précédant la conduite forcée de la centrale, qui a généralement la forme d'un petit bassin. Son rôle est d'assurer que la conduite forcée est toujours pleine d'eau.

**Conduite forcée :** conduite hydraulique transportant l'eau sous pression jusqu'à la turbine, située dans le bâtiment de la centrale hydroélectrique en aval.

**Corridor forestier Fandriana Ambositra Vondrozo (COFFAV) :** site faisant l'objet d'une conservation prioritaire afin de préserver sa biodiversité unique ainsi que le bien-être de la population.

**Délestage :** procédé consistant à arrêter volontairement l'approvisionnement en électricité d'un ou plusieurs usagers ou d'un ou plusieurs quartiers afin de rétablir l'équilibre entre la production et la consommation du réseau.

**Dossier d'appel d'offres :** document comprenant les renseignements nécessaires pour l'élaboration de l'offre, l'attribution et l'exécution du marché. Il est le plus souvent utilisé dans les procédures d'appel d'offres ouvert, sans présélection.

**Énergies renouvelables :** sources d'énergies dont le renouvellement naturel est suffisant pour qu'elles puissent être considérées comme inépuisables à l'échelle du temps humain.

**Fonds national de l'électricité (FNE) :** fonds destiné à financer les programmes de développement d'électrification rurale sur lequel sont prélevées les subventions d'investissement accordées aux exploitants titulaires d'autorisations ou de concessions.

**Maître d'ouvrage :** personne physique ou morale qui est le commanditaire d'un projet. Elle est chargée de la définition du cahier des charges et, par conséquent, des besoins, du budget et du calendrier prévisionnel des travaux.

**Maître d'œuvre :** personne physique ou morale, publique ou privée qui, en raison de sa compétence technique, est chargée par le maître d'ouvrage (ou son mandataire) d'assurer la conformité architecturale, technique et économique de la réalisation du projet, de diriger l'exécution des marchés de travaux et de lui en proposer le règlement, et de l'assister lors des opérations de réception ainsi que durant la période de garantie de parfait achèvement (en général de un an, et pour laquelle la garantie couvre les défauts et le manque de conformité des ouvrages).

**MGA :** ariary, monnaie de la République de Madagascar.

**Micro-centrale hydroélectrique :** installation hydroélectrique de très petite puissance, généralement inférieure à 10 kW.

**Mini-réseau :** petit réseau électrique isolé du réseau électrique national alimenté par une source d'énergie locale et permettant d'alimenter une ou plusieurs localités.

**Organisme public de coopération intercommunale (OPCI) :** coopération intercommunale qui se fonde sur la libre volonté des communes de créer et de gérer en commun des services et des infrastructures à l'intérieur d'un ensemble géographique cohérent constituant un périmètre de solidarité.

**Ouvrage ou canal d'amenée :** canal dirigeant l'eau vers la chambre de mise en charge et la conduite forcée.

**Paiement pour services environnementaux (PSE) :** instrument incitatif qui consiste à offrir une rémunération en contrepartie de l'adoption de pratiques favorables à la préservation de l'environnement. Il repose sur des constructions contractuelles qui peuvent impliquer des acteurs privés (propriétaires fonciers, entreprises, associations, etc.) et des acteurs publics (État, collectivités territoriales, etc.).

**Partenariat public-privé (PPP) :** mode de financement dans lequel une autorité publique fait appel à des prestataires privés pour financer et gérer un équipement assurant ou contribuant au service public.

**Période d'étiage :** période pendant laquelle le débit d'un cours d'eau est à son minimum. ●

# Introduction

**L**ongtemps délaissé par le champ du développement, le secteur énergétique a fait l'objet, ces deux dernières décennies, d'une accélération de la prise en compte de ses enjeux et de leur inscription dans les politiques de l'aide internationale. En effet, si les Objectifs du millénaire pour le développement (OMD) de 2002 ne ciblaient pas explicitement l'amélioration de l'accès à l'énergie, le sommet mondial sur le développement durable à Johannesburg constitue en revanche une étape déterminante dans le renouvellement des politiques énergétiques. La question des énergies, et notamment des énergies renouvelables, est traitée et intégrée dans un plan de réduction de la pauvreté au travers d'un objectif d'amélioration de l'accès à « des services et ressources énergétiques fiables, abordables, économiquement viables, socialement acceptables et respectueux de l'environnement<sup>1</sup> ». À l'occasion de ce sommet, l'Union européenne impulse « l'Initiative Énergie », qui se traduit en 2004 par la « Facilité Énergie ACP-UE », programme doté d'un budget de 220 millions d'euros destiné à financer des projets sur appel d'offres. Au niveau international, l'année 2012, dédiée à « l'énergie durable pour tous », est marquée par le lancement de l'initiative des Nations unies « Sustainable Energy for All (SE4All) ». Enfin, en 2015, les Objectifs de développement durable (ODD), avec l'ODD n° 7 « Garantir l'accès à tous à des services énergétiques fiables, durables et modernes, à un coût abordable », entérinent l'importance des enjeux énergétiques pour réduire la pauvreté et contribuer au développement durable.

Aux échelles nationales, ces dynamiques internationales provoquent également la relance de politiques énergétiques, comme c'est le cas à Madagascar. Pays parmi les moins électrifiés du continent africain, avec un taux d'accès en zone rurale n'excédant pas 2 % et une population dont près de 70 % vit en dessous du seuil de pauvreté, Madagascar dispose pourtant de ressources hydroélectriques importantes, largement inexploitées.

---

1. Cet objectif spécifiait de « tenir compte des caractéristiques nationales, par divers moyens comme l'électrification rurale et la décentralisation des systèmes énergétiques [...], notamment par la création de capacités, et par une assistance financière et technologique et des mécanismes de financement novateurs, aux niveaux local et territorial, en reconnaissant les problèmes spécifiques que pose l'obtention de ces ressources par les pauvres » (Nations unies, 2012, p. 12).

Comme dans beaucoup de pays d'Afrique subsaharienne, le service électrique était géré à Madagascar jusqu'à la fin des années 1990 par l'entreprise nationale d'État, la Jirama, dont une partie des prérogatives était l'électrification de l'ensemble du territoire. Afin de faire face à la difficulté d'investir et de gérer des infrastructures dans tout le pays, l'État avait déjà procédé en 1998 à une réforme du secteur de l'électricité afin d'ouvrir le marché de l'électrification rurale à de petits opérateurs privés. Cette réforme avait également pour optique de « relayer l'État malgache dans le financement de l'infrastructure électrique du pays et, d'autre part, de promouvoir l'efficacité et la qualité du service offert aux usagers par le jeu de la concurrence ». De nouveaux organismes dédiés sont également créés : l'Agence de l'électrification rurale (Ader), l'Office de régulation de l'électricité (ORE) et le Fonds national de l'électricité (FNE).

En s'inscrivant dans une double dynamique, à la fois nationale et internationale, le projet Rhyviere I<sup>2</sup>, mis en œuvre par le Gret en 2007, a cherché à démontrer que la petite hydro-électricité (inférieure à 1 MW) est la solution la plus appropriée pour répondre aux besoins des populations rurales : énergie renouvelable, elle nécessite certes des coûts d'investissements élevés, toutefois compensés par la faiblesse des coûts d'opération, bien moindres que ceux des solutions thermiques. En équipant trois sites de mini-réseau, le projet avait pour objectif de tester des solutions de mise en place de projets hydro-électriques ruraux en partenariat avec les instances publiques et privées, locales et nationales, dans l'optique de faciliter le travail de ces dernières et d'envisager, sur un socle commun, des réponses aux difficultés rencontrées par le secteur.

Suite au constat que peu de centres électrifiés étaient encore en activité après quelques années de fonctionnement, le Gret a bâti sa méthodologie d'intervention en (re)définissant et en renforçant les rôles et responsabilités de chaque acteur dans le cadre de partenariats public-privé.

L'objectif de cette capitalisation, trois ans après la fin du projet Rhyviere, renouvelé pour une deuxième phase démarrée en 2015, est de mettre en perspective l'action du Gret et de ses partenaires en répondant à un certain nombre d'interrogations sur les modalités des partenariats public-privé et la régulation des jeux des différents acteurs impliqués, ainsi que sur les mécanismes de financement appropriés.

**Quelles ont été les difficultés de mise en place de partenariats public-privé ? Comment celles-ci ont-elles été contournées et à quel équilibre entre les jeux des différents acteurs ont-elles finalement conduit ? Le mécanisme de financement des délégataires est-il adapté au contexte malgache ? Dans quelle mesure permet-il la pérennité et la durabilité de l'exploitation ? Quels sont les résultats et impacts du projet sur les populations ciblées ?**

Afin de répondre à ces interrogations, ce document s'articule en quatre grandes parties.

La **première partie** brosse un tour d'horizon du contexte de l'électrification rurale à Madagascar au moment de la mise en œuvre du projet. Elle décrit la réforme de 1998 ainsi

---

2. Le projet Rhyviere I a été cofinancé par l'Union européenne et l'Agence de développement de l'électrification rurale (Ader), et conduit en partenariat avec Energy Assistance et l'Institut de recherche pour le développement (IRD).



que ses résultats, et présente les acteurs institutionnels de l'électrification, leurs forces et leurs faiblesses.

La **deuxième partie** présente le projet Rhyviere et se focalise sur les questions du renforcement des acteurs nationaux et des outils de suivi, de l'accompagnement des délégataires et du renforcement du rôle des communes et des usagers.

La **troisième partie** restitue les résultats et enseignements du projet, et propose des recommandations pour les projets futurs : contraintes d'un projet d'électrification rurale, caractéristiques du délégataire « type », rôle des autorités locales, etc.

La **quatrième et dernière partie**, enfin, oriente la discussion sur le rôle des acteurs et propose une lecture critique de la nouvelle loi portant réforme de l'électricité, promulguée en avril 2018. Elle questionne également le rôle des ONG et le lien qu'elles entretiennent avec le secteur privé. ●



# Atouts et faiblesses du secteur de l'électrification rurale à Madagascar

**E**n 2015, 1,2 milliard de personnes dans le monde vivaient encore sans électricité<sup>1</sup>, soit 17 % de la population mondiale. Si l'objectif d'un accès universel à l'électricité est quasiment atteint en Afrique du Nord, au Moyen-Orient et en Amérique latine, c'est encore loin d'être le cas en Afrique subsaharienne. Le taux d'électrification y est de l'ordre de 42,8 % seulement, malgré la prise de conscience du problème par la communauté internationale et les actions entreprises par celle-ci et les acteurs nationaux. Cette région concentre à elle seule 50 % de la population mondiale sans accès à l'électricité, soit 620 millions de personnes, ce qui représente les deux tiers de la population du sous-continent<sup>2</sup>.

Aujourd'hui, l'accès à l'électricité dans le monde se caractérise par une dichotomie entre les milieux urbain et rural. Alors que le taux d'électrification urbaine a sensiblement progressé ces dernières années (jusqu'à 75 % de la population reliée à l'électricité en 2016<sup>3</sup>), le taux d'électrification rurale stagne à 26 %. En Afrique, l'électrification des zones rurales constitue un enjeu majeur du développement : elle est nécessaire pour accroître l'accès aux services de base (santé, éducation, services publics locaux) ainsi que pour faire fonctionner le secteur productif et commercial, moteur du développement économique.

Selon la Fondation pour les études et recherches sur le développement international (Ferdî), une grande majorité des initiatives en faveur de l'électrification s'est jusqu'à présent concentrée sur les grands réseaux<sup>4</sup>.

1. IEA, 2015, p. 23.

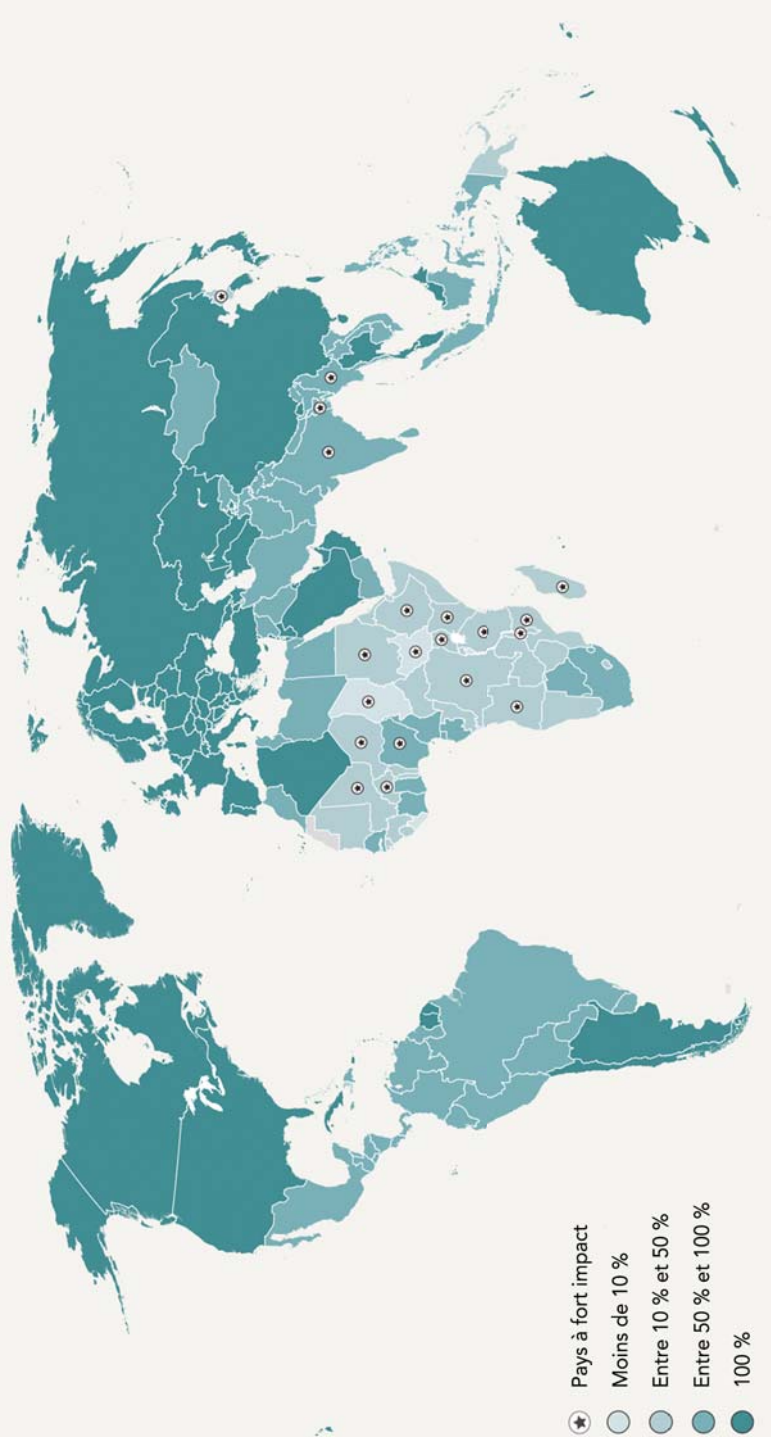
2. IEA, 2015.

3. Site Internet de la banque mondiale, « Données », <https://donnees.banquemondiale.org>.

4. Berthélemy J.-C., Béguerie V., 2016.

## CARTE 1 Répartition de l'accès à l'électricité dans le monde

(source : AIE, Banque mondiale, 2017, p. 4)



© Licence Creative Commons CC BY 3.0 IGO, <https://creativecommons.org/licenses/by/3.0/igo/>

Pourtant, les initiatives les plus récentes<sup>5</sup> tendent à favoriser des projets d'électrification décentralisée ou hors réseau. Cette approche est intéressante car elle prend en compte la dispersion des populations sur de vastes territoires, ce qui réduit donc, voire annihile, les coûts de transport de l'électricité. Elle est de plus une alternative à une extension, coûteuse, des grands réseaux. Dans un contexte où les enjeux de développement durable et d'atténuation des effets du changement climatique sont au cœur des politiques internationales, les solutions décentralisées sont de plus en plus favorisées puisqu'elles reposent souvent sur des productions énergétiques renouvelables<sup>6</sup>, plus pérennes et avec un faible coût d'exploitation. De fait, face aux coûts élevés des grands réseaux et au manque général de fiabilité du service, les projets d'électrification décentralisée constituent une solution alternative pour l'approvisionnement en électricité des populations les plus pauvres et les plus isolées.



Relevé topographique

5. SE4All des Nations unies, Power Africa de l'United States Agency for International Development (USAID), New Deal pour l'Énergie en Afrique de la Banque africaine de développement (BAD), Facilité Énergie – puis ElectrIFI – de l'Union européenne, etc.

6. Voir glossaire p. 19-20.

**FIGURE 1** Chronologie des principales initiatives récentes en faveur de l'électrification

(source : d'après Berthélemy J.-C. [université Paris 1 Panthéon-Sorbonne], Bégurier V. [Ferdi], Facts Reports, 2016, p. 5)



## LE CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE D'INTERVENTION DE RHYVIÈRE I : ENTRE FRACTURE ET PAUVRETÉ

À Madagascar, l'électrification constitue un enjeu majeur pour l'amélioration des conditions de vie de la population. Malgré le soutien des bailleurs internationaux et les différentes évolutions législatives pour le renforcement du secteur, les inégalités d'accès persistent. Afin de mieux décrypter les enjeux actuels, il est nécessaire de comprendre le contexte et le fonctionnement du système d'acteurs malgaches de ces dix dernières années. C'est pourquoi, une fois établi l'état des lieux de la situation énergétique, le cadre institutionnel malgache tel qu'il était au moment de la conception et de la mise en œuvre du projet Rhyvière I sera présenté en détail.

### Accès à l'énergie et développement

Avec un taux d'accès à l'électricité d'environ 15 % en 2015, Madagascar est l'un des pays les moins électrifiés du continent africain. La situation économique et sociale du pays est également très insatisfaisante, le pays étant positionné en 2014 par le Programme des Nations unies pour le développement (Pnud) au 149<sup>e</sup> rang sur 162 pays pour l'indice de développement humain (IDH), et ce malgré une très légère progression. Madagascar compte donc parmi les « pays à faible développement humain », et 77 % de sa population vit dans une situation d'extrême pauvreté, avec moins de 1,25 USD par jour PPA<sup>7</sup>. La pauvreté touche davantage le milieu rural, où vit 78 % de la population du pays<sup>8</sup> : 82,5 % de la population rurale vit avec moins de 1,25 USD par jour PPA, et 93,7 % avec moins de 2 USD. Madagascar est par ailleurs le seul pays n'ayant pas connu de conflits armés à voir son PIB par habitant diminuer depuis la décolonisation.

**Avec un taux d'accès à l'électricité d'environ 17 % en 2014, Madagascar est l'un des pays les moins électrifiés du continent africain.**

**L'énergie est essentielle pour tout un ensemble de services qui contribuent à l'amélioration des conditions de vie des populations.**

L'extrême pauvreté de la population malgache est corrélée à l'accès limité à un ensemble de services essentiels au développement humain et à l'intégrité des individus (accès aux soins, aux ressources de base, etc.). Or, le développement énergétique et l'électrification des zones où vivent les populations les plus fragiles peuvent conditionner l'accès à un ensemble de services de base. En effet, de manière générale, l'énergie est indissociable du développement humain. Elle est essentielle pour tout un ensemble de services qui contribuent à l'amélioration des conditions de vie des populations : soins médicaux modernes, mécanisation de l'agriculture, transport, technologie de l'information et de la

7. Parité de pouvoir d'achat : méthode utilisée en économie pour établir entre plusieurs pays une comparaison du pouvoir d'achat des devises nationales, ce que les taux de change ne permettent pas.

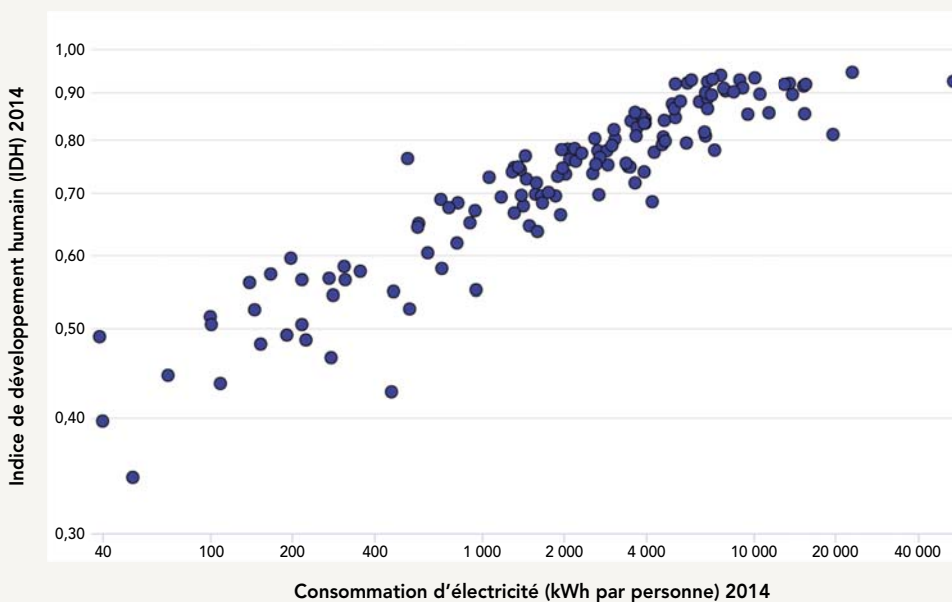
8. Pnud Madagascar, À propos de Madagascar [consulté en 2017], <http://www.mg.undp.org/content/madagascar/fr/home/countryinfo.html>.

communication (TIC), éclairage, chauffage et cuisine. L'électrification peut réduire la pauvreté en augmentant les temps scolaires, l'emploi, la productivité, ou encore réduire les pressions exercées sur l'environnement<sup>9</sup>.

En se fondant sur l'indice de développement humain (IDH), on constate qu'il existe une corrélation entre le niveau de vie et l'accès à l'électricité. L'électrification serait ainsi un vecteur de développement économique qui permettrait à une partie non négligeable de la population de sortir de la précarité.

**FIGURE 2** Relation entre indice de développement humain et taux d'accès à l'électricité des populations

(source : d'après les données du site Perspective monde [<http://perspective.usherbrooke.ca>])



## État du réseau malgache

La société d'électricité d'État Jirama (*Jiro sy rano malagasy*) détient un quasi-monopole pour l'approvisionnement en électricité du territoire malgache (les zones rurales sont sous la responsabilité de l'Agence de l'électrification rurale – Ader –, décrite plus loin). Elle dispose aujourd'hui d'un réseau interconnecté autour d'Antananarivo, de Tamatave et de Fianarantsoa, et d'une centaine de réseaux isolés dans les capitales de district, soit envi-

<sup>9</sup>. Pnud, 2011.



ron 120 sites électrifiés. Toutefois, elle ne desservait en 2015 que 480 000 abonnés<sup>10</sup>. La compagnie nationale éprouve en effet de grosses difficultés à raccorder de nouvelles personnes. Avec une croissance démographique de l'ordre de 3 % par an, il faudrait réaliser au moins 14 000 nouveaux branchements chaque année pour conserver le taux d'électrification actuel, et bien davantage pour augmenter l'accès dans les zones en dehors du territoire de compétences de la Jirama. Or, on ne dénombre que 7 300 nouveaux branchements en moyenne par an entre 2006 et 2015, et seulement 6 144 en 2015, taux très faible comparé aux besoins du pays et qui montre que le taux de raccordement diminue dans les zones dont la Jirama a la responsabilité.

La consommation unitaire par abonné reste faible : elle s'élève en 2014 à 2 100 kWh en moyenne par an, soit environ 175 kWh par mois. Là encore, ce chiffre traduit de grandes disparités puisque les abonnés professionnels, et notamment les 1 000 clients industriels, consomment à eux seuls près de 37 % de la production totale.

**Le service fourni par la Jirama est marqué par une disponibilité aléatoire du réseau.**

Enfin, le service fourni par la Jirama est marqué par une disponibilité aléatoire du réseau. On constate de nombreuses coupures, dont les causes sont multiples : centrales hydroélectriques tournant au ralenti par manque de capacité de production en saison sèche (délestage<sup>11</sup>), incidents techniques en saison des pluies ou encore manque de carburant pour faire tourner les centrales. Les infrastructures électriques ne sont globalement pas de bonne qualité et sont souvent vétustes<sup>12</sup>, ce qui détériore grandement la qualité du service. Ainsi, la Jirama dénombrait en 2015 un total de plus de 12 000 coupures dues à des pannes, essentiellement sur le réseau basse tension, pour un total de

près de 730 000 heures de coupure de service. Si c'est 40 % de moins qu'en 2014, cela représente tout de même l'équivalent de 83 réseaux isolés non fonctionnels durant toute une année, soit l'équivalent des deux tiers des sites desservis par la compagnie nationale.

Face à l'insuffisance de l'investissement de la Jirama dans l'électrification rurale et l'entretien de ses infrastructures, l'État malgache a préféré miser sur des réformes du secteur énergétique afin de décentraliser l'électrification rurale et ouvrir le secteur énergétique à la concurrence.

### Répartition de l'accès à l'électricité

Les inégalités en termes d'accès à l'électricité sont frappantes à Madagascar et varient fortement d'un territoire à un autre. L'enquête périodique menée auprès des ménages et réali-

**Les inégalités en termes d'accès à l'électricité sont frappantes à Madagascar et varient d'un territoire à un autre.**

10. Ces données et les suivantes sont issues des statistiques annuelles de la Jirama, disponibles sur son site Internet : <http://www.JIRAMA.mg/>

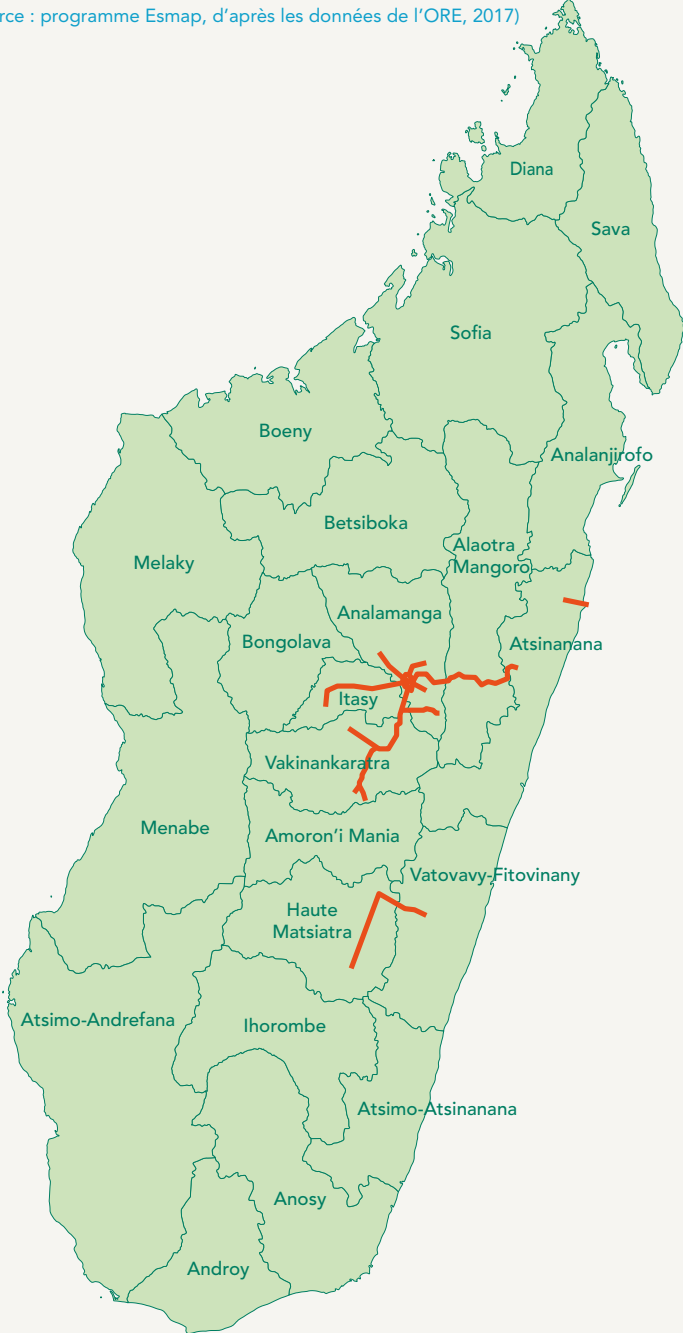
11. Voir glossaire p. 19-20.

12. « 35 % de la production de la Jirama sont perdus. 15 % concernent les pertes techniques et 20 % sont des pertes inexplicables, qui coûtent 20 milliards d'ariary par mois » (Interview du ministre des Finances et du Budget par le journal *Midi-madagasikara*, octobre 2016).

CARTE 2

### Répartition des centres autonomes et interconnectés à Madagascar

(source : programme Esmap, d’après les données de l’ORE, 2017)



sée par l'Institut national de la statistique révèle de très fortes disparités d'accès entre le milieu urbain et le milieu rural : en 2010, 58 % des ménages ont accès à l'électricité en milieu urbain, pour seulement 4,7 % des ménages ruraux, alors même que ces derniers représentent 70 % de la population du pays. Ce sont donc encore près de 14 millions de personnes qui vivent sans électricité et sans accès à des services énergétiques modernes.

Cette fracture entre ménages urbains et ruraux s'explique par l'histoire de l'électrification du pays : la société nationale d'électricité, qui disposait d'un monopole pour la fourniture du service, s'est toujours concentrée sur l'électrification des principaux centres urbains. Créée en 1975 par la fusion de deux sociétés nationales, la Jirama a progressivement développé un réseau interconnecté autour d'Antananarivo, la capitale malgache, et électrifié les chefs-lieux de district. Il a fallu attendre la réforme du secteur de l'électricité initiée en 1998 pour que l'électrification rurale soit mise en avant, avec notamment la création en 2002 de l'Agence de développement de l'électrification rurale (Ader), sous la responsabilité du ministère de l'Énergie et des Hydrocarbures.

L'inégalité d'accès à l'électricité est très marquée : seulement 0,7 % et 3,5 % des ménages des deux quintiles les plus pauvres (qui représentent 40 % de la population) s'éclairent à l'électricité. Le pétrole lampant reste la source d'éclairage la plus employée à Madagascar, et même parmi les 20 % des ménages les plus riches, 57 % seulement s'éclairent grâce à l'électricité. Le raccordement à l'électricité est donc réservé aux ménages les plus aisés.

**TABLEAU 1** Répartition des ménages selon la source d'éclairage, par quintile de consommation

(source : d'après Instat, 2013, p. XII)

QUINTILE DE CONSOMMATION	ÉLECTRICITÉ	GÉNÉRATEUR	PÉTROLE LAMPANT	BOUGIES	AUTRES	TOTAL
Plus pauvres	0,7 %	1,8 %	88,5 %	1,2 %	7,9 %	100 %
2 <sup>e</sup> quintile	3,5 %	2,1 %	83,7 %	1,9 %	8,9 %	100 %
3 <sup>e</sup> quintile	7,7 %	2,0 %	79,8 %	3,3 %	7,3 %	100 %
4 <sup>e</sup> quintile	23,4 %	2,2 %	63,9 %	5,0 %	5,5 %	100 %
Plus riches	57,3 %	1,7 %	34,2 %	4,1 %	2,7 %	100 %
Ensemble	18,7 %	2,0 %	69,8 %	3,1 %	6,4 %	100 %

Dans une situation d'extrême pauvreté, l'accès à une énergie moderne semble constituer le préalable à l'augmentation des moyens de production, et par là même au développement économique. Or, dans un pays où la population rurale est majoritaire, l'importante proportion de ménages habitant dans des villages ou des habitations isolées rend l'électrification par raccordement au réseau plus complexe.

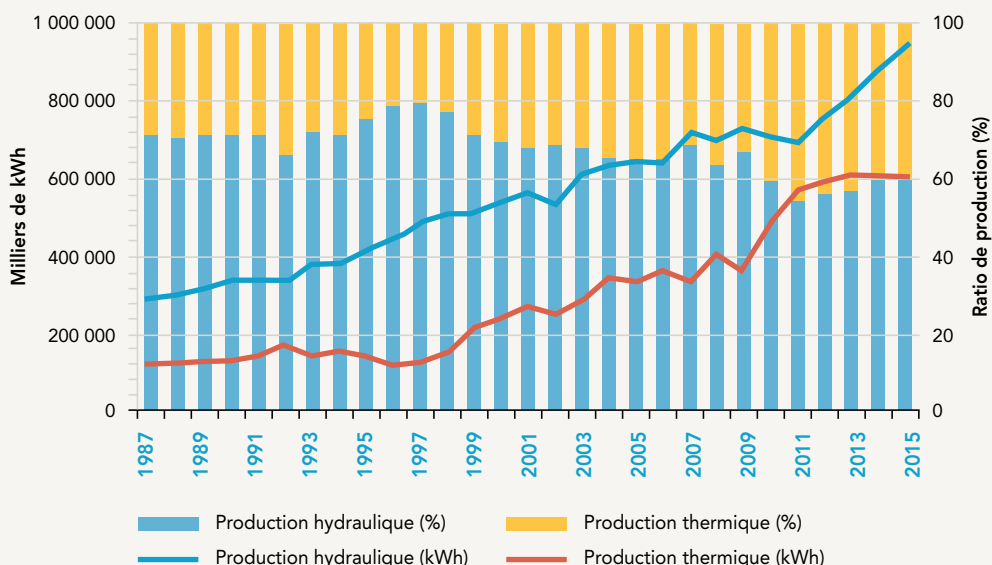
## Les ressources disponibles et la place des énergies renouvelables

La production électrique du pays repose très majoritairement sur les centrales thermiques et hydroélectriques. Quelques installations solaires ou de biomasse ont vu le jour ces dernières années, mais les capacités installées sont encore négligeables.

La production électrique de la Jirama s'établissait en 2015 à environ 1 450 GWh, et provenait à 58 % de centrales hydrauliques et à 42 % de centrales thermiques utilisant du gasoil ou du fuel. La production thermique de la Jirama est passée de 400 000 MWh en 2008 à 600 000 MWh en 2014, soit une augmentation de 50 %. Dans le même temps, la production hydraulique n'a progressé que de 26 % pour s'établir à environ 885 000 MWh. Sur la période 1987-2015, la production d'électricité d'origine hydraulique a en moyenne progressé de 4 % par an, et celle d'origine thermique de 7 %. La part de l'hydroélectricité dans le mix électrique<sup>13</sup> national est en chute constante depuis 15 ans, comme le témoigne le graphique ci-dessous.

**FIGURE 3** Production hydroélectrique et thermique de la Jirama

(source : chiffres de la Jirama)



13. Ensemble des sources d'énergies primaires utilisées pour la production d'électricité.

L'accroissement de la production d'origine thermique est principalement due à la location de groupes électrogènes servant à pallier les défaillances chroniques des équipements de la compagnie et les baisses de production hydraulique en saison sèche. Les infrastructures hydrauliques sont en effet dépendantes des pluies, et les changements observés depuis plusieurs années dans le régime des pluies entraînent une forte instabilité en matière de production. Cette situation est à l'origine de délestages de plus en plus fréquents à mesure que progresse la période d'étiage<sup>14</sup>. En conséquence, les pressions sociales et politiques incitent la Jirama à recourir à de nouveaux groupes thermiques pour répondre aux enjeux de fourniture d'électricité à court terme, et des centrales thermiques fonctionnant au fuel lourd ont récemment été installées<sup>15</sup>. Même si ces investissements permettent d'assurer l'approvisionnement de la capitale et de réduire de moitié les coûts de production par rapport au diesel, ils ne vont ni dans le sens de la transition énergétique, ni dans celui de la stratégie de développement des énergies renouvelables du gouvernement.

**Les pressions sociales et politiques incitent la Jirama à recourir à de nouveaux groupes thermiques pour répondre aux enjeux de fourniture d'électricité à court terme.**

La Jirama subit de plein fouet les contraintes financières liées à l'augmentation de son parc thermique. L'entreprise est structurellement déficitaire, en partie parce que le prix de vente de l'électricité couvre à peine le prix d'achat du carburant nécessaire à l'alimentation des groupes thermiques. Si une péréquation peut jouer sur le réseau interconnecté, alimenté à la fois par des centrales hydroélectriques et thermiques, la situation est bien plus problématique pour les réseaux isolés qui fonctionnent en très grande majorité avec du gasoil. L'électricité n'est fournie que quelques heures par jour, ce qui n'encourage pas les usagers à se raccorder. Dans ces petites villes, les entreprises moyennes de type usine de décorticage, atelier de soudure ou menuiserie, sont généralement équipées de groupes thermiques individuels. Les recettes liées à la vente de l'électricité sont donc limitées, ce qui empêche l'achat du carburant nécessaire au fonctionnement du réseau électrique. La Jirama pâtit de cette situation globale, et l'État doit combler le déficit de la compagnie, qui s'élevait en 2014 à 200 milliards de MGA (soit environ 65 millions d'euros), pour un chiffre d'affaires global de 446 milliards de MGA (144 millions d'euros).

La baisse progressive de la part d'hydroélectricité au profit de l'électricité d'origine thermique est pourtant en contradiction avec le contexte local et les analyses économiques les plus élémentaires. En matière de ressources disponibles tout d'abord, le potentiel

14. Voir glossaire p. 19-20.

15. Projets Noor 1 et Noor 2 du groupe Axian, respectivement de 48 et 28 MW, auxquelles s'ajoutent 40 MW de Symbion Power et 66 MW de Aksaf.

## Le potentiel hydroélectrique de Madagascar est considérable.

hydroélectrique de Madagascar est considérable : les ressources hydroélectriques théoriquement disponibles sont estimées à 7,8 GW, soit près de 60 fois les capacités actuellement installées. La diversité des sites permet d'envisager des infrastructures de toutes tailles, de quelques kilowatts à plusieurs centaines de mégawatts. Si la répartition de cette ressource est assez inégale sur le territoire, il reste techniquement possible de répondre à une grande partie de la demande en électricité à partir des seules ressources hydrauliques.

Le développement de l'hydroélectricité pourrait satisfaire la demande en électricité croissante qu'engendrent les activités économiques : les sites de grande capacité (supérieure à 100 MW<sup>16</sup>) se situent à proximité des centres urbains du pays et des zones industrielles (Antananarivo, Antsirabe, Toamasina et Fianarantsoa). L'installation de microcentrales hydroélectriques au fil de l'eau, dimensionnées en fonction de la demande locale, permettrait d'accroître progressivement le taux d'accès à l'électricité des populations rurales. D'un point de vue économique, il est démontré que l'équilibre financier des réseaux hydroélectriques est plus facile à atteindre que pour les réseaux thermiques, y compris en milieu rural. En effet, comme le montre le tableau ci-dessous, si le coût d'investissement du kilowatt thermique installé est assez faible (de 550 à 750 €/kW pour les réseaux ruraux<sup>17</sup>), les coûts de fonctionnement des réseaux sont en revanche très élevés. L'augmentation continue du coût du pétrole, la vétusté des infrastructures existantes et l'importance des coûts de maintenance plombent en effet la rentabilité des centrales thermiques. Inversement, alors que le coût d'investissement des centrales hydroélectriques est bien plus élevé, le coût de l'énergie produite est deux à trois fois moins cher.

**L'hydroélectricité pourrait satisfaire la demande en électricité croissante engendrée par les activités économiques.**

**TABLEAU 2** Comparaison de l'investissement et du coût de revient entre énergie thermique et hydroélectrique

(source : d'après les chiffres de l'Ader et de l'ORE, 2012)

	COÛT D'INVESTISSEMENT AU KWH INSTALLÉ (HT)		COÛT DE REVIENT DE L'ÉNERGIE AU KWH (HT)	
	Grands centres	Ruraux	Grands centres	Ruraux
Hydraulique	ND	1 600-2 100 €	0,85 €	0,13-0,21 €
Thermique	ND	550-750 €	1,70-2,55 €	0,55-0,72 €

16. Banque mondiale, 2014.

17. Estimations issues de l'Agence de développement de l'électrification rurale (Ader) et de l'Office de régulation de l'électricité (ORE).

Cette équation entre coût d'investissement et coût de fonctionnement amène à repenser l'évolution du parc de production d'électricité de Madagascar. Il existe aujourd'hui dans le pays un consensus sur la nécessité de réduire les investissements peu durables dans des infrastructures de production thermique pour recentrer les investissements sur l'hydro-électricité. Cela est impératif pour que le pays respecte ses engagements internationaux en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre pris en décembre 2015 lors de la COP 21, et ce d'autant plus en milieu rural afin de produire une électricité bon marché et accessible aux ménages à faibles revenus. Enfin, il est obligatoire de réduire les investissements à risque si l'on souhaite attirer les investisseurs privés dans le secteur de l'électrification rurale, ainsi que l'encouragent la réforme sectorielle des années 2000 et la révision de la loi de 1998.

## LES ACTEURS DE L'ÉLECTRIFICATION

L'organisation du secteur de l'électrification s'est stabilisée suite aux réformes menées entre la fin des années 1990 et le début des années 2000, présentées plus en détail dans la suite de cette partie. La régulation et la gestion du secteur de l'énergie sont aujourd'hui assurées par plusieurs entités sous contrôle gouvernemental, tandis que les responsabilités de chacun des acteurs sont globalement connues et acceptées.

**La régulation et la gestion du secteur de l'énergie sont assurées par plusieurs entités sous contrôle gouvernemental.**

Il est intéressant de s'arrêter un instant sur les forces et faiblesses des acteurs de l'électrification à Madagascar. Les paragraphes qui suivent décrivent la situation telle qu'elle était lors de la mise en place du projet Rhyviere en 2008. Le ministère de l'Énergie et des Hydrocarbures (MEH) a depuis changé de nom, et s'appelle désormais le ministère de l'Eau, de l'Énergie et des Hydrocarbures (MEEH). Nous désignerons donc, dans la suite de ce document, le ministère par son nom au moment du projet.

### Présentation, forces et faiblesses

#### *Le ministère de l'Énergie et des Hydrocarbures*

**Le ministère de l'Énergie et des Hydrocarbures est l'acteur clé du secteur énergétique.**

Le ministère de l'Énergie et des Hydrocarbures (MEH) est l'acteur clé du secteur énergétique. Il est chargé de concevoir et de piloter la politique énergétique du pays, avec pour objectif d'assurer les conditions de la croissance économique et le bien-être de la population. D'abord relié aux thématiques de l'industrie et des mines, ce ministère s'occupe pleinement, depuis 2009, du secteur énergétique.

Depuis la réforme sectorielle des années 2000, le ministère est l'autorité concédante responsable de l'octroi des autorisations et des concessions pour l'exploitation des installations de transport, de distribution et de production d'énergie électrique. À ce titre, il signe les contrats d'autorisation ou de concession avec les délégataires et

adopte les décrets portant approbation des contrats d'autorisation (les décrets concernant les contrats de concession étant adoptés par le Premier ministre). Le ministère assure également la tutelle de la Jirama, de façon conjointe avec les ministères en charge des finances et de l'eau (la Jirama assurant également la gestion des réseaux d'eau potable en zone urbaine). L'Agence de développement de l'électrification rurale (Ader) et l'Office de régulation de l'électricité (ORE), présentés plus loin, sont également sous sa responsabilité.

**Les nombreux remaniements ministériels ont empêché de mener à bien les réformes nécessaires.**

Toutefois, l'instabilité politique qui sévit à Madagascar depuis la crise de 2009, ainsi que la fragilité de l'État qui en résulte, ont entraîné de nombreux remaniements ministériels. Les ministres et secrétaires généraux sont restés peu de temps en place, incapables de mener à bien les réformes nécessaires et de soutenir de manière forte la politique d'accès à l'électricité, alors que le secteur de l'énergie était identifié comme prioritaire, à la fois par l'État malgache et les institutions internationales.

### ■ *L'Office de régulation de l'électricité*

L'ORE est un établissement public à caractère administratif doté de la personnalité morale et de l'autonomie financière. C'est un organe technique, consultatif et exécutif spécialisé en charge du contrôle du secteur électricité. Les missions de l'ORE sont de contrôler les prix de l'électricité, de veiller au respect des normes techniques pour garantir la qualité du service et de s'assurer du respect de la concurrence dans le secteur.

À ce titre, il intervient en amont et en aval de la mise en route des réseaux électriques pour :

- promouvoir la participation du secteur privé et garantir la transparence dans la sélection des opérateurs ;
- s'assurer de la conformité des tarifs proposés aux dispositions légales et réglementaires ;
- contrôler le respect des normes techniques des réseaux électriques ;
- garantir une égalité de traitement entre les usagers et veiller à leur intérêt ;
- s'assurer du respect par les opérateurs des dispositions des contrats d'autorisation et de concession.

L'ORE régule également l'ensemble des opérateurs intervenant dans le secteur de l'électricité, qu'ils soient privés, comme les délégataires, ou détenus par l'État, comme la Jirama. Dans la pratique, on peut observer qu'il exerce plus de contrôle sur les délégataires que sur la Jirama. Cela peut s'expliquer par la grande porosité entre les deux structures, une bonne partie du personnel de l'ORE ayant été formé et mobilisé au sein de la Jirama, acteur historique qui a pendant longtemps été le principal employeur des ingénieurs en électricité du pays.

**L'ORE régule l'ensemble des opérateurs intervenant dans le secteur de l'électricité, qu'ils soient privés ou détenus par l'État.**



## Le contrôle et le suivi réalisés par l'ORE restent limités.

D'un point de vue opérationnel, le contrôle et le suivi réalisés par l'ORE restent limités. L'office intervient principalement avant la mise en route des réseaux pour vérifier le respect des normes techniques (contrôle de conformité) et accorder l'autorisation de mise en service. Il peut difficilement contrôler toutes les installations du pays et s'assurer de la bonne application des termes des contrats de délégation. C'est donc souvent aux acteurs locaux ou nationaux qu'il incombe de faire remonter les doléances afin que l'ORE puisse rendre son avis à l'État, qui prendra alors les sanctions nécessaires.

## L'Agence de développement de l'électrification rurale

L'Agence de développement de l'électrification rurale (Ader) est un établissement public à caractère administratif, placé sous la tutelle technique du ministère de l'Énergie et sous la tutelle budgétaire du ministère des Finances. Créée en 2002, elle est chargée de mettre en œuvre la politique du secteur de l'électricité en milieu rural. Elle assure à ce titre la promotion de la fourniture de services d'électricité en milieu rural, supervise et finance des projets d'électrification rurale et suit toutes les activités relatives à ce domaine. L'Ader assure également la gestion du Fonds national de l'électricité<sup>18</sup> (FNE), créé lui aussi en 2002 pour financer les programmes de développement de l'électrification rurale. Ce fonds est en théorie alimenté par une taxe prélevée sur les factures d'électricité des abonnés (ruraux comme urbains) consommant au-delà de 20 kWh/mois. En réalité, il s'avère plus difficile de suivre les comptes des délégataires et de collecter la taxe.

## L'Ader est l'interlocutrice privilégiée des bailleurs de fonds internationaux.

Le rôle de l'Ader a considérablement gagné en importance depuis sa création. L'agence est maintenant reconnue comme l'acteur clé de l'électrification rurale et parvient à centraliser la stratégie de planification territoriale d'accès à l'électricité, mais également les relations avec les financeurs et les porteurs de projets. À ce titre, elle est l'interlocutrice privilégiée des bailleurs de fonds internationaux, que ce soit de façon programmatique ou stratégique, ainsi que des porteurs de projets individuels.

En dépit de cette reconnaissance, l'agence a connu de nombreuses difficultés depuis la crise politique de 2009. Ne pouvant plus travailler normalement, elle a dû se limiter au suivi des dossiers en cours, sans pouvoir véritablement être porteuse de nouveaux projets. La nomination en 2015 d'un nouveau secrétaire exécutif a permis de retrouver un rythme de travail plus ambiteux, et notamment de lancer l'électrification de nouveaux sites.

**Depuis la crise de 2009, l'Ader a dû se limiter au suivi des dossiers en cours.**

Depuis 2013, l'Ader a revu sa stratégie en formalisant des plans d'électrification régionaux qui permettent de dresser la liste des priorités en matière d'électrification rurale pour chaque région du pays. Ces plans identifient des « pôles de développement »,

18. Voir glossaire p. 19-20.

c'est-à-dire des sites prioritaires dont l'électrification devrait bénéficier au plus grand nombre et permettre de maximiser le développement économique. L'électrification peut alors se faire soit par extension du réseau électrique existant, soit par installation d'un nouveau réseau autonome, l'utilisation des énergies renouvelables étant fortement encouragée. Les sites non prioritaires se voient proposer une électrification de base constituée de solutions solaires individuelles installées sur les infrastructures collectives de santé et d'éducation. Une fois cette classification établie, l'Ader peut lancer des appels d'offres pour sélectionner des opérateurs afin d'électrifier les zones préalablement définies.

Pour être qualifiée de prioritaire, la zone à électrifier doit regrouper des sites présentant un important foyer de population et des opportunités de développement économique (les fameux « pôles de développement »), mais également abriter des sites plus petits, électrifiés par solution individuelle solaire. Ces critères de sélection ont pour objectif d'encourager les délégataires à investir en promouvant les sites les plus rentables, sans pour autant délaisser les sites plus petits.

### La Jirama

Société anonyme détenue entièrement par l'État malgache, la Jirama est placée sous la tutelle conjointe du ministère de l'Eau, du ministère des Finances et du Budget et du ministère de l'Énergie et des Hydrocarbures. Elle fournit l'électricité sur le réseau national et interconnecté, ainsi que dans les centres urbains et les chefs-lieux de district.

La forte proportion de la production électrique provenant du parc thermique de groupes électrogènes a des conséquences dramatiques sur les finances de l'entreprise, avec une facture pétrolière estimée en 2016 à 636 milliards MGA<sup>19</sup>. Afin d'« atténuer les impacts sur les consommateurs », l'État subventionne la Jirama, notamment pour l'achat de combustible : en 2015, cette subvention s'élevait à 309 milliards MGA<sup>20</sup>.

Le personnel de la Jirama peine à remplir sa mission de service public, et est avant tout affecté à la résolution des problèmes « urgents ». Avec environ 6 000 agents répartis sur les secteurs de l'eau et de l'électricité<sup>21</sup>, et 20 % des effectifs globaux qui occupent des fonctions de cadre dirigeant (soit environ 1 200 personnes), la Jirama se focalise sur des objectifs à court terme tels que les opérations de délestage, de maintenance du réseau, d'approvisionnement en carburant ou de tarification.

**Le personnel de la Jirama est avant tout affecté à la résolution des problèmes « urgents ».**

19. FAD, 2016.

20. FAD, 2016.

21. 43 % sont affectés au secteur de l'électricité, 16 % au secteur de l'eau et 41 % sont à cheval sur les deux secteurs.

L'absence de vision à long terme et le manque d'investissements dans des énergies plus rentables entraînent le pays dans une situation financière et énergétique critique. À titre de comparaison, avec le montant de la subvention versée par l'État pour l'achat de carburant, on pourrait construire trente centrales hydroélectriques d'une puissance de 1,5 MW et approvisionner près de 225 000 ménages en électricité<sup>22</sup>.

Le manque de performance et de rentabilité des installations de la Jirama est aggravé par l'absence de transparence des marchés publics. Aujourd'hui, la majorité des groupes électrogènes loués à la société sont en très mauvais état et, d'après la Banque africaine de développement, leur puissance n'atteindrait que 42 % de leur capacité totale.

La situation financière de la Jirama est donc très tendue, puisque l'entreprise est en déficit chronique, comblé chaque année par l'État. De fait, la Jirama concentre toutes les attentions, aussi bien de la part de l'État que des acteurs internationaux. Les plans de redressement se suivent sans que la situation ne se soit pour l'instant améliorée. Bien que les tarifs d'électricité aient été revus à la hausse en 2016, ils restent toujours trop faibles pour permettre à la Jirama d'atteindre un équilibre financier. Ceux appliqués aux industriels sont en revanche plutôt élevés et pénalisent le pays dans le classement *Doing business*, qui évalue la facilité à faire des affaires dans un pays donné (Madagascar se situe à la 184<sup>e</sup> place pour l'indicateur « raccordement à l'électricité<sup>23</sup> »). Par ailleurs, le passage de la

**Les tarifs d'électricité restent trop faibles pour permettre à la Jirama d'atteindre un équilibre financier.**

Jirama d'un statut de société d'État à celui de société commerciale, en discussion depuis plusieurs années, n'est toujours pas effectif.

Les problèmes rencontrés par la Jirama ont des répercussions en termes d'électrification rurale. Tout d'abord, le non-versement de sa contribution au Fonds national de l'électricité (FNE) limite le déploiement de nouveaux projets d'électrification rurale, comme cela sera expliqué plus loin. Les difficultés évoquées plus haut réduisent les capacités des opérateurs privés à travailler avec l'entreprise. La répartition des responsabilités entre les opérateurs et la compagnie est sujette à controverse, car elle favorise cette dernière en lui laissant le soin d'électrifier les sites isolés les plus importants, et donc potentiellement les plus rentables, dont elle ne cède pas les concessions aux opérateurs privés. Ces derniers ne peuvent donc qu'électrifier des sites isolés de taille plus petite, moins rentables. Il serait pourtant plus intéressant pour la Jirama d'abandonner les réseaux isolés, dont la gestion est trop compliquée pour une structure aussi centralisée, et trop lourde d'un point de vue financier, et de les laisser aux opérateurs privés. Cela lui permettrait de se concentrer sur le réseau interconnecté.

**La répartition des responsabilités entre les opérateurs et la Jirama est sujette à controverse.**

22. Pour une puissance de 200 W par ménage.

23. Banque mondiale, Madagascar, Doing Business [consulté en 2017], <http://francais.doingbusiness.org/data/exploreeconomies/madagascar#getting-electricity>

La seule solution aujourd'hui possible pour que les opérateurs privés puissent investir dans des sites isolés à haut potentiel est de revendre l'électricité produite à la Jirama, qui reste responsable de la distribution de l'électricité dans les petits bourgs ruraux. Si cette idée paraît pertinente dans l'absolu, elle ne parvient pas à se concrétiser du fait de l'insolvabilité de l'entreprise d'État : les opérateurs sont réticents à signer un contrat de revente avec elle, puisqu'elle ne règle pas ses factures, ou alors très en retard. Si certains sont prêts à prendre le risque, ils se heurtent alors à une forte opposition de la part des acteurs bancaires, qui refusent systématiquement un crédit à une entreprise dont une part importante des recettes doit provenir de la Jirama. La situation est donc bloquée et les projets les plus intéressants d'un point de vue financier ont du mal à se développer. Le projet Rhyviere a expérimenté ce blocage de façon concrète, comme cela est retracé dans la partie 4 de ce document.

### ■ Les communes

La loi n° 94-008 du 26 avril 1995 fixant les règles relatives à l'organisation, au fonctionnement et aux attributions des collectivités territoriales décentralisées dispose que « le conseil communal délibère notamment sur les objets suivants : [...] la concession ou l'affermage des services publics à caractère industriel ou commercial créés par la collectivité elle-même » (article 36, alinéa 10). Ainsi, l'accès à l'électricité ne fait pas explicitement partie des prérogatives des communes. Les contrats de concession sont signés entre le ministère de l'Énergie et les opérateurs privés, et les communes ne sont pas toujours impliquées, alors même qu'elles représentent les citoyens. Le projet Rhyviere I a tenté de donner un rôle plus précis aux communes, comme nous le verrons dans la suite de ce document.

### Résumé

**Deux entités se partagent le pouvoir de réglementation et de contrôle : l'ORE et le ministère de l'Énergie.**

Si les compétences de chacun des acteurs publics de l'électrification sont, globalement, correctement définies, on observe toutefois que deux entités se partagent le pouvoir de réglementation et de contrôle : l'ORE et le ministère de l'Énergie, le second chapeautant directement le premier. Or, l'imbrication de ces deux organes, qui organisent tous deux la validation des normes de la filière et le contrôle des contrats, peut entraîner des complications. En effet, même si l'ORE assure le contrôle de légalité des contrats de concession et d'autorisation, le ministère peut tout à fait se passer de lui, voire même influencer ses décisions.

La figure n° 7, située plus loin dans ce document, montre l'omnipotence du ministre de l'Énergie, qui valide directement chaque contrat de concession et d'autorisation. On remarque également l'omniprésence de la Jirama en ce qui concerne l'électrification urbaine, celle-ci assurant la majeure partie de la production, du transport et de la distribution de l'énergie (elle assure l'intégralité du transport et de la distribution d'énergie en milieu urbain et rachète l'énergie d'une grande partie des opérateurs). Pour finir, on peut

voir le rôle limité de l'Ader : celle-ci ne gère pas directement le Fonds national de l'électricité (FNE), mais assure uniquement la distribution des fonds, l'instruction des contrats et le suivi de l'électrification rurale.

**TABLEAU 3** Répartition des compétences des principaux acteurs publics de l'électrification

(source : d'après Aides, 2012, p. 138)

	MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE	ORE	ADER
<b>Statut</b>		Établissement public à caractère administratif.	Établissement public à caractère administratif.
<b>Politique de l'énergie</b>	Élabore la politique générale.	Peut adresser des recommandations au gouvernement pour le développement de la concurrence dans les activités de production, de transport et de distribution d'énergie électrique.	
<b>Tarification</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fixe le tarif plafond.</li> <li>- Donne son accord préalable avant modification des tarifs.</li> <li>- Peut proposer des modifications de texte.</li> </ul>	
<b>Réglementation et normes</b>	Fixe par voie réglementaire les normes et les spécifications techniques.	Établit des normes ayant valeur impérative et s'imposant aux exploitants.	Peut proposer des projets de textes législatifs et/ou réglementaires relatifs aux normes techniques et de service.
<b>Appels d'offres</b>	Lance des appels d'offres en matière de transport et de distribution.	Examine et accorde son visa préalable à tout lancement de projets d'appels d'offres pour achat de puissance et d'énergie ou pour octroi de concession ou d'autorisation.	Promeut et encourage la soumission de projets en électrification rurale.
<b>Octroi des contrats d'autorisation et de concession</b>	Par voie d'arrêté pour le contrat d'autorisation. Par voie de décret pour le contrat de concession.		Instruit les demandes.

## LA RÉFORME DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ : OBJECTIFS ET RÉSULTATS

**D'ambitieuses réformes ont été mises en place par les autorités malgaches dans le milieu des années 1990.**

Face aux faiblesses du secteur de l'électricité, d'ambitieuses réformes ont été mises en place par les autorités malgaches dans le milieu des années 1990, dont l'apogée est atteint avec la réforme du secteur de 1998. Ouvrant le marché aux opérateurs privés, ces diverses réformes n'ont toutefois pas été à la hauteur des objectifs fixés par l'État. Notamment, la répartition de l'accès au service d'électricité n'a pas vu d'amélioration et stagnait toujours en 2017 autour de 29 % pour le milieu urbain et de 11 % pour le milieu rural.

Jusqu'en 1975, le secteur de l'énergie à Madagascar était régi par les dispositions de l'ordonnance n° 74-002 du 4 février 1974 portant orientation de la politique de l'eau et de l'électricité. L'État, qui détenait le droit exclusif d'intervenir dans ce secteur, l'a alors confié à la Jirama, qui exploite depuis cette date la grande majorité des installations de production, de transport et de distribution d'électricité.

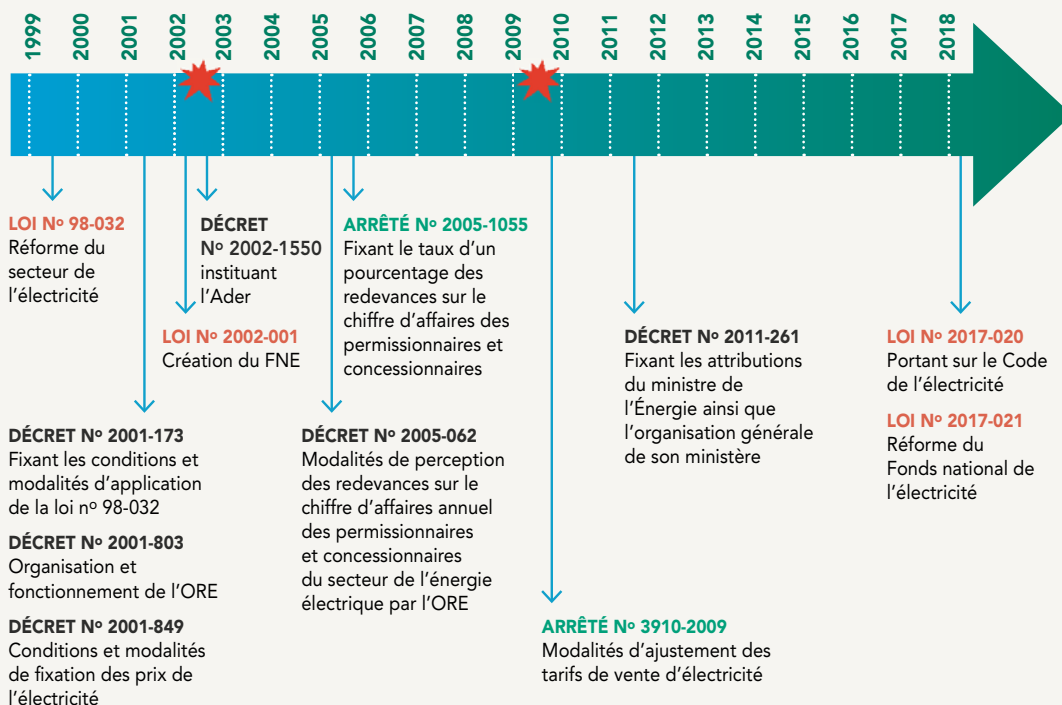
À partir des années 1990, l'État malgache entame une politique de libéralisation économique, de désengagement progressif et d'ouverture à la concurrence des activités de production du pays. La loi n° 98-032, détaillée dans la suite de cette partie, en est un aboutissement et remet en cause le monopole de l'État dans le secteur de l'énergie électrique. Le cadre réglementaire et institutionnel en est profondément modifié, avec l'apparition de nouveaux acteurs. Le projet Rhyviere I, objet de ce document, s'inscrit dans le cadre de cette réforme.


Face à l'ampleur des enjeux socio-économiques, les autorités malgaches affichent aujourd'hui la volonté de restructurer le secteur énergétique et de développer un nouveau cadre législatif. Depuis 2017, l'ORE et le ministère de l'Énergie ont ouvert au débat des modifications à apporter à la loi de 1998 afin de renforcer les institutions nationales et ouvrir un peu plus le secteur aux acteurs privés<sup>24</sup>. La loi n° 2017-020 portant Code de l'électricité à Madagascar a été votée par l'Assemblée nationale et le Sénat. Le Haut Conseil constitutionnel en a cependant rejeté certains articles en décembre 2017, et elle n'a été promulguée qu'en avril 2018. Elle est actuellement en attente des décrets d'application.

24. Ce point sera développé plus en détail dans la dernière partie de ce document.

**FIGURE 4** Textes en vigueur concernant le secteur de l'électrification

(source : site Internet de l'Assemblée nationale)



 Crises politiques

© Théo Grondin

## Objectifs de la réforme de 1998

La réforme du secteur de l'énergie de 1998 cherche à atteindre les objectifs suivants<sup>25</sup> :

### → Ouverture à de nouveaux opérateurs :

*« Cette réforme a pour but d'ouvrir à de nouveaux opérateurs la possibilité d'intervenir au sein du secteur afin, d'une part, de relayer l'État malgache dans le financement de l'infrastructure électrique du pays et, d'autre part, de promouvoir l'efficacité et la qualité du service offert aux usagers par le jeu de la concurrence. »*

Source : Loi n° 98-032 portant réforme du secteur de l'électricité.

25. Reprise des objectifs rédigés dans Aides, 2012.

Cette libéralisation ne signifie pas pour autant dérèglementation : régie par la loi et ses textes subséquents, elle est placée sous le contrôle du ministère de l'Énergie ainsi que sous celui du nouvel organisme de régulation qu'elle crée, l'Office de régulation de l'électricité (ORE), deux autorités chargées de l'application de la loi. Les activités de production et d'exploitation nécessitent l'obtention préalable soit d'un contrat d'autorisation, soit d'un contrat de concession.

- **Sécurisation des investissements pour les opérateurs** : contrat de concession et modalités d'indemnisation en cas de retrait de l'autorisation.
- **Instauration d'un organisme régulateur** : l'ORE, chargé de déterminer et de publier les tarifs de l'électricité.
- **Mise en place d'un dispositif institutionnel dédié à l'électrification des zones rurales**, avec la création de l'Ader.
- **Préservation de l'environnement et de la sécurité des personnes et des biens** avec l'obligation de réaliser des études d'impact environnemental et social au-delà d'une certaine puissance installée.
- **Réglementation des tarifs, définition d'une grille de calcul des tarifs.**

### Des résultats mitigés

Près de 15 ans après l'adoption de la réforme du secteur, le bilan en matière d'accès à l'énergie reste mitigé. La principale réussite de la réforme est d'avoir permis d'augmenter sensiblement la participation d'acteurs privés au développement du secteur de l'électricité.

### Une répartition déséquilibrée du marché entre opérateurs

Si la Jirama peine à fournir un service de qualité à l'ensemble de la population malgache, elle est néanmoins omniprésente sur le territoire (essentiellement urbain) ainsi que dans tous les aspects du secteur de l'électrification (production, transport et distribution) : elle reste le principal fournisseur d'électricité, alors que les opérateurs privés produisent près du quart de la production totale du pays, soit en 2011 environ 300 GWh<sup>26</sup>. La participation du secteur privé est importante dans les zones rurales : en 2012, l'intégralité de la production électrique des sites ruraux (en dehors des sites sous régime de la Jirama) était fournie par les opérateurs privés.

**Les opérateurs privés produisent près du quart de la production totale du pays.**

La pérennité des infrastructures mises en place par les opérateurs reste toutefois aléatoire : sur les 94 réseaux ruraux exploités par des opérateurs (délégataires privés, associations/coopératives ou communes<sup>27</sup>), 41 étaient non fonctionnels le 31 décembre 2014.

26. Aides, 2012.

27. Ce décompte est réalisé sur la base des chiffres fournis par l'Office de régulation de l'électricité (ORE) au 31 décembre 2014. On dénombre alors 7 réseaux exploités par des associations ou coopératives, 8 par des communes et 79 par des entreprises.



### ■ Le quasi-monopole de la Jirama

Comme expliqué précédemment, la Jirama se trouve dans une situation de déficit récurrent qui l'empêche d'exercer ses prérogatives. Son rendement s'est encore détérioré ces dernières années, passant de 75 % en 2009 à 66 % en 2015<sup>28</sup>.

En dépit de ces résultats et de la libéralisation du secteur, la Jirama possède la majorité des infrastructures, à savoir 114 centres de production électrique (100 sont alimentés par des groupes thermiques diesel et 14 par des centrales hydroélectriques), et intervient dans 66 des 232 communes urbaines de Madagascar.

Néanmoins, en 2016, 11 sociétés privées disposaient de contrats de concession et/ou d'autoproduction pour l'exploitation de grandes centrales électriques, dont la production était ensuite revendue à la Jirama pour alimenter les centres urbains (réseau interconnecté).

**TABLEAU 4** Démarches pour l'obtention d'un contrat de concession, une déclaration ou une autorisation en fonction du seuil de production et de la source d'énergie

(source : loi n° 98-032 portant réforme du secteur de l'électricité)

ÉTABLISSEMENTS ET EXPLOITATIONS	LIBRE	DÉCLARATION	AUTORISATION	CONCESSION
Démarches			Arrêté ministériel après évaluation de la demande	Attribué par décret après appel d'offres (peut être consulté par n'importe quel ministère ou collectivité)
Installations thermiques	Usage personnel < 10 kW	Autoproduction ≤ 1 MW, sinon autorisation	P < ou = 500 kW	Puissance installée > 500 kWh
Installations hydrauliques		Autoproduction < 500 kW, sinon autorisation	P < ou = 150 kW	P > 150 kW
Distribution			P < 500 kW	Puissance de pointe > 500 kW
Transport				Toutes

© Théo Grondin

## La libéralisation du secteur de l'électrification rurale tend à s'accélérer pour des installations de petite puissance.

Entre 2001 et 2016, 98 autorisations d'exploitation ont été délivrées, dont 63 entre 2009 et 2016, preuve que la libéralisation du secteur de l'électrification rurale tend à s'accélérer pour des installations de plus petite puissance. Le passage à l'échelle reste toutefois limité, d'une part car les centres ruraux d'envergure qui pourraient être exploités par des opérateurs privés restent gérés par la Jirama, et d'autre part parce que le financement et la rentabilité des centres de plus petite taille est encore difficile.

### ■ La faible marge de manœuvre des délégataires privés

La procédure d'éligibilité pour l'électrification rurale est bien définie par la loi : après l'identification des sites potentiels et une fois rédigées les études de faisabilité, la mise en œuvre est soumise à autorisation ou concession du ministère de l'Énergie. Le choix du délégataire chargé de la mise en œuvre est effectué par appel d'offres suivant deux modalités : l'appel à projet ou l'appel à candidature. Après sélection, le soumissionnaire signe un contrat d'autorisation ou de concession avec le ministère (et la commune), ainsi qu'une convention de financement avec l'Ader qui, s'il s'engage à assurer 30 % des investissements, lui donne accès à la subvention du Fonds national de l'électricité (FNE).

Si le système de répartition des concessions est, sur le papier, complet et accessible, la procédure de traitement et d'instruction des projets est en réalité longue et complexe. En effet, celle-ci est difficile à mettre en œuvre du fait du coût et de la complexité des études techniques nécessaires pour évaluer le potentiel des projets. Cela entraîne souvent des lenteurs ou des hésitations dans la prise de décision, aussi bien au niveau des investisseurs potentiels que des décideurs étatiques ou des bailleurs.

**La procédure de traitement et d'instruction des projets est longue et complexe.**

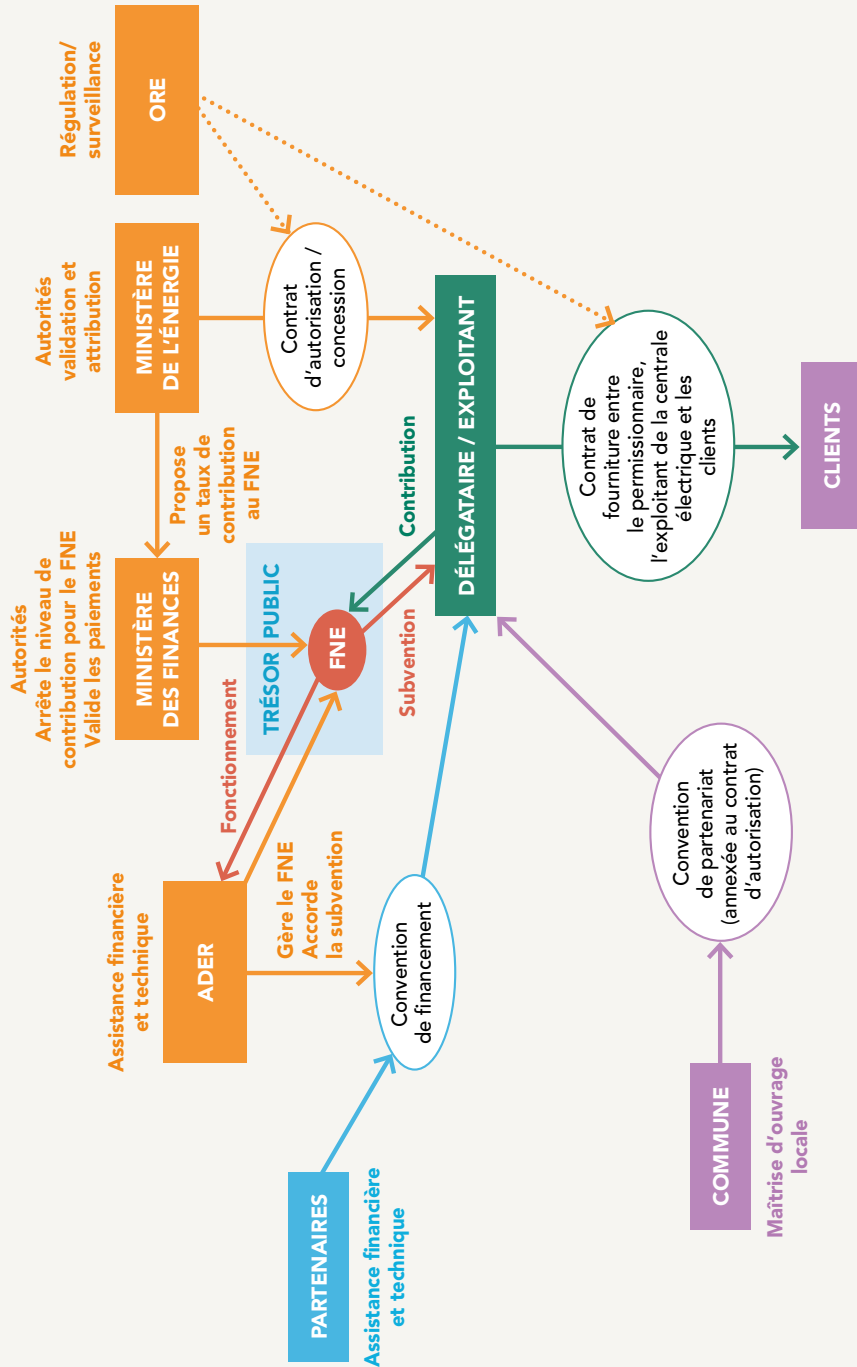
De plus, si la demande d'autorisation peut être validée par arrêté ministériel, la concession est quant à elle attribuée par décret gouvernemental. L'instruction d'une demande de concession est donc plus longue et peut prendre de quelques mois à plus d'un an, sans que l'on soit assuré d'en obtenir la validation. On lui préfère donc souvent une demande d'autorisation, plus facile à obtenir, quand bien-même celle-ci limite les possibilités de production à cause des seuils définis par la loi, plutôt bas compte tenu de la puissance installée (moins de 150 kW pour l'hydroélectricité). De ce fait, les opérateurs investissent sur de petites puissances ou favorisent les installations thermiques, moins contraignantes en termes de procédures et d'investissements.

## Les nouveaux opérateurs hydroélectriques de grande envergure sont peu nombreux et se voient imposer des seuils de production qui limitent leurs ambitions.

En conséquence, les nouveaux opérateurs hydroélectriques de grande envergure sont peu nombreux et se voient imposer des seuils de production définis par la loi qui limitent leurs ambitions. Entre 2001 et 2016, seulement six opérateurs avaient ainsi obtenu une concession pour des infrastructures hydroélectriques de plus

**FIGURE 5** Relations contractuelles entre les acteurs d'un projet d'électrification à Madagascar

(source : d'après Rakotomalala T., Ratsaraefadaly M. et al., 2015, p. 25)



de 150 kW hors réseau interconnecté. En dépit du fait que Madagascar dispose d'un potentiel hydraulique colossal, la réforme n'a pas véritablement enclenché d'augmentation des investissements privés dans le secteur de l'électrification rurale du fait des difficultés d'accès aux financements et de la lourdeur des procédures d'attribution des concessions.

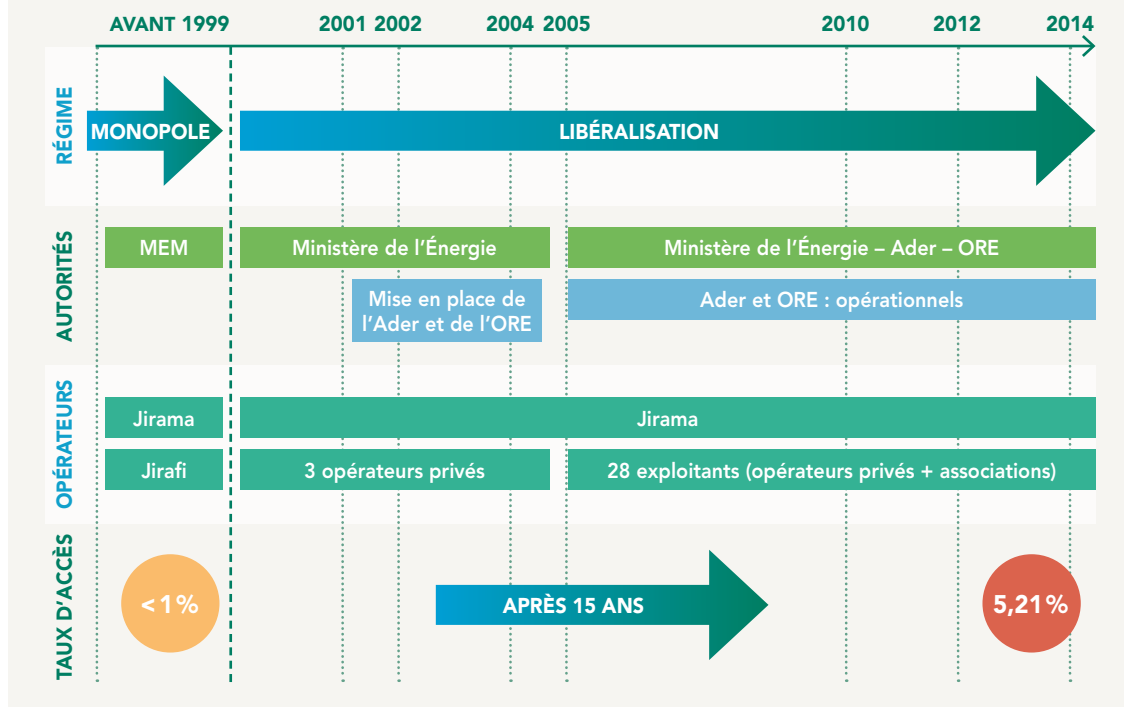
### ■ Une réforme inaboutie

La réforme menée entre 1998 et 2002 a permis de clarifier les responsabilités des acteurs en matière d'accès à l'électricité, tout en ouvrant la porte à la mobilisation du secteur privé pour pallier les faibles capacités de financement et de mobilisation de l'État malgache. Elle n'a cependant pas eu les effets escomptés. En effet, si ses répercussions en termes d'implication du secteur privé sont relativement importantes, avec l'attribution en 15 ans de 98 délégations à une trentaine d'opérateurs privés, les résultats concrets en matière d'accès à l'électricité des populations sont bien plus mitigés. En réalité, seuls quelques sites sont en état de fonctionner. Le taux d'électrification rurale a donc très peu augmenté depuis l'adoption de la réforme, se stabilisant autour de 5 % en 2013-2014.

**Le taux d'électrification rurale a très peu augmenté depuis l'adoption de la réforme.**

FIGURE 6 Les répercussions de la réforme, de 1999 à 2014

(source : d'après Ader, ministère de l'Énergie et des Hydrocarbures, 2015, p. 3)



Comment expliquer ces maigres résultats, alors même qu'un certain nombre d'acteurs privés se sont mobilisés et que près d'une centaine de sites ont été équipés ? Pourquoi la réforme n'a-t-elle pas ouvert la voie à des investissements massifs dans le secteur ? Quelles sont les raisons de la faiblesse technique des infrastructures réalisées et du désengagement massif des opérateurs privés ?

### ■ **Un contrôle des acteurs publics défaillant**

Bien que la réforme du secteur de l'électricité ait instauré un ensemble de structures intervenant pour décider, piloter, accompagner, financer et contrôler la politique d'accès à l'électricité, ces dernières ne remplissent pas entièrement le rôle qui leur a été attribué.

### ■ **Un État affaibli par les crises**

L'État n'est pas parvenu à impulser un élan suffisant pour mobiliser l'ensemble des acteurs du secteur. Malgré l'adoption de la Politique nationale de l'énergie en 2005 et d'une *Lettre de politique sectorielle de l'eau et de l'électricité* en 2007, le ministère de l'Énergie n'a su ni développer l'électrification rurale, ni résoudre les difficultés de gestion de la Jirama. Cet état de fait s'explique probablement par un manque d'engagement global des autorités, mais également par l'instabilité induite par les crises politiques successives qui ont secoué le pays et eu des répercussions majeures en termes de développement. Ainsi, la Banque mondiale qualifie la performance économique de Madagascar de « constat désolant », soulignant que cette situation en fait « le pays le moins performant parmi tous les pays du monde qui sont en paix<sup>29</sup> ». Comme le montre le graphique page suivante, le PIB par habitant ne cesse de chuter depuis 1980, la légère croissance économique retrouvée durant les périodes de stabilité ne suffisant pas à rattraper l'appauvrissement engendré par les crises politiques à répétition.

**L'État n'est pas parvenu à impulser un élan suffisant pour mobiliser l'ensemble des acteurs du secteur.**

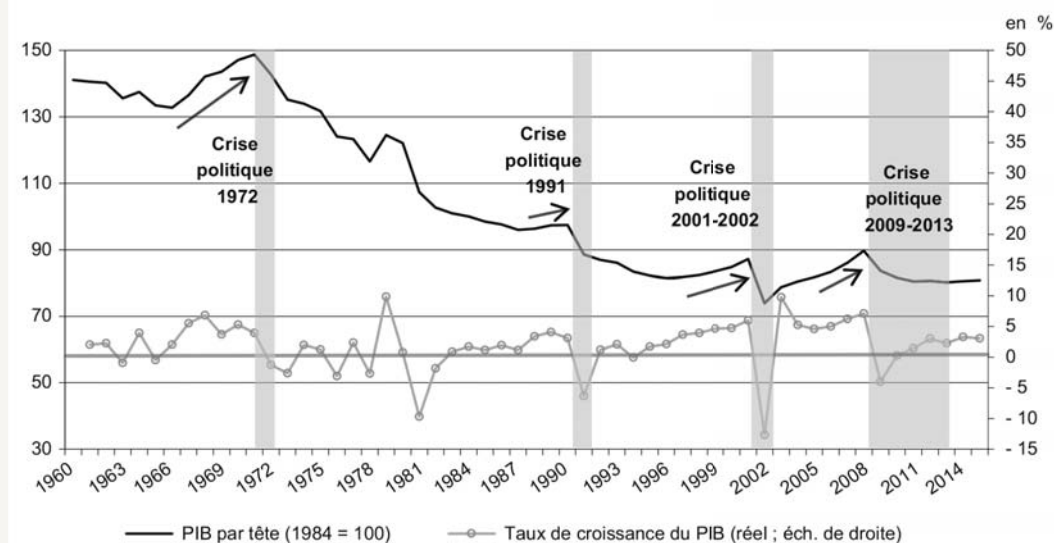


Barrage de déviation de la chambre de décantation de la centrale d'Ampasimbe-Onibe

29. Banque mondiale, 2013, p. 11.

**FIGURE 7** Répercussions économiques des crises à répétition

(source : Razafindrakoto M. et al., 2017, p. 21)



Les crises politiques ont entraîné une diminution drastique du budget dédié à l'électricité, tant pour l'investissement dans de nouvelles infrastructures électriques que pour l'entretien des infrastructures existantes, conduisant à une dégradation croissante des réseaux. Les données collectées sur le budget d'investissement du Fonds national de l'électricité (FNE) et sur le taux de fonctionnement des réseaux électriques ruraux tendent à confirmer l'analyse de la Banque mondiale.

**Les crises politiques ont entraîné une diminution drastique du budget dédié à l'électricité.**

### ■ L'Ader, déficit de planification et mauvaise stratégie de mobilisation

Pendant longtemps, l'Ader n'a pas véritablement joué son rôle de planification en matière d'électrification rurale. C'est seulement depuis 2013, soit plus de dix ans après sa création, qu'elle a lancé des travaux de planification territoriale permettant d'identifier les priorités en matière d'électrification rurale à l'échelle du pays. Avant cela, elle a simplement proposé l'électrification de certains sites en fonction des opportunités du moment, sans véritable priorisation des besoins, malgré l'existence d'une proposition de planification des investissements en termes d'électrification rurale (programme Resouth de la Fondation Énergies pour le monde<sup>30</sup>).

30. Fondation Énergies pour le monde, 2008.

Plus encore, les mécanismes mis en place par l'Ader n'ont pas permis d'assurer la participation financière effective des opérateurs. Ainsi, l'analyse réalisée sur l'octroi de plusieurs projets à des délégataires privés laisse supposer l'existence d'irrégularités dans l'attribution des subventions. En effet, la subvention accordée par l'État à tout opérateur qui en fait la demande est calculée comme devant couvrir au maximum 70 % des coûts d'investissement du réseau électrique, et ce afin de faciliter l'implication des acteurs privés tout en diminuant le coût d'accès pour les populations rurales, peu solvables. Les délégataires doivent donc financer par eux-mêmes les 30 % restants. Or, le contrôle des études techniques d'avant-projet réalisé par l'Ader avant l'attribution d'une subvention semble avoir été insuffisant, l'amenant à accorder celle-ci sur la base d'un montant estimatif de travaux potentiellement surestimé. Il est donc possible que certains opérateurs aient investi bien moins que les 30 % obligatoires.

**Les mécanismes mis en place par l'Ader n'ont pas permis d'assurer la participation financière effective des opérateurs.**

Cette tendance est renforcée dans le cas des candidatures spontanées, c'est-à-dire lorsqu'un opérateur propose à l'Ader l'attribution d'une concession. Les dossiers d'avant-projet détaillant l'investissement à réaliser sont souvent insuffisamment étudiés, l'agence ne disposant pas des moyens ni pour réaliser une contre-expertise ni, *a minima*, un diagnostic technique poussé.

Si un opérateur se présente avec un projet d'électrification rurale estimé à 500 000 €, l'Ader peut, sur la base de ce dossier, lui accorder une subvention maximum de 350 000 € (70 % du montant de l'investissement total). Or, si le devis a été globalement surévalué et que le délégataire réalise des travaux de mauvaise qualité, ou tout du moins d'une qualité moindre que celle initialement prévue, alors l'infrastructure peut en réalité n'avoir coûté que 300 000 €. L'opérateur a donc réalisé un gain de 50 000 €, sans n'avoir rien investi. L'esprit de la délégation est alors totalement dévoyé : en effet, le délégataire, censé agir comme un investisseur en prévoyant un retour sur investissement à moyen, voire long terme, devient une simple entreprise de travaux dont l'objectif est de maximiser ses gains à court terme. Dans ces conditions, il semble logique que de nombreuses infrastructures soient de piètre qualité et que plusieurs opérateurs aient abandonné leur réseau dès l'apparition des premières difficultés relatives au fonctionnement du service. Sur décision de l'Ader, ce mécanisme de subvention aux candidatures spontanées a pris fin en 2014.

### ■ L'ORE, régulateur fantôme

L'Office de régulation de l'électricité est un acteur reconnu du secteur de l'électrification. Il soutient le développement des projets d'électrification du pays, intervient en amont de ces derniers pour en valider la conformité et peut jouer le rôle d'arbitre lorsqu'il est sollicité. Toutefois, il apparaît que l'ORE n'a pas été consulté pour la validation préalable de certains contrats de concession, les permis ayant été octroyés par la présidence ou le

**Pour permettre à l'ORE de remplir son rôle, l'enjeu réside en partie dans la réduction de l'omnipotence du ministère de l'Énergie.**

ministère sans que la conformité de la demande n'ait été contrôlée. L'Office doit donc travailler *a posteriori* pour régulariser les situations problématiques, alors même que, bien souvent, l'État ne remplit pas ses obligations de sanction vis-à-vis des opérateurs défaillants.

Pour permettre à l'ORE de remplir efficacement son rôle de régulateur, l'enjeu réside aujourd'hui dans la mise à sa disposition de moyens importants et dans la réduction de l'omnipotence du ministère de l'Énergie. Lors de l'écriture du projet de loi de la future loi n° 2017-020 portant Code de l'électricité, de nombreux acteurs ont évoqué la volonté d'instaurer une séparation claire entre les deux organismes. En effet, l'indépendance de l'ORE lui permettrait de régler toutes les affaires litigieuses, y compris celles allant à l'encontre de la volonté de l'État.

#### ■ Les communes, un rôle obscur

La loi n° 98-032 du 20 janvier 1999 portant réforme du secteur de l'électricité ne fait aucunement mention des communes. Leur responsabilité dans la libéralisation du secteur n'est donc pas clarifiée, alors même qu'elles détiennent des compétences générales étendues sur leur territoire. Leurs ressources humaines et financières restent faibles, tandis que les dotations de l'État et les autres subventions sont peu élevées et irrégulières. Le manque de capacités techniques des maires n'est quant à lui aucunement compensé par des formations adéquates, et les institutions nationales n'assurent aucun contrôle en matière de transparence de la gestion des fonds publics.

Or, les communes sont directement concernées par les projets implantés sur leurs territoires, et sont les plus à même de relayer le ministère de l'Énergie en tant qu'autorité de tutelle au niveau local. Elles peuvent de plus faire office d'autorité locale de contrôle, et sont garantes de la pérennité des projets. Les institutions nationales étant absentes du milieu rural, l'intégration des communes dans le déroulement des projets et leur contractualisation avec l'opérateur privé sont des facteurs essentiels pour la réussite des projets d'électrification.

Les explications données plus haut ne peuvent cependant justifier à elles seules les mauvais résultats des réseaux délégués. Les faiblesses et manquements survenus logiquement au démarrage du nouveau dispositif d'électrification rurale auraient dû être résolus pas la suite. Or, force est de constater que l'organisation du secteur est restée inchangée depuis les réformes de 1998-2002, et que les modalités d'attribution des délégations aux opérateurs privés n'ont commencé à évoluer qu'en 2014, lorsque l'Ader a annoncé la fin de l'attribution de subventions aux opérateurs déposant une candidature spontanée.

Cette situation traduit un véritable manque de mobilisation autour de la stratégie d'électrification rurale. La réforme du secteur a probablement été perçue comme une sorte de solution miracle qui aurait pu à elle seule suffire à pallier les faiblesses rencontrées

**L'intégration des communes est essentielle pour la réussite des projets d'électrification.**



## La réforme du secteur a probablement été perçue comme une sorte de solution miracle.

depuis plusieurs années, comme si l'ouverture du secteur aux entreprises privées allait automatiquement accroître le taux d'électrification du pays. Cette vision est malheureusement simpliste. Comment, en effet, peut-on imaginer que des acteurs privés, dont la motivation est avant tout financière, puissent en quelques années répondre aux enjeux de l'électrification rurale, secteur par nature moins rentable que l'électrification urbaine ? Comment peut-on penser que, très peu contrôlés par l'État, les délégataires vont tout de même jouer le jeu et investir de façon importante dans leur projet ? Enfin, comment peut-on croire que, sans un appui durable et sérieux, des délégataires n'ayant aucune connaissance du secteur puissent correctement remplir leurs fonctions ?

### ■ Un manque d'accompagnement des opérateurs privés

Le manque d'accompagnement des acteurs privés a été un obstacle à une électrification efficace et de grande ampleur. L'absence de formation, de contrôle et de suivi a entraîné des dérives et maintenu la désertification électrique de pans entiers de territoires, alors même que des financements considérables ont été investis.

Au début des années 2000, le secteur de l'électricité malgache est fragile : la Jirama fournit l'électricité à l'intégralité des sites électrifiés du pays et truste toutes les compétences, et on ne compte presque aucune entreprise privée. Si l'on dénombre bien quelques bureaux d'études, c'est la cellule « étude » de la Jirama qui réalise la majorité des dimensionnements techniques. Or, l'ouverture du secteur aux entreprises privées ne s'est accompagnée d'aucune mesure de formation ou d'habilitation, alors même que ces dernières possédaient peu de compétences techniques. Aucune n'étant suffisamment compétente, ce sont alors des entreprises novices dans le secteur qui ont remporté les premiers marchés.

La situation peut ainsi être résumée de la façon suivante : des entreprises ne disposant pas, ou peu, de références en matière d'infrastructures électriques, et n'ayant jamais géré un service d'électricité, sont devenues délégataires de service sur financement de l'État malgache et des bailleurs de fonds internationaux. Au prisme de cet état de fait, il est moins surprenant que les premiers essais d'électrification des opérateurs privés se soient soldés par des échecs dès l'apparition de difficultés, laissant alors la population à son sort.

Toutefois, ce n'est pas tant la compétence technique que le manque de compétences en termes de gestion qui a fait le plus défaut. Même si nombre de nouveaux opérateurs avaient déjà été en lien avec le secteur de l'énergie (universitaires, anciens employés de la Jirama, etc.), à l'image de ceux sélectionnés par le projet Rhyviere, la délégation de service était en revanche une découverte, puisqu'aucun réseau n'avait jusque-là été délégué à une entreprise privée. Quand bien même les aspects techniques des

**L'ouverture du secteur aux entreprises privées ne s'est accompagnée d'aucune mesure de formation ou d'habilitation.**

projets hydroélectriques pouvaient être maîtrisés, les plans d'affaires restaient fragiles car conçus sans référence pour poser les hypothèses en termes de tarifs ou de taux de raccordement.

Le manque de technicité ainsi que l'absence de rentabilité des sites sont des arguments parfois avancés par les permissionnaires ayant quitté les projets : en réalité, beaucoup ont profité de la subvention de l'Ader en surestimant leurs investissements à venir et en partant avant la fin du projet avec les fonds en poche.

Certains opérateurs ont malgré tout pu mener des projets à terme et réaliser des bénéfices. Ces derniers restent cependant difficiles à évaluer, car nombreux sont les opérateurs à refuser de déclarer leurs revenus par crainte qu'une partie ne soit ponctionnée par l'État.

### Les explications à la fragilité du secteur sont multiples.

Les explications à la fragilité du secteur sont donc multiples : manque de formation des opérateurs, notamment en matière de gestion, absence de contrôle des autorités publiques, insuffisance du suivi en temps réel et manque de transparence des investissements et des profits. Il est toutefois aisé de pointer du doigt la défaillance des institutions nationales : l'électrification rurale est par nature

peu rentable, voire pas du tout, et la libéralisation du secteur, bien que pertinente, aurait dû s'accompagner de l'appui des bailleurs ayant promu cette réforme afin de renforcer les compétences des autorités nationales qui découvriraient, tout comme les délégataires, le secteur de l'électrification rurale. De manière plus générale, tous les acteurs (bailleurs, délégataires, ONG et institutions nationales) étaient en phase d'apprentissage du secteur de l'électrification rurale et de sa privatisation, avec son cortège de tâtonnements, d'approximations, d'échecs et de failles.

### Financer l'électrification rurale, un enjeu non résolu

L'insuffisance des moyens alloués au fonctionnement et à l'accompagnement des institutions, conjuguée à la faiblesse des investissements réalisés dans les zones rurales, a freiné le développement de l'électrification rurale à Madagascar.

#### La perte de confiance des bailleurs de fonds

Dans une note écrite conjointement en 2010, un certain nombre de bailleurs de fonds (Union européenne, Banque mondiale, Agence française de développement – AFD –, Coopération allemande) expliquent que « l'insuffisance des progrès dans le secteur depuis plusieurs années ne paraît pas liée à un cadre institutionnel insuffisant ou à des axes stratégiques fondamentalement erronés. En revanche, le manque de persévérance dans la mise en œuvre des choix stratégiques et un manque de rigueur dans certains domaines essentiels (ajustements tarifaires, programmation des investissements) ont très clairement handicapé le développement du secteur ».

Source : Bertholet F, Rakotondramanana V., « Le secteur électrique : un potentiel de développement qui reste à exploiter », p. 326.



Conduite forcée de la centrale hydroélectrique à Ankazomiriotra dans la région Vakinankaratra

La mauvaise application des procédures, ainsi que le manque de transparence et de cohérence des projets, constituent donc un frein aux investissements nationaux et internationaux. Une méfiance réciproque entre les pourvoyeurs de fonds et les opérateurs limite les investissements dans le secteur de l'électrification rurale, créant un manque à gagner véritablement problématique. Or, compte tenu du déficit généralisé du secteur et de l'irrégularité des fonds alloués aux acteurs de l'électrification, l'appui des bailleurs de fonds est déterminant pour structurer efficacement la filière.

#### ■ *L'Ader, une agence en structuration*

Malgré la présence d'acteurs reconnus et l'affichage de l'accès à l'électricité comme une priorité de la politique de développement du pays, le secteur manque toujours cruellement de financements pour répondre aux enjeux de l'électrification rurale.

L'Agence de développement de l'électrification rurale (Ader) dispose pour son fonctionnement d'un faible budget qui ne lui permet pas de remplir convenablement ses missions. Son personnel est compétent et motivé, mais en nombre insuffisant pour répondre aux défis de l'électrification rurale, ce qui limite nécessairement le travail d'identification et d'accompagnement des nouveaux projets.

**Le secteur manque de financements pour répondre aux enjeux de l'électrification rurale.**

**À cause de la crise économique qu’elle traverse, la Jirama a suspendu depuis 2014 ses versements au FNE.**

En matière d’investissement, les ressources mobilisées pour l’électrification rurale sont sans commune mesure avec les besoins identifiés. Le Fonds national de l’électricité (FNE) n’a pas les moyens de fonctionner à hauteur de son mandat : il fait office de simple compte bancaire sur lequel transitent les redevances légalement définies et affectées à l’électrification rurale, et à partir duquel sont décaissées les subventions. À cause de la crise économique qu’elle traverse, la Jirama a de plus suspendu ses versements depuis 2014. L’État, qui comble déjà le déficit de la compagnie, n’est pas intervenu, et cela entraîne donc le report des projets d’électrification rurale.

Le projet de loi n° 2017-021 portant sur la réforme du FNE part du constat que « ce fonds national ne dispose ni de mécanismes, ni d’outils concrets, pour appuyer le développement de l’électricité en milieu rural [...]. Aujourd’hui, les principes de fonctionnement de ce fonds ne répondent plus aux exigences du secteur, notamment en ce qui concerne la mobilisation des fonds et la sécurisation des investissements en vue de l’atteinte des objectifs du secteur électricité en général. »

Source : projet de loi n° 2017-021 portant réforme du Fonds national de l’électricité.

Ainsi, la réforme menée en 1998-2002 n’a pas permis d’attirer les investisseurs. Entre 2000 et 2014, seulement 18,2 millions USD<sup>31</sup> ont été investis pour développer de nouveaux projets, que ce soit par l’État, les délégataires privés ou les bailleurs de fonds, soit à peine un peu plus d’un million de dollars par an. Ce niveau de financement est donc particulièrement faible, alors même que les incitations financières sont importantes, et notamment pour les énergies renouvelables. ●

31. Source : Ader.

## POINTS À RETENIR

Malgré l'ouverture du secteur de l'électricité aux exploitants privés, le taux d'électrification stagne aujourd'hui autour de 17 % à l'échelle nationale et de 5 % en milieu rural<sup>32</sup>. Plusieurs hypothèses peuvent expliquer les répercussions limitées de la réforme mise en œuvre depuis 1998.

- Face à l'État et au ministère de l'Énergie, **les structures nationales intervenant pour décider, piloter, accompagner, financer et contrôler la politique d'accès à l'électricité ont peiné à développer une vision programmatique à long terme** et à se poser comme entités de régulation du secteur de l'électrification rurale. Nouvellement créées, à l'image de l'Ader et du FNE, elles ont manqué d'accompagnement et de formation pour se structurer et gagner en compétence. La faible implication des collectivités locales reflète également l'absence de planification pour le développement du secteur. De son côté, malgré l'adoption de la Politique nationale de l'énergie en 2005, l'État n'a pas su impulser un élan suffisant pour mobiliser l'ensemble des acteurs du secteur ou restructurer la Jirama, en déficit récurrent.
- **L'ouverture du secteur aux opérateurs privés a souffert d'un manque de structuration et d'accompagnement** : sans expérience dans le domaine du développement de projets d'énergies renouvelables, les acteurs privés n'ont pas été suffisamment appuyés dans les phases d'étude, de construction et d'exploitation des centrales.
- **Peu de moyens ont été investis pour le fonctionnement des institutions et l'électrification en zone rurale** : la dernière crise politique a entraîné une diminution drastique du budget, tant pour l'investissement dans de nouvelles infrastructures électriques que pour l'entretien de celles existantes. En milieu rural, le FNE n'est quant à lui plus alimenté par la Jirama, principal contributeur, et les projets sont majoritairement portés par les investissements alternatifs des bailleurs de fonds internationaux.

Formulé en 2006, le projet Rhyviere a officiellement débuté en 2008, alors que le mécanisme de subvention de l'Ader, prenant appui sur les études réalisées par les délégataires privés, commençait à montrer ses limites. Le secteur de la petite hydroélectricité n'était pas structuré, tandis que les opportunités de développement n'étaient pas saisies. Bien que confronté à une crise politique majeure et à la diminution des financements malgaches, le projet Rhyviere I a essayé de mener à terme un certain nombre d'objectifs, parmi lesquels la structuration des procédures, le développement d'une méthodologie d'appui aux petits opérateurs cohérente ainsi que tout un ensemble d'expérimentations. Ces dernières avaient vocation à répondre aux lacunes du secteur : test de nouveaux mécanismes pour les contrats de délégation, adaptation de la réalisation des infrastructures aux réalités locales et travail sur l'accompagnement des acteurs locaux et nationaux. Le projet Rhyviere I s'est cependant heurté à un certain nombre de difficultés et de contraintes, analysés dans la partie suivante.

32. Banque mondiale, 2017.



# Le projet Rhyviere I, un accompagnement à plusieurs échelles

**A**fin de répondre au manque de structuration du secteur de l'électricité à Madagascar et aux besoins de la population en termes d'accès à l'électricité, le projet Rhyviere I<sup>1</sup> a cherché à élaborer des solutions novatrices. Ainsi, outre l'installation de trois réseaux dans des sites enclavés, le Gret a également appuyé l'Agence de développement de l'électrification rurale (Ader) dans la mise en œuvre d'un cadre structurant pour la délégation du service.

## UNE COALITION D'ACTEURS

Le projet Rhyviere poursuivait trois objectifs généraux :

- développer l'utilisation locale de « petits réseaux hydroélectriques » ;
- contribuer à l'amélioration du cadre de vie et au développement économique des zones rurales malgaches par un accès durable à l'électricité sur la base de partenariats public-privé (PPP) ;
- contribuer au renforcement de la professionnalisation des acteurs privés et institutionnels concernés par l'électrification rurale.

Le projet a ainsi permis de tester différentes modalités de mise en place de projets hydro-électriques ruraux en partenariat avec les instances publiques et privées, locales et nationales. L'objectif était de faciliter le travail de ces dernières et d'envisager, sur un socle commun, des réponses aux difficultés rencontrées par le secteur.

---

1. Le projet Rhyviere I, financé par l'Union européenne, a été mis en œuvre de 2008 à 2015. Il est suivi d'une seconde phase, appelée Rhyviere II, débutée en 2015 et censée se terminer en 2019 (voir l'annexe 1).

**Le Gret a conduit son action en se recentrant sur les textes de loi, permettant dès lors leur application.**

Afin de légitimer son action, le Gret l'a inscrite dans le cadre légal existant et a exigé que celui-ci soit strictement respecté par chacun des acteurs. Alors que les pratiques traditionnelles de délégation s'éloignaient du contenu des textes de loi, le Gret a conduit son action en se recentrant sur ces textes, permettant dès lors leur application. Les mécanismes de contrôle déployés pour la sélection du délégataire, la réalisation des études et des travaux, la passation des contrats et le suivi du service, ont encouragé les différentes parties à construire un partenariat public-privé<sup>2</sup> équilibré, dans lequel chacun jouait le rôle qui lui était attribué. En promouvant un modèle de délégation fondé sur des institutions solides, le projet a ainsi permis de renforcer les conditions de mise en œuvre d'une politique publique d'électrification rurale efficace et pérenne.

En tant qu'acteur extérieur, le Gret a contribué à l'émergence d'une meilleure compréhension et définition des rôles et des responsabilités de chacun. L'Ader, l'ORE, les délégataires, les bureaux d'études, les communes et les associations d'usagers ont ainsi pu prendre conscience de leur rôle dans la stratégie d'électrification rurale du pays ainsi que de celui des autres acteurs, et acquérir de nouvelles compétences (techniques, organisationnelles et en matière de gestion). En effet, une coalition d'acteurs ne peut être solide que si elle émerge d'entreprises, d'autorités locales et de pouvoirs publics qui se perçoivent comme des partenaires engagés dans l'atteinte d'un objectif commun.

Enfin, le travail de formalisation des normes, des procédures et des outils mené par l'équipe projet du Gret constitue la base d'une sécurisation du partenariat public-privé, tant pour les autorités nationales que pour les délégataires. L'expérience du projet démontre que ces derniers sont rassurés par des données de qualité et des procédures bien établies. L'Ader, quant à elle, y gagne en sélectionnant des délégataires informés et engagés. Loin de ralentir la mise en œuvre des projets d'électrification, l'implication des autorités dans les étapes de diagnostic, de dimensionnement et de contrôle garantit au contraire de meilleures chances de pérennisation pour le service.

### **Présentation des acteurs du projet et relations contractuelles**

La mise en œuvre du projet a été répartie entre différents acteurs.

- **Le ministère de l'Énergie et des Hydrocarbures (MEH)** : maître d'ouvrage<sup>3</sup> des infrastructures, il assure le suivi du respect des termes du contrat par le délégataire et décide, par arrêté ministériel, de l'agrément d'exploitation des infrastructures.
- **L'Agence de développement de l'électrification rurale (Ader)** : elle est la maîtrise d'ouvrage déléguée et a pour mission d'assurer le suivi de la mise en œuvre du projet, notamment au niveau de la planification, de la recherche des partenaires et des prestataires. Elle cofinance également les investissements.

2. Voir glossaire p. 19-20.

3. Voir glossaire p. 19-20.



- **L'Office de régulation de l'électricité (ORE)** : il approuve les tarifs et assure l'application stricte des normes et des spécifications techniques validées dans le cadre du projet. Il s'occupe également de la certification des travaux et de l'autorisation de mise en exploitation, et valide les dossiers d'appel d'offres pour sélectionner les délégataires.
- **Les collectivités décentralisées** : les régions, les districts et les communes rurales ont pour rôle de faciliter les démarches administratives locales en rapport avec la mise en œuvre du projet. Plus particulièrement, les collectivités régionales bénéficiaires sont chargées de l'obtention des droits fonciers sur les terrains d'implantation de tous les ouvrages de génie civil de la centrale : prise d'eau, ouvrages d'amenée<sup>4</sup>, chambre de mise en charge<sup>5</sup>, conduite forcée<sup>6</sup>, centrale hydroélectrique, bâtiment d'exploitation et espace de stockage des matériels électriques (poteaux, câbles, outillages lourds, etc.). Elles délivrent également les autorisations de servitude de passage des lignes électriques à moyenne et haute tension, ainsi que les autorisations d'implantation des supports électriques. Enfin, elles appuient le projet dans la gestion des relations entre les délégataires et la population (médiation entre le délégataire et les abonnés en cas de conflit).
- **Les opérateurs ou délégataires** : les délégataires sélectionnés, présentés plus en détail dans la troisième partie de ce document, sont chargés de l'exécution des études d'avant-projet détaillé<sup>7</sup> (APD) ainsi que de la réalisation, de l'exploitation, de l'entretien et de la maintenance des infrastructures électriques pour une durée de 25 ans. Ils sont tenus de respecter les cahiers des charges de conception, d'exploitation, d'entretien et de maintenance, ainsi que les textes réglementaires en vigueur sur le territoire malgache en matière de production et de distribution publique d'électricité. Ces derniers définissent les obligations et performances d'exploitation du délégataire durant toute la durée de la concession.
- **Le Gret** : assistant à la maîtrise d'ouvrage déléguée, il est le chef de file de la mise en œuvre du projet ainsi que le coordinateur des activités entre les différents partenaires.
- **L'Union européenne** : c'est le principal bailleur de fonds. La mise en œuvre du projet doit respecter ses procédures en termes de passation de marché, d'utilisation et de justification des fonds.
- **Energy Assistance** : ONG partenaire du projet, qui fournit appuis et conseils techniques.

Conçu de façon à favoriser la mise en place de contrats de délégation de service de type PPP avec intervention d'un opérateur privé, investisseur et gestionnaire du réseau électrique, le projet Rhyviere I utilise un modèle de contrat de concession appelé BOT (*Build-Operate-Transfer*<sup>8</sup>). Dans ce contrat, l'autorité contractante (ici le ministère de l'Énergie) confie à un opérateur la construction, le financement (ici à hauteur de 30 %), l'exploitation et l'entretien d'infrastructures, et perçoit en contrepartie une rémunération sur les tarifs payés par les usagers. L'actif est transféré à l'autorité contractante à l'expiration du contrat.

4. Voir glossaire p. 19-20.

5. Voir glossaire p. 19-20.

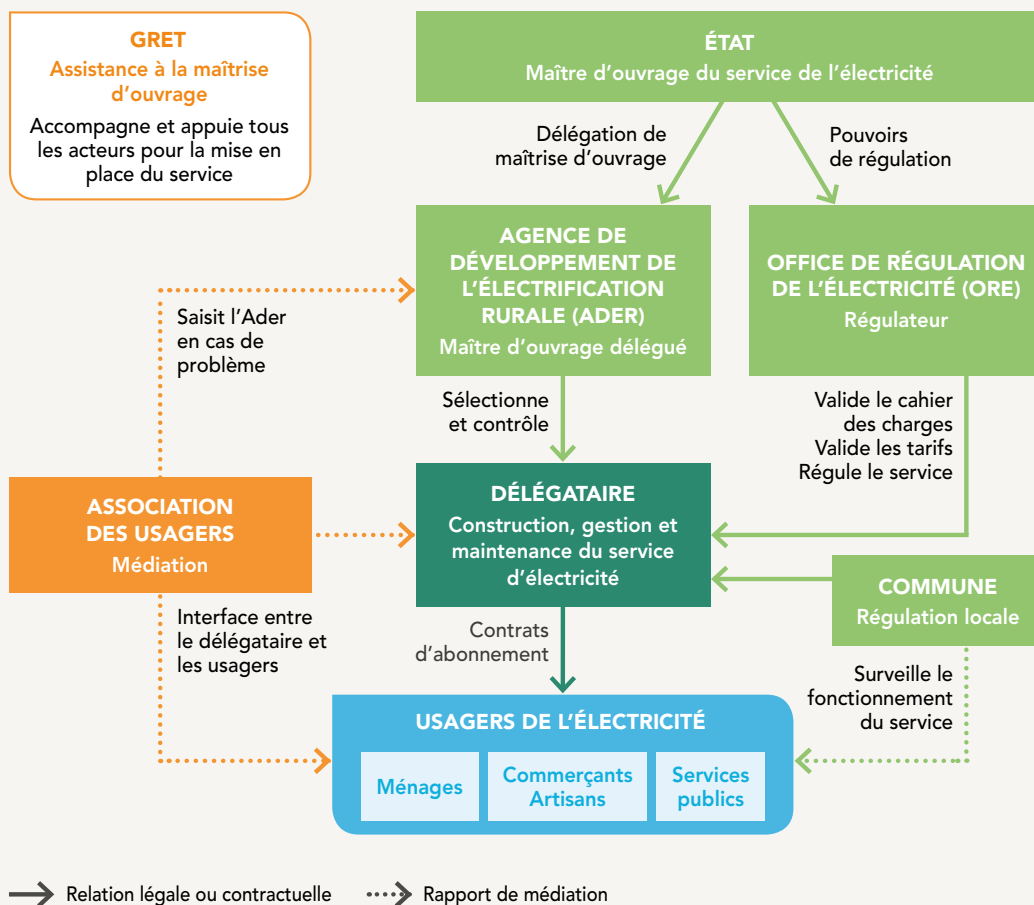
6. Voir glossaire p. 19-20.

7. Voir glossaire p. 19-20.

8. Construction-exploitation-transfert.

**FIGURE 8** Rôle des acteurs dans la mise en place du service

(source : d'après Cerqueira J. [Gret], Facts Reports, 2016, p. 37)



Tout l'enjeu réside dans le fait de subventionner suffisamment l'investissement pour que l'opérateur atteigne un retour sur investissement acceptable en comparaison de sa mise de départ, tout en l'engageant suffisamment d'un point de vue financier pour garantir son implication sur le long terme et éviter les abandons ou défaillances.

Les 70 % de l'investissement restants sont quant à eux financés par l'Ader et le Gret via l'Union européenne.

**L'enjeu réside dans le fait de subventionner suffisamment l'investissement pour que l'opérateur atteigne un retour sur investissement acceptable.**

**L'un des objectifs du Gret était d'intégrer et d'accentuer la responsabilité des communes en tant que « maître d'ouvrage communal ».**

Le schéma institutionnel de développement de l'électricité, tel qu'il existe aujourd'hui, ne prend que très peu en compte les communes, dont le rôle se limite souvent à l'obtention des droits fonciers et des servitudes de passage pour le compte du délégataire. Un autre objectif du Gret était donc d'intégrer et d'accentuer la responsabilité des communes en tant que « maître d'ouvrage communal » d'une part à travers une contractualisation entre ces dernières et le délégataire, et d'autre part en instaurant une convention de partenariat avec le projet. Elles ont par ailleurs été associées à toutes les étapes du projet (faisabilité, sélection du délégataire, etc.).

## UNE DÉMARCHE EXPÉRIMENTALE

Les étapes de conception et de test des réseaux hydroélectriques de Rhyviere I ont été développées sur un mode expérimental, qui a consisté à tester des méthodologies d'action structurantes sur des sites préalablement sélectionnés pour leurs spécificités.

### La sélection des sites

Le projet prévoyait initialement la réalisation de huit réseaux électriques ruraux alimentés par des turbines de moins de 200 kW, à hauteur de deux sites par région ciblée (l'Atsinanana, le Vakinankaratra, la Haute Matsiatra et le Vatovavy-Fitovinany). Ces régions ont été choisies car, situées le long de la chaîne montagneuse de l'Est et sur les Hauts Plateaux, elles disposaient d'un fort potentiel hydroélectrique.

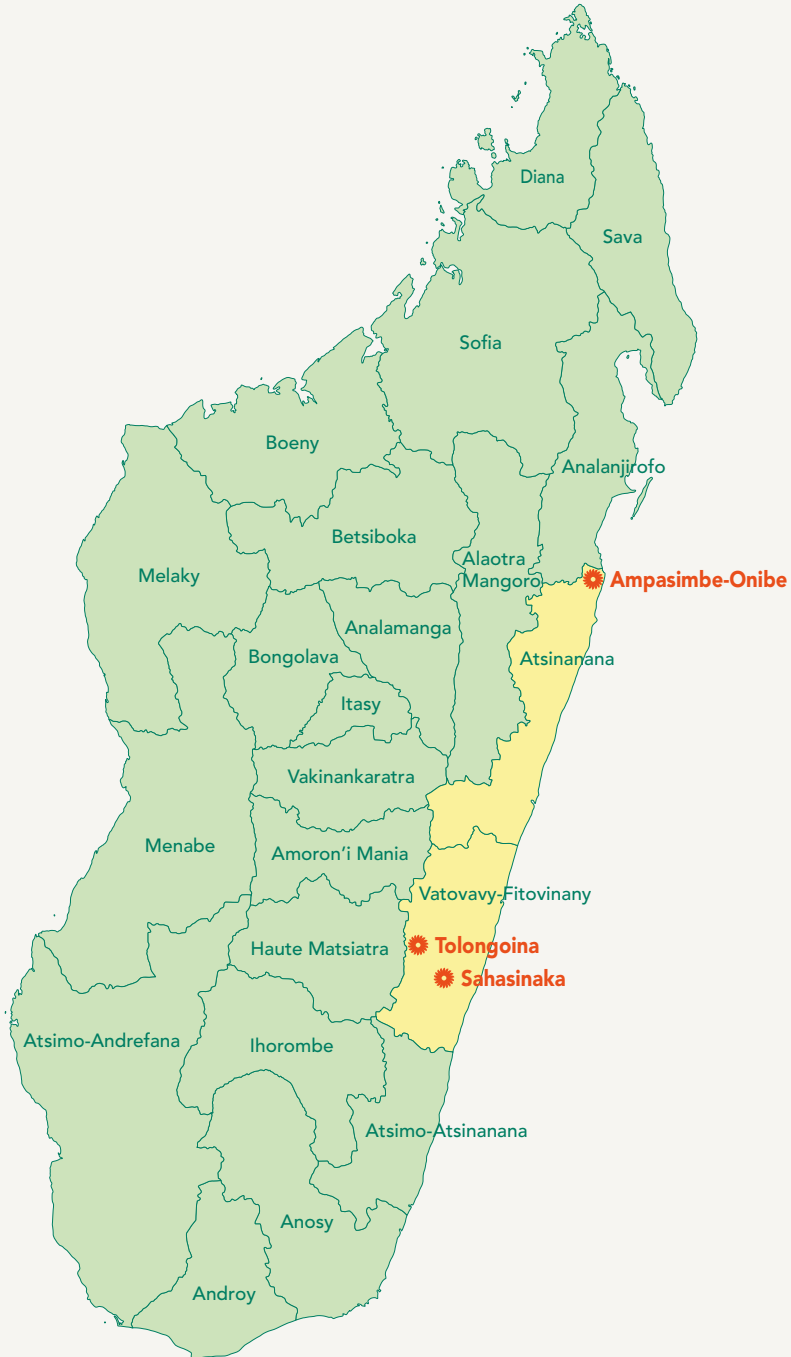
Ces réseaux pilotes devaient permettre de tester des solutions techniques et économiques adaptées au contexte rural malgache, et ensuite servir d'outils de formation et de démonstration pour le développement d'un service d'électricité efficace et pérenne. Dans les faits, le nombre de zones d'intervention a été considérablement réduit. Les raisons de cette évolution ont résulté de contraintes temporelles, financières et sociogéographiques, toujours prégnantes dans le développement de projets d'hydroélectricité, mais accentuées par le fait qu'il s'agissait d'un projet cofinancé par des investisseurs privés avec des exigences de rentabilité financière minimales. Le site devait donc être financièrement et techniquement viable, et réunir plusieurs critères :

- avoir un potentiel hydrologique assuré sur le long terme (potentialité technique en amont, hauteur de chute et débit suffisants, notamment pendant la période d'étiage, corrélé à la potentialité de la demande en aval) ;
- permettre de limiter les coûts de construction (selon les caractéristiques géomorphologiques, géotechniques et l'accessibilité du site) ;
- être proche d'une ou de plusieurs localités avec une forte demande, potentiellement croissante.

**Ces réseaux pilotes devaient permettre de tester des solutions techniques et économiques adaptées au contexte rural malgache.**

## CARTE 3

## Les différentes régions de Madagascar et les sites sélectionnés



La prise en compte de ces critères a limité le nombre de sites éligibles et a demandé une longue analyse préalable.

La gestion du budget a également contribué à la révision du nombre de sites sélectionnés. Le coût global du projet avait en effet été estimé lors de son écriture, avant la sélection définitive des sites, conditionnant ainsi le montant de la subvention. Celle-ci étant plafonnée (70 %), l'équipe projet a alors privilégié, dans le budget imparti et dans ce jeu d'équilibre entre technique, finances et limites du projet, l'objectif du « nombre de ménages électrifiés » à celui du « nombre de projets hydroélectriques réalisés ».

Après analyse du contexte local, et à la suite d'études de préféabilité menées sur plus d'une dizaine de sites hydroélectriques, cinq projets (Tolongoina, Ampasimbe-Onibe, Ambatofotsy, Ambohimasina et Sahasinaka) ont finalement été retenus pour y réaliser des études d'avant-projet sommaire<sup>9</sup> (APS). Compte tenu de l'évaluation du coût de ces projets et des contraintes budgétaires du programme, trois sites seulement ont été retenus (Tolongoina, Sahasinaka et Ampasimbe-Onibe), permettant cependant d'alimenter cinq communes (Tolongoina, Ampasimbe-Onibe et les communes de Sahasinaka, Fenomby et Mahabako, toutes trois pouvant être alimentées par un seul aménagement) et donc d'atteindre le nombre de bénéficiaires initialement prévu.

Chacun des sites a des caractéristiques spécifiques : dimension environnementale à Tolongoina, création d'un organisme public de coopération intercommunale<sup>10</sup> (OPCI) de l'électricité à Sahasinaka- Fenomby-Mahabako et, enfin, proximité avec la commune de Foulepointe, alimentée en électricité thermique par la Jirama, pour Ampasimbe-Onibe. Chaque site est présenté en détail ci-dessous.

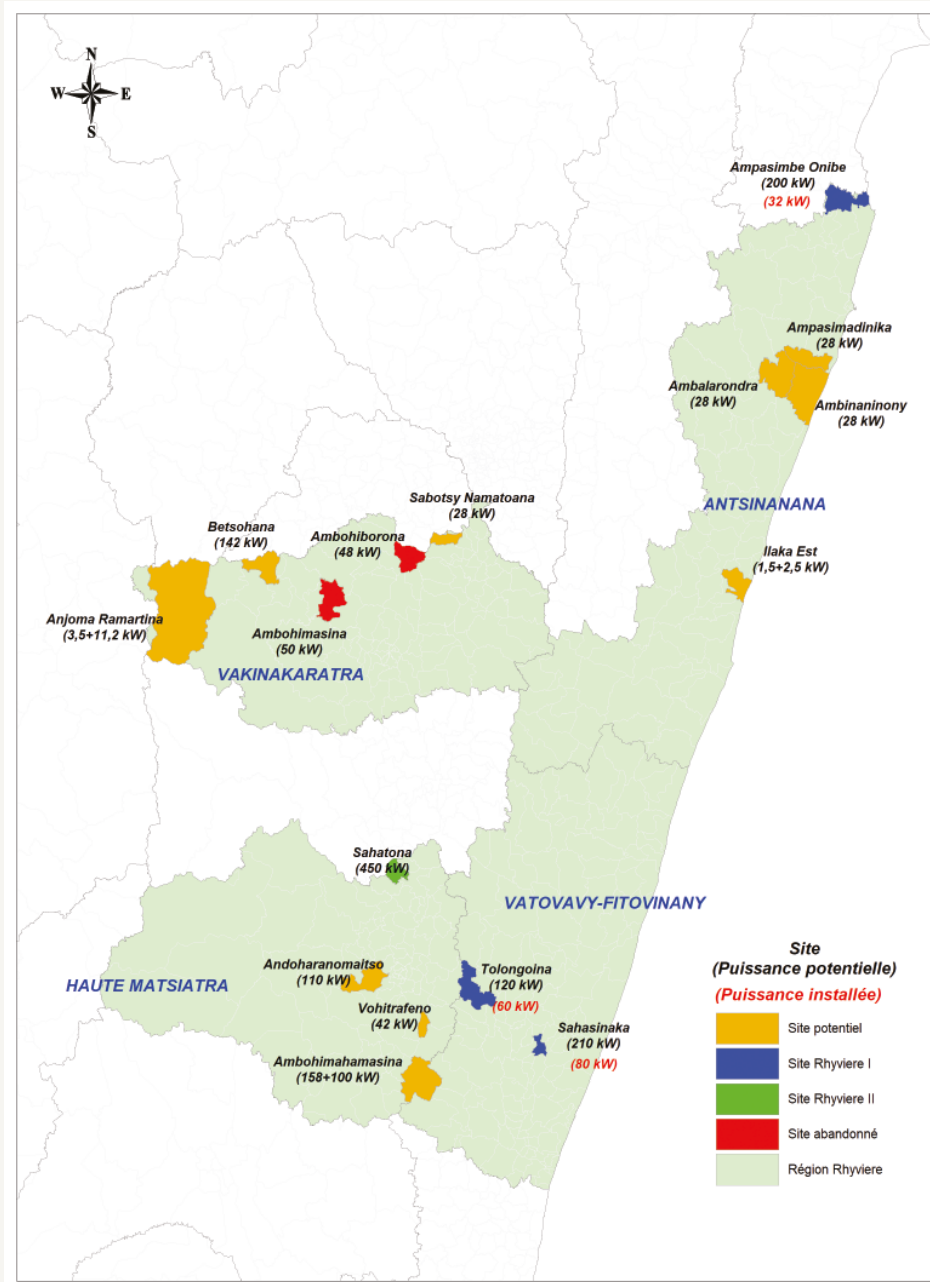
**Du fait de l'évaluation du coût des projets et des contraintes budgétaires, il n'a été possible que de développer trois sites sur les cinq étudiés.**



Barrage hydroélectrique d'Ampasimbe-Onibe

9. Voir glossaire p. 19-20.

10. Voir glossaire p. 19-20.

**CARTE 4** Sites hydroélectriques étudiés dans le cadre du projet Rhyviere I


**TABLEAU 5** Caractéristiques des trois sites sélectionnés par le projet Rhyviere I

SITE	TOLONGOINA*	SAHASINAKA	AMPASIMBE-ONIBE**
Région	Vatovavy Fitovinany	Vatovy Fitovinany	Atsinanana
État	En service	En service	Construction partielle. En stand-by dans l'attente de la reprise de la concession par un nouveau délégataire
Nombre de communes	1	3	1
Taille du bassin versant	6 km <sup>2</sup>	122 km <sup>2</sup>	81 km <sup>2</sup>
Caractéristiques	Située dans un corridor forestier, petit bassin versant	Possibilité d'alimenter trois communes contiguës le long de la voie ferrée et de créer un OPCI en charge de la maîtrise d'ouvrage déléguée	Possibilité d'alimenter le site balnéaire de Foulpointe
Population raccordée (ciblée)	290 ménages (355 ménages)	472 ménages (900 ménages)	0 ménage (700 ménages / 1 500 ménages)
Puissance installée (potentiel)	60 kW (2 × 60 kW)	80 kW (3 × 80 kW)	32 kW (3 × 80 kW ou 2 × 330 kW)
Type de turbine	Pelton	Banki	Francis
Délégataire	SM3E	Ecogema	Tectra
Budget d'investissement	192 000 €	408 000 €	409 000 € (1 025 M€)
Pourcentage financé par le délégataire	15,7 %	31,50 %	33,5 % (73,5 %)
Abonnement mensuel	4 000 MGA/mois	4 000 MGA/mois	4 000 MGA/mois
Prix au kilowattheure	300 MGA/kWh	450 MGA/kWh	330 MGA/kWh
Forfait lampe	1 500 MGA/lampe/mois	2 500 MGA/lampe/mois	1 000 MGA/lampe/mois

\* La durabilité financière prévisionnelle du site de Tolongoina étant assez faible, il a été décidé avec l'Ader et l'ORE d'augmenter le montant de subvention par rapport au maximum normalement autorisé (70 %). L'investissement du délégataire est donc moindre que pour les deux autres sites.

\*\* Le délégataire du site d'Amasimbe-Onibe a décidé, lors de la réalisation de l'étude d'APD, d'augmenter la capacité du site en installant à terme deux turbines de 330 kW afin de vendre le surplus d'électricité au réseau électrique Jirama de la ville balnéaire de Foulpointe, distante d'environ 20 kilomètres. Les chiffres entre parenthèses font respectivement référence au premier et second dimensionnements.

## Tolongoina

Le site de Tolongoina se situe dans une aire protégée, le Corridor forestier Fandriana-Ambositra-Vondrozo<sup>11</sup> (Coffav). Le bassin versant de la centrale hydroélectrique est en grande partie recouvert par la forêt, et le reste est cultivé. Les pratiques agricoles (notamment le tavy, abattis-brûlis) accélèrent l'érosion des sols et peuvent mettre en péril la durabilité de la centrale hydroélectrique (ensablement, abrasion de la turbine, etc.). Un diagnostic des pratiques agricoles et de leurs répercussions sur la qualité de l'eau a été effectué, et la concertation qui s'en est suivie a abouti à la signature d'une convention de paiement pour services environnementaux<sup>12</sup> (PSE).

### Le paiement pour services environnementaux

Les paiements pour services environnementaux (PSE) sont des instruments incitatifs pour la conservation de la nature ou de la qualité de l'environnement<sup>13</sup>. Ils ont pour objectif d'encourager les usagers ou gestionnaires des terres et forêts à bien gérer ces dernières et à préserver l'environnement. Selon la FAO, les paiements pour services environnementaux se définissent comme des « opérations volontaires par lesquelles un fournisseur de services est rémunéré par, ou pour le compte des bénéficiaires de ces services, pour des pratiques de gestion agricole, forestière, côtière ou marine dont on attend une fourniture de services plus constante ou plus efficace qu'elle ne l'aurait été sans de tels paiements<sup>14</sup> ».

Dans le cadre du projet Rhyviere, le dispositif de PSE permet de préserver le bassin versant de Tolongoina via une taxe collectée sur la facture d'électricité, ensuite reversée aux usagers des terres en amont de la centrale en contrepartie de l'adoption de pratiques de protection et de réduction du risque d'érosion.



Chute de Mandiazano



Chute de Mandiazano

11. Voir glossaire p. 19-20.

12. Voir glossaire p. 19-20.

13. Pagiola S., Platais G., 2002.

14. FAO, 2007, p. 8.





Acheminement de la turbine à Tolongoïna

### Sahasinaka-Fenomby-Mahabako

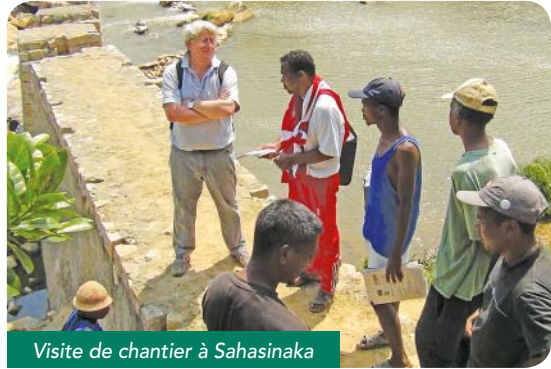
Le site hydroélectrique de Sahasinaka permet d'alimenter trois communes (Sahasinaka, Fenomby et Mahabako) situées le long de la voie ferrée. Afin de renforcer la maîtrise d'ouvrage communal et de faciliter les relations avec le délégataire, elles se sont regroupées au sein d'une structure intercommunale unique organisée autour du service d'électricité, l'Organisme public de coopération intercommunale (OPCI). C'est la seule institution signataire des contrats avec le délégataire.

### Ampasimbe-Onibe

Le site hydroélectrique d'Ampasimbe-Onibe est situé à proximité de la commune de Foulpointe (zone touristique comptant environ 30 000 habitants, qui possède un important potentiel de croissance et de consommation électrique), alimentée par une centrale thermique de la Jirama (réseau isolé). Celle-ci est vétuste et possède un coût de production élevé, lié au coût du gasoil. Il était donc envisageable que le mini-réseau d'Ampasimbe-Onibe puisse revendre une partie de sa production électrique à l'entreprise d'État, permettant au projet d'augmenter sa rentabilité et à la Jirama de diminuer ses charges.



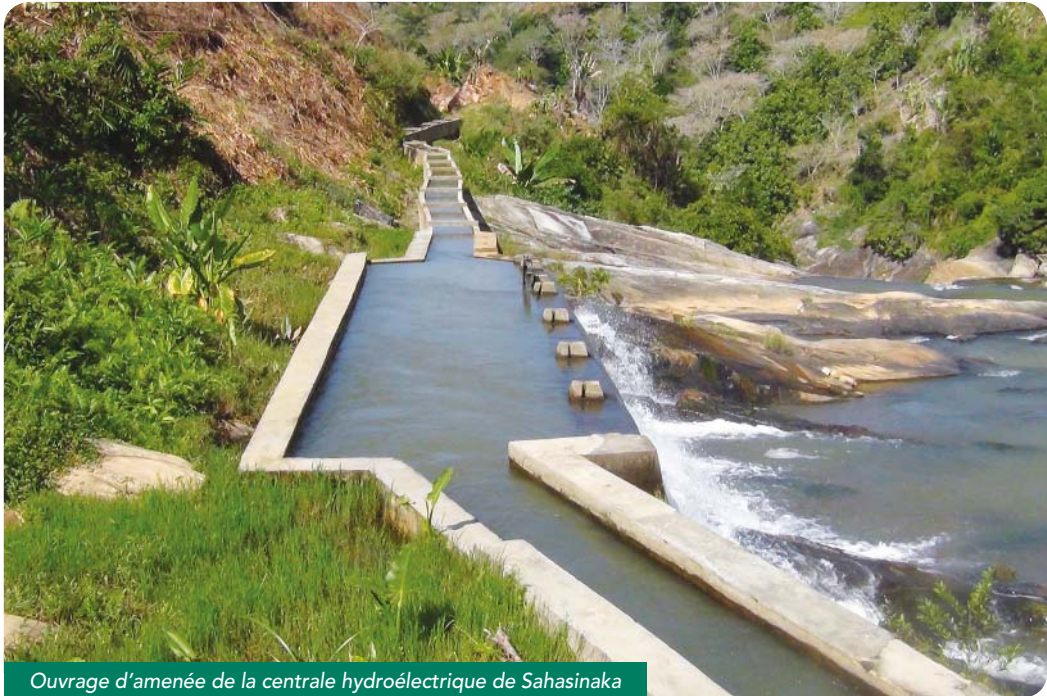
Construction du canal d'amenée à Sahasinaka



Visite de chantier à Sahasinaka

### Une méthodologie d'action structurante

La première étape du projet Rhyviere I a été de concevoir, à travers le développement de procédures standardisées et d'outils mobilisables par les acteurs, une méthodologie d'intervention permettant de structurer les différentes phases d'un projet. Un guide de procédures des projets de réseaux hydroélectriques a été coconstruit avec les autorités nationales (Ader, ORE) lors des premiers mois de mise en œuvre du projet. Il présente les cinq phases d'un projet hydroélectrique.



Ouvrage d'amenée de la centrale hydroélectrique de Sahasinaka

### ■ Phase 1 – Étudier

Les autorités communales des régions d'intervention assurent l'identification des sites potentiels en collectant des données de base. Si l'enquête de reconnaissance confirme l'intérêt du site, une étude d'avant-projet sommaire (APS) est réalisée par l'équipe projet pour évaluer la demande en électricité et dimensionner les infrastructures électriques.

Une fois les conclusions de l'étude d'APS validées par les autorités locales et l'Ader, le site est officiellement intégré au projet Rhyviere I.

### ■ Phase 2 – Financer

Cette phase correspond au lancement de l'appel d'offres pour la sélection par l'Ader du délégataire, appuyée par l'équipe projet. Une fois le marché attribué, une convention de financement est signée entre le délégataire, l'Ader, la commune/intercommunalité concernée par le projet et le Gret afin de formaliser la répartition du financement de l'investissement. Cet investissement couvre à la fois la réalisation d'études techniques complètes, la construction des infrastructures et le raccordement des usagers.

### ■ Phase 3 – Concevoir

Il s'agit ici de l'élaboration de l'étude d'avant-projet détaillé (APD), portée par le délégataire et réalisée par un bureau d'études. Elle permet d'effectuer l'ensemble du dimensionnement technique du projet et inclut, si nécessaire, une étude d'impact environnemental. Durant cette phase, la commune obtient pour le compte du délégataire les servitudes de passage et droits fonciers auprès des propriétaires concernés.

### ■ Phase 4 – Réaliser

Le délégataire ou les entreprises sous-traitantes débutent les travaux de construction des infrastructures électriques et de génie civil. Les subventions accordées par l'Ader et le Gret sont décaissées par phase au fur et à mesure de l'avancée des travaux et directement versées sur le compte du délégataire.

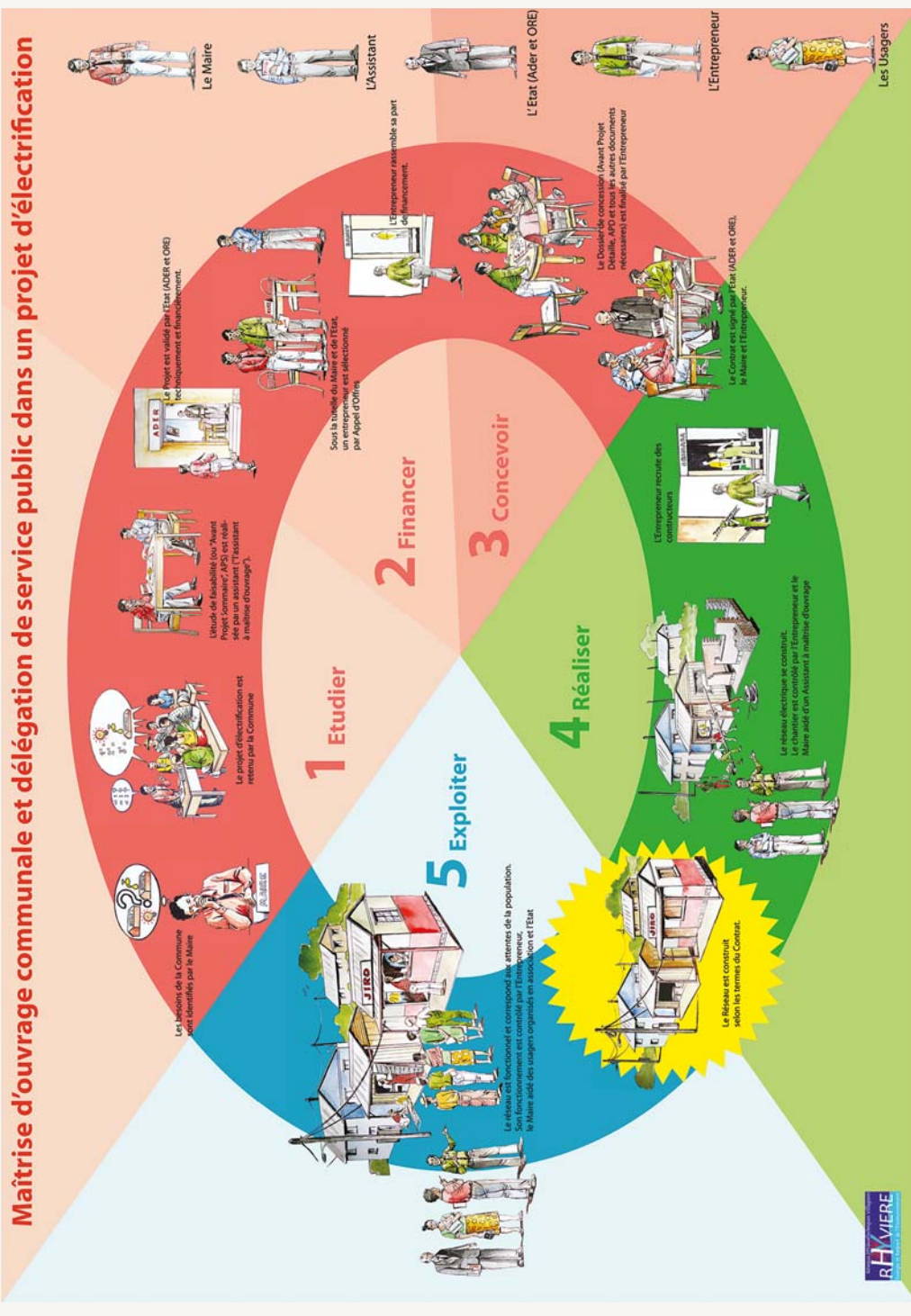
Une fois les travaux achevés, l'ORE assure une visite de contrôle et prononce ou non la mise en conformité du réseau électrique.

### ■ Phase 5 – Exploiter

L'exploitation englobe l'ensemble des activités de formation et d'appui menées auprès du délégataire pour accompagner celui-ci dans ses activités de suivi technique et de gestion commerciale du service. La commune/intercommunalité est accompagnée dans la compréhension de son nouveau rôle, et les usagers encouragés à formaliser une association de défense de leurs droits vis-à-vis du délégataire.

Une subvention au raccordement est accordée aux ménages afin d'atteindre rapidement un haut niveau de raccordement et favoriser l'accès au réseau des ménages les plus pauvres.

**FIGURE 9** Schéma fonctionnel de la mise en œuvre d'un projet d'électricité (source : Gret)



La structuration du projet en différentes phases présente deux avantages.

- **La définition du rôle de chaque acteur dans le dispositif**, permettant à chacun d'apprendre quelles sont ses responsabilités dans le service d'électricité. Le découpage des différentes étapes d'un « projet type » permet de définir clairement les responsabilités prises par chaque partie prenante et structure une méthodologie de mise en œuvre qui n'avait jusque-là pas fait l'objet d'une véritable formalisation.
- **L'aménagement d'une place dans le schéma de maîtrise d'ouvrage pour des acteurs peu mobilisés dans le cadre légal**. C'est notamment le cas pour les communes (ou regroupements intercommunaux), à qui la réforme du secteur n'a pas confié de responsabilité autre que celle de négocier avec les propriétaires concernés les droits fonciers et les servitudes de passage pour le compte du délégataire. Dans le cadre de Rhyviere I, les communes ont été associées au projet afin de renforcer leur rôle dans la planification, la mise en œuvre et le suivi du service d'approvisionnement électrique.

Cela s'est traduit par :

- le recours au maire pour identifier les sites hydroélectriques potentiels ;
- la discussion et la validation par les autorités communales de l'ensemble des documents de dimensionnement du service (au niveau économique comme technique) et l'approbation par la commune de leur engagement à bénéficier du projet ;
- la participation de la commune au comité d'évaluation des marchés de délégation et de contrôle des travaux ;
- l'implication de la commune dans le suivi des travaux. Le bureau d'études, recruté pour assurer la maîtrise d'œuvre, était désigné comme représentant de la commune pour leur suivi, et la tenait informée de leur avancement ;
- l'intégration formelle de la commune dans le schéma de maîtrise d'ouvrage du service en tant que maître d'ouvrage local et structure de suivi et de contrôle du fonctionnement du service. Un contrat de délégation entre la commune et le délégataire, annexé au décret d'attribution de la délégation adopté par le ministère de l'Énergie, formalise le rôle de la commune.
- la perception par la commune d'une taxe de service public sur chaque kilowattheure consommé, servant à financer l'éclairage public et les dépenses d'électricité des services publics communaux. Cette taxe peut également être utilisée pour contribuer au financement de l'extension du réseau vers de nouveaux quartiers ou au financement de nouvelles subventions au raccordement.

**Le projet Rhyviere I a créé un cadre initial censé être amélioré et répliqué dans les futurs projets initiés par l'Ader.**

Avec la structuration des différentes phases du projet, ainsi que des responsabilités et rôles de chacun des acteurs, le projet Rhyviere I a créé un cadre initial censé être amélioré et répliqué dans les futurs projets initiés par l'Ader, d'après l'exemple de ce premier essai.

## RENFORCER LES ACTEURS NATIONAUX ET LES OUTILS DE SUIVI

L'Ader et l'ORE sont les deux acteurs nationaux responsables de l'électrification rurale. Après la fin du projet, l'enjeu était de les appuyer pour qu'ils puissent pleinement remplir leur rôle de maître d'ouvrage délégué (Ader) et d'organisme vérificateur (ORE) sur les concessions existantes et celles à venir : contractualisation adaptée et équilibrée entre l'État et le secteur privé, respect de la qualité des infrastructures par le déploiement de normes techniques adaptées et, enfin, suivi des réseaux en place à l'échelle du pays.

### Mettre en place une contractualisation adaptée au partenariat public-privé

Pour rappel, le décret d'application n° 2001-173 de la loi n° 98-032 propose deux options pour la sélection des opérateurs : la candidature spontanée ou l'appel d'offres. La candidature spontanée n'est possible qu'en l'absence de plan d'électrification rurale dans la zone ciblée, ou si l'appel d'offres est infructueux. Elle reste la modalité la plus fréquente pour les mini-réseaux ruraux. L'un des objectifs du projet Rhyviere I était de prouver qu'il était possible de recruter des opérateurs en capacité de financer des projets hydroélectriques ruraux par voie d'appel d'offres.

**Le décret d'application de la loi n° 98-032 propose deux options pour la sélection d'opérateurs : la candidature spontanée ou l'appel d'offres.**

### Attribution de la subvention et sélection des délégataires

En s'appuyant sur le cadre institutionnel et réglementaire existant, les équipes ont amélioré les trames des dossiers d'appels d'offres, précisé les rôles des parties prenantes ainsi que le fonctionnement des mécanismes financiers, et notamment les procédures d'attribution des subventions.

**Les modalités de calcul et d'attribution des subventions n'impliquent toutefois pas un engagement financier effectif des opérateurs privés, ce qui a favorisé les abus.**

La nouvelle loi sur la libéralisation du secteur de l'électricité de 1998, ainsi que les décrets et lois qui en découlent<sup>15</sup>, précisent les critères de sélection des délégataires (dans le cas de l'autorisation). Ils indiquent notamment qu'une contribution de 70 % du budget d'investissement maximum peut être versée au délégataire afin de favoriser la mise en place de tarifs abordables et la pérennité de l'exploitation. Les modalités de calcul et d'attribution des subventions n'impliquant toutefois pas un engagement financier effectif des opérateurs privés, certains abus ont été commis. Il a donc fallu redéfinir le processus d'attribution des concessions d'autorisation ainsi que les modalités de financement.

15. Décret d'application, loi de création du Fonds national de l'électricité, création de l'Ader.

Les premiers projets d'électrification pilotés par l'Ader étaient majoritairement réalisés suite à des candidatures spontanées d'opérateurs privés. Selon la procédure, l'Ader subventionnait les investissements à hauteur de 70 %, et le complément était apporté par l'opérateur. Les opérateurs réalisant eux-mêmes les travaux, il leur était facile de gonfler les factures qu'ils présentaient à l'Ader pour justifier le coût du projet, et obtenir ainsi plus de subvention que ce à quoi ils avaient normalement droit. Cela peut certainement expliquer pourquoi certains opérateurs, n'ayant pas investi un centime, voire ayant gagné de l'argent grâce à la subvention, ont rapidement abandonné l'exploitation de leur réseau, dans lequel ils n'avaient finalement pas investi.

Dans un premier temps, l'équipe Rhyviere a travaillé à l'amélioration des conditions de décaissement des subventions. Le système de cofinancement adopté par l'Ader a été repris, en s'assurant cette fois-ci que l'opérateur investisse réellement la somme nécessaire et que les travaux suivent les normes imposées. Deux modifications sont particulièrement marquantes :

- la révision du mode de fixation du niveau de subvention maximale : obtenue par la mise en concurrence des opérateurs, cette subvention n'est plus nécessairement fixée à hauteur de 70 % du coût de l'installation ;
- la révision du mode de paiement de la subvention : afin de s'assurer de la participation du délégataire dans le cofinancement, le mode de paiement se fait désormais en dix tranches égales décaissées en fonction de l'avancement des travaux.

**Le système de cofinancement adopté par l'Ader a été repris, en s'assurant que l'opérateur investisse réellement la somme nécessaire.**

**L'équipe projet s'est attelée à la révision des procédures de sélection des délégataires afin de les rendre plus transparentes.**

Dans un deuxième temps, l'équipe projet, avec l'Ader et l'ORE, s'est attelée à la révision des procédures de sélection des délégataires afin qu'elles soient les plus objectives et transparentes possible. Le contenu de l'appel d'offres (ou appel à candidature) a été modifié sur les aspects suivants :

- insertion dans le dossier d'études d'avant-projet sommaire (APS) très détaillées ;
- insertion d'un outil de plan d'affaires paramétrable par les soumissionnaires en fonction de leur offre ;
- insertion d'un cahier des charges précis indiquant les modalités de conception, de construction et d'exploitation des projets hydroélectriques (voir paragraphe sur les normes techniques) ;
- définition de critères de sélection précis, avec un système de notation prédéterminé.

TABLEAU 6 Tranches de décaissement des subventions Rhyviere I

<b>SUBVENTION AU DÉMARRAGE</b>	<b>Tranche 1</b> : elle correspond à 10 % du montant total accordé, et est versée lors de la signature du contrat de délégation.
<b>SUBVENTION À LA COMMANDE</b>	<p><b>Tranche 2</b> : elle correspond à 10 % du montant total accordé, et est versée sur présentation par le constructeur du bon de commande de la « partie électromécanique » de la centrale (turbine) et de la facture correspondante.</p> <p><b>Tranche 3</b> : elle correspond à 10 % du montant total accordé, et est versée sur présentation par le constructeur du bon de commande de la « partie électricité » de la centrale (poteaux, câbles électriques, etc.) et de la facture correspondante.</p> <p><b>Tranche 4</b> : elle correspond à 10 % du montant total accordé, et est versée sur présentation par le constructeur du bon de commande de la « partie conduite » de la centrale et de la facture correspondante.</p>
<b>SUBVENTION AVANT LIVRAISON</b>	<p><b>Tranche 5</b> : elle correspond à 10 % du montant total accordé, et est versée sur présentation par le constructeur du connaissance* de la « partie électromécanique » de la centrale (turbine) et/ou de la facture correspondant à la livraison.</p> <p><b>Tranche 6</b> : elle correspond à 10 % du montant total accordé, et est versée sur présentation par le constructeur de la « partie électricité » de la centrale (poteaux, câbles électriques, etc.) et de la facture correspondant à la livraison.</p> <p><b>Tranche 7</b> : elle correspond à 10 % du montant total accordé, et est versée sur présentation par le constructeur du connaissance de la « partie conduite » de la centrale et/ou de la facture correspondant à la livraison.</p> <p><b>Tranche 8</b> : elle correspond à 10 % du montant total accordé, et est versée une fois les sept précédentes subventions accordées.</p>
<b>SUBVENTION À RÉCEPTION PROVISOIRE</b>	<b>Tranche 9</b> : elle correspond à 10 % du montant total accordé, et est versée après la réception provisoire de l'ensemble de l'ouvrage, qui correspondra à la signature du certificat de conformité et au raccordement effectif des services publics (éclairage compris).
<b>SUBVENTION À RÉCEPTION DÉFINITIVE</b>	<b>Tranche 10</b> : elle correspond à 10 % du montant total accordé, et est versée lors de la réception définitive de l'ouvrage, soit au moins trois mois après la réception provisoire de l'ensemble de l'ouvrage et le raccordement de 50 % des ménages.

\* Le connaissance est un terme issu du droit maritime : il s'agit d'un contrat par lequel un fournisseur s'engage à remettre au constructeur les matériaux que ce dernier lui a commandés.



Le lancement officiel de l'appel d'offres a fait l'objet d'une publication au *Journal officiel*. L'équipe projet a ensuite organisé des réunions d'information pour expliquer aux soumissionnaires la démarche à suivre. Une fois leur offre déposée, ces derniers ont été évalués lors d'une présentation orale et d'après les critères de sélection suivants : le projet du soumissionnaire, son expérience, le montant de subvention demandé et les tarifs proposés (plus la subvention et les tarifs sont faibles, plus les chances de remporter l'appel d'offres augmentent). L'analyse des propositions a été optimisée sur deux jours afin de garantir son efficacité ainsi que sa transparence.

### ■ **Contractualisation avec les opérateurs sélectionnés**

Afin d'assurer un suivi transparent des flux financiers, les opérateurs ayant remporté l'appel d'offres ont ensuite dû créer un compte bancaire spécifique sur lequel les investissements pour le financement des chantiers ont systématiquement été versés. L'objectif était de sécuriser les subventions versées à l'occasion du projet et de les distinguer de la comptabilité de l'opérateur.

### **Déployer des normes techniques adaptées**

Un autre apport du projet a été l'optimisation des normes techniques relatives aux réseaux électriques ruraux. L'objectif était d'adapter et de standardiser les normes techniques de conception des réseaux afin d'améliorer la qualité des ouvrages et de réduire les coûts.

**Les normes jusque-là utilisées à Madagascar, souvent issues de pays très urbanisés, étaient peu adaptées à l'électrification rurale.**

Les normes jusque-là utilisées à Madagascar, qui s'appuyaient sur d'anciens décrets (de 1960 à 1964<sup>16</sup>), souvent issues de pays très urbanisés, étaient peu adaptées à l'électrification rurale. Elles entraînaient un surinvestissement dans les infrastructures électriques, ce qui aboutissait à terme à un coût d'investissement par kilowatt installé peu rentable. La définition de normes adaptées à l'électrification rurale, et plus particulièrement à la micro-hydroélectricité, a donc constitué l'un des axes de travail du programme.

L'équipe Rhyviere a travaillé avec l'Ader et l'ORE afin de définir des niveaux d'exigence adaptés au contexte local, sans pour autant sacrifier la dimension sécuritaire, incontournable dans ce type d'infrastructures électriques. Après plusieurs mois de travail, deux modèles de cahiers des charges ont finalement été rédigés :

- un cahier des charges de conception des réseaux hydroélectriques ruraux, précisant les normes de conception de microcentrales hydroélectriques et de réseaux électriques ruraux (réseaux de transport, de distribution, ouvrages de raccordement et installations électriques intérieures) ;

16. Décret n° 60-294 du 27 août 1960 portant détermination des conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique, décret n° 62-535 du 31 octobre 1962 portant détermination des conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les installations d'énergie électrique, et décret n° 64-013 du 18 janvier 1964 portant réglementation générale en matière d'opération d'énergie électrique à usage public.

- un cahier des charges d'exploitation et de maintenance des réseaux hydroélectriques ruraux, précisant les normes de qualité d'un service conforme à la réglementation en vigueur ainsi que les normes de durabilité pour chaque composant du mini-réseau (ouvrages hydroélectriques, turbine, réseau).

Ces deux documents sont aujourd'hui utilisés comme éléments constitutifs des dossiers d'appel d'offres lancés par l'Ader pour la construction de réseaux hydroélectriques ruraux.

### Un outil d'observatoire des réseaux hydroélectriques ruraux

L'équipe projet a conçu, en relation avec l'Ader, un outil informatique, l'observatoire Ampere<sup>17</sup> (Approches et moyens pour une électrification rurale efficace), qui sert de base de données et d'outil de suivi du secteur de l'électrification rurale. Initialement conçu pour suivre la technologie de l'hydroélectricité, il prend finalement en compte toutes les sources d'énergie potentiellement utilisables pour l'électrification rurale. Cet observatoire devait permettre à l'Ader d'une part de renforcer son rôle de planificateur de l'électrification rurale grâce à un suivi régulier et en temps réel de l'électrification rurale du pays, et, d'autre part, de disposer de données relatives aux besoins et enjeux territoriaux en matière d'électricité.

À terme, Ampere devait être administré par l'Ader et mis à jour avec la participation de tous les opérateurs du secteur de l'électrification rurale, censés fournir des indicateurs, tels que le taux de pénétration de l'électricité, les tarifs appliqués ou encore les coûts de construction des infrastructures.

**L'observatoire Ampere sert de base de données et d'outil de suivi du secteur de l'électrification rurale.**



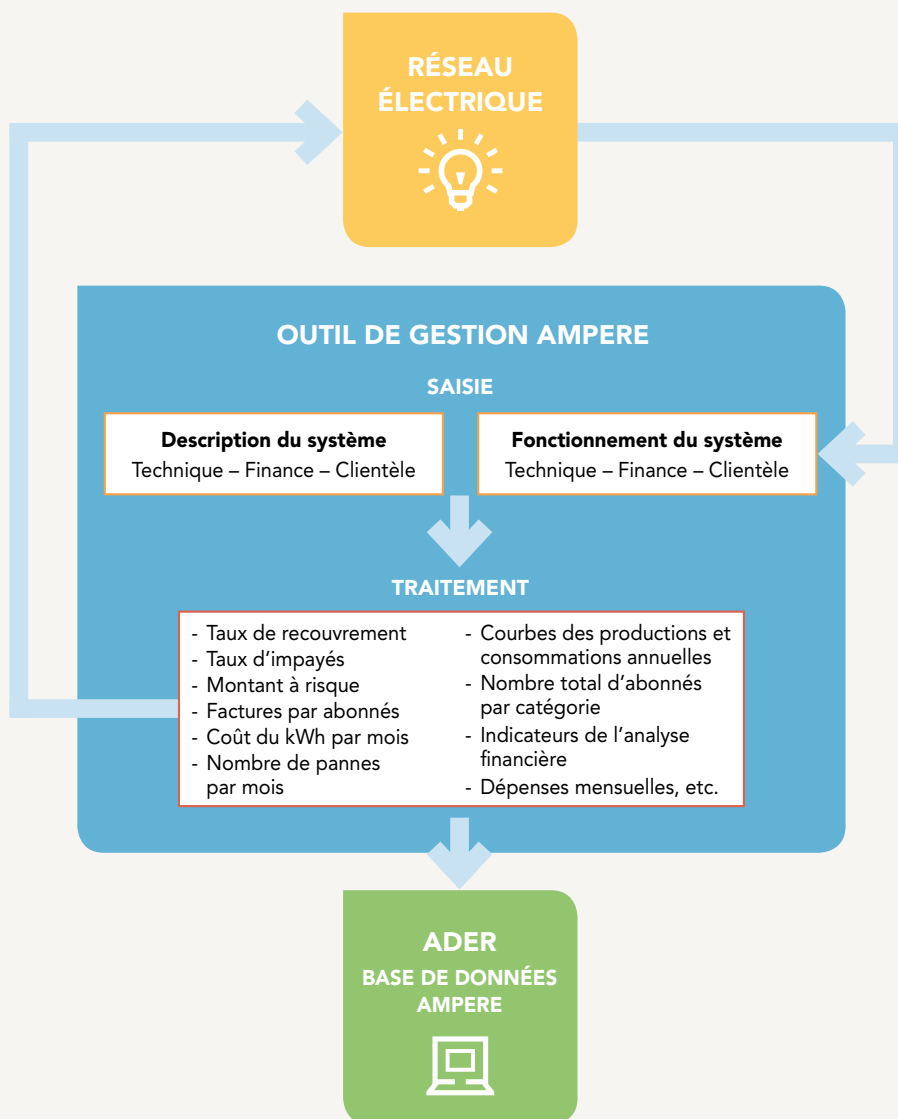
Levage des poteaux en bois pour le réseau électrique de Sahasinaka

17. Voir glossaire p. 19-20.

Un module de gestion géré par les opérateurs devait de plus, grâce à un système gagnant-gagnant, permettre au délégataire de gérer facilement la facturation des abonnés tout en permettant à l'Ader d'obtenir des informations sur la gestion du service.

**FIGURE 10** Principe de fonctionnement de l'outil de gestion Ampere

(source : Gret)



Si les délégataires, de même que les partenaires nationaux, reconnaissent l'utilité du logiciel, son utilisation reste malgré tout partielle.

Tout d'abord, le départ du responsable des bases de données de l'Ader formé par l'équipe Rhyviere, ainsi que l'importante rotation du personnel, limite le travail de collecte et d'actualisation de données. D'autre part, bien que les délégataires de Tolongoïna (SM3E) et de Sahasinaka (Ecogema) utilisent le logiciel, son application reste incomplète : seule la section commerciale a été exploitée à Sahasinaka, et encore de manière partielle, et le personnel de Tolongoïna ne sait pas l'utiliser convenablement. En outre, aucun opérateur n'a complètement rempli les informations demandées par l'Ader, ni ne les lui a transmises. Enfin, d'autres outils de planification et de suivi des projets ont été élaborés en parallèle par des organismes comme la Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit<sup>18</sup> (GIZ), le bureau d'études français IED (Innovation Energie Développement), ou encore la Banque mondiale<sup>19</sup>, ce qui n'a pas favorisé l'utilisation d'Ampere comme système d'information unique.

L'enjeu réside donc dans l'appropriation du logiciel par les délégataires et les équipes de l'Ader, dans son adaptation pour le rendre plus facile d'utilisation (réflexions du Gret en cours pour une modification du logiciel dans le cadre du projet Rhyviere II<sup>20</sup>) et dans la conduite d'un travail de sensibilisation auprès des opérateurs. En effet, ces derniers font parfois preuve de réticence à l'idée de transmettre leurs données financières, le logiciel étant parfois perçu comme un outil « d'espionnage » alors même qu'il leur permettrait de mieux évaluer leurs performances techniques et financières, de même que la gestion de leur service. Sur la base des données recueillies, ils pourraient ainsi bâtir un plan d'amélioration de la gestion de l'exploitation, établir le budget annuel à affecter à la maintenance des infrastructures électriques ou encore envisager de futurs financements.

**Les opérateurs font parfois preuve de réticence à l'idée de transmettre leurs données financières.**

La valeur ajoutée du logiciel est reconnue par les opérateurs privés et les institutions publiques. L'ORE a notamment fait une demande pour accéder à la base de données afin de pouvoir suivre plus facilement la mise en œuvre des contrats de délégation ainsi que les résultats techniques et commerciaux des délégataires (à l'étude dans le cadre du projet Rhyviere II).

18. Agence de coopération internationale allemande pour le développement.

19. Voir la partie 4 de ce document.

20. Pour plus de précisions sur le projet Rhyviere II, voir l'annexe 1.

## ACCOMPAGNER LES DÉLÉGATAIRES

Les délégataires étant la clé de voûte du système (sans eux, pas de réseau électrique!), il était donc primordial de mettre en œuvre tous les moyens nécessaires pour les accompagner. Cet accompagnement s'est fait en trois temps.

### La mise en confiance des délégataires

**Il a fallu identifier des délégataires prêts à investir dans des projets hydro-électriques ruraux.**

Le projet ayant pour ambition de montrer qu'il existait des entreprises intéressées pour financer, construire et exploiter des projets d'électrification rurale à Madagascar, il a fallu identifier des délégataires prêts à investir dans des projets hydroélectriques ruraux. Dans cette optique, le Gret a réalisé en 2006 un annuaire des bureaux d'études et des ateliers mécaniques d'Antananarivo susceptibles d'être intéressés par la conception, la construction et/ou la gestion de réseaux électriques. La Coopérative des opérateurs de réseaux électriques (Copelec) a été consultée lors des réunions de travail organisées avec les acteurs de l'électrification rurale afin de connaître les besoins des acteurs privés, de former les opérateurs et de réaliser des outils d'accompagnement (allègement des normes, guides de reconnaissance de sites et outils nécessaires à la mise en œuvre de réseaux).

Le projet souhaitait donner aux futurs délégataires une vision claire des enjeux des territoires sur lesquels seraient implantés les projets et les préparer à la réalisation des études d'avant-projet détaillé (APD). Pour ce faire, les dossiers d'appel d'offres contenaient des études d'avant-projet sommaire (APS) de qualité (estimation de la demande, potentiel hydroélectrique, implantation possible des ouvrages), ce qui a permis à ces derniers de mieux définir leur proposition, de jauger des moyens techniques à mettre en place et de connaître les étapes essentielles de la réalisation des projets.

Tout l'enjeu résidait dans le fait de parvenir à démontrer aux futurs opérateurs la viabilité financière des infrastructures et du service, et à quelles conditions (tarifs, nombre d'abonnés, évolution de la demande, etc.). Afin de fournir une vision rigoureuse de la demande en électricité et des investissements à réaliser, un outil informatique de simulation de plans d'affaires adaptés au besoin de l'électrification rurale à Madagascar (sous Excel) a été élaboré en 2009.

L'équipe du projet s'en est servi afin de prédimensionner les projets d'électrification et estimer les conditions de leur rentabilité en fonction de l'évolution de la demande, des tarifs appliqués et du montant des subventions apportées. Cette simulation a permis de proposer le meilleur scénario tarif/subvention lors des appels d'offres. Les soumissionnaires l'ont quant à eux utilisé afin d'analyser les projets et rédiger leur offre. Les diffé-

## Le nombre de candidats aux appels d'offres a été supérieur au minimum requis.

rents plans d'affaires ainsi réalisés ont permis à l'Ader et aux équipes du Gret de jauger les propositions des opérateurs et de mieux évaluer leur capacité à répondre aux attentes du projet.

Le nombre de candidats aux appels d'offres a été supérieur au minimum requis. Ces derniers se sont intéressés aux projets d'une part parce que ceux-ci leur semblaient rentables et que le montant d'investissements requis correspondait à leur capacité financière, et d'autre part parce qu'ils étaient mis en œuvre dans leurs régions d'origine.

### La réalisation des travaux

Le Gret a accompagné les opérateurs tout au long du processus de réalisation des travaux afin de garantir la bonne qualité des infrastructures. L'objectif premier étant de responsabiliser le délégataire dans la construction de son projet, la réalisation de l'étude d'APD lui a donc été confiée, menée conformément à l'étude d'APS et aux cahiers des charges du projet. N'étant pas forcément spécialiste des études hydroélectriques, le délégataire pouvait, s'il le souhaitait, faire appel à un bureau d'études spécialisé dont l'appui était financé grâce à une subvention de cinq millions MGA. Tous les délégataires ont eu recours à cette procédure.

Les bureaux d'études malgaches ayant assez peu d'expérience dans la réalisation de ce type d'étude APD, le Gret a organisé un atelier de formation lors duquel le guide intitulé *Cahier des charges de conception des réseaux hydroélectriques ruraux à l'usage des acteurs de l'électrification à Madagascar* leur a été présenté. Une liste restreinte de bureaux d'études ayant pris connaissance des clauses techniques du programme Rhyviere I pour réaliser les études d'APD et le suivi des travaux a ensuite été établie.

Le Gret a également accompagné les délégataires dans la sélection du type de turbine et la réalisation des travaux. De même, il les a conseillés en cas de souci technique et a organisé les missions de suivi pour évaluer l'avancement des travaux.

En dépit de ce soutien, deux facteurs ont nui au bon déroulement des travaux.

Le premier est la faiblesse du suivi des travaux par les bureaux d'études. À Tolongoina, les défaillances du bureau d'études ont ainsi été l'une des causes de la mauvaise implantation de la centrale et de la mauvaise exécution des ouvrages d'amenée. Après avoir résilié le contrat, l'équipe du Gret a dû intervenir afin de mener à terme les travaux de réalisation et mettre en exploitation les infrastructures électriques. À Sahasinaka, le bureau d'études est responsable de l'inclinaison anormale de l'un des isolateurs de la ligne moyenne tension reliant Sahasinaka à Fenomby ainsi que de la mauvaise qualité du bétonnage du barrage, en partie détruit en 2015 lors du passage du cyclone Chedza. Les erreurs commises par le bureau d'études ont également entraîné l'arrêt des essais de mise en service de la centrale ainsi qu'un

**Deux facteurs ont nui au bon déroulement des travaux : la faiblesse du suivi par les bureaux d'études et le financement des travaux.**

retard de mise en exploitation des infrastructures, le tout pour un surcoût sur le génie civil de l'ordre de 40 %.

Le second facteur problématique concerne le financement des travaux. Comme évoqué précédemment, la gestion financière des études d'APD et de la construction des infrastructures a été confiée au délégataire. Cela a posé des problèmes d'approvisionnement en trésorerie, car les gérants des entreprises délégataires étant souvent en déplacement, certains investissements nécessaires ont de ce fait tardé à être effectués. Par ailleurs, plusieurs achats ont été réalisés sans tenir compte des priorités techniques, et une partie des délégataires a dû compenser le manque de financements en rognant sur la qualité de certains matériaux et de certaines constructions.

### Le choix du bureau d'études est crucial.

En conclusion, il apparaît que le choix du bureau d'études est crucial. Celui-ci doit avoir une expérience à la hauteur des enjeux techniques du projet afin d'assurer un suivi de qualité. Par ailleurs, pour améliorer la gestion financière du projet et assurer la disponibilité des fonds au démarrage de la phase de construction des infrastructures, il faudrait

charger un agent indépendant des partenaires du contrôle des financements, et créer un compte commun sur lequel verser la participation financière de chacun des partenaires<sup>21</sup>.

### La gestion et le suivi du service

Comme expliqué précédemment, l'outil informatique de simulation des plans d'affaires a servi d'aide aux délégataires pour la réalisation des plans d'affaires et la définition des tarifs d'électricité et, ce faisant, a fait office de base solide pour la future gestion du service. Toutefois, parce que être exploitant d'un mini-réseau électrique s'apprend et nécessite des compétences en matière de gestion (gestion clientèle, suivi technique et commercial, relation avec les usagers et la commune, etc.), le Gret a accompagné les différents opérateurs pendant les premiers mois d'exploitation du réseau.



Tableau de contrôle de la centrale de Tolongoïna



Chambre de mise en charge à Sahasinaka

21. Proposition du bureau d'études ECR chargé de l'évaluation du projet en 2016.

## RENFORCER LE RÔLE DES COMMUNES ET DES USAGERS

Comme expliqué précédemment, les communes n'occupent aucune place officielle dans le schéma législatif de l'électricité à Madagascar. Or, la méthodologie d'intervention du Gret est plutôt, au contraire, d'intégrer les acteurs locaux au projet, car susceptibles de favoriser sa pérennité.

Le projet et ses partenaires ont donc souhaité renforcer la « maîtrise d'ouvrage communale » dans les projets de service public d'électricité. Les communes ont bénéficié de formations, ont été parties prenantes à chaque étape du projet, et leur rôle a été renforcé par de nouvelles formes de contractualisation.

**Les acteurs locaux doivent être intégrés au projet.**

### Au centre du projet

Dans l'optique d'accentuer renforcer l'appropriation du projet à l'échelle locale et d'officialiser le rôle des communes et des usagers dans le schéma organisationnel, l'équipe Rhyviere les a intégrés dans le projet dès son lancement.

### Identification des sites

La commune et les futurs usagers interviennent dans l'identification des sites potentiels de développement de centrales hydroélectriques. En effet, ces acteurs sont souvent les plus à même de fournir des renseignements sur la structure socio-économique locale et sur la configuration topographique des sites. L'équipe projet a développé une méthodologie et des outils permettant d'identifier rapidement, et à moindre frais, les sites les plus prometteurs du territoire malgache<sup>22</sup>.

**L'équipe projet a développé une méthodologie permettant d'identifier rapidement, et à moindre frais, les sites les plus prometteurs.**

Un questionnaire type a été diffusé aux communes ciblées : des informations simples devaient être renseignées, leur permettant d'identifier les enjeux et atouts de leurs territoires dans le cadre de l'installation d'un mini-réseau hydroélectrique (hauteur de chute, débit, population, accessibilité, etc.). Pour accompagner les élus (maire, conseil communal) dans la réponse au questionnaire, un *Guide d'identification de sites hydroélectriques* a été rédigé.

Une fois les données collectées, une première sélection a été opérée, et les sites les plus prometteurs retenus (capacité de production, demande en énergie, etc.).

22. Pour permettre une reproductibilité de la démarche Rhyviere, un *Guide des procédures* du programme a été conçu (Randrianarivony R., 2017). Il décrit, étape par étape, la méthodologie d'intervention du projet et indique les outils annexes nécessaires à sa mise en œuvre. Un *Guide d'identification et de sélection des sites* a également été produit (Randrianarivony R., 2017).



Une convention de partenariat pour assistance à maîtrise d'ouvrage pour la réalisation des études d'APS a ensuite été signée entre le Gret et les communes des sites sélectionnés (une par site). Dans cette convention, le Gret s'engage à réaliser l'étude d'APS, et les communes à faciliter sa réalisation et à créer un comité de projet.

### Les comités de projet

Dès le début du projet, le Gret a souhaité renforcer le rôle des usagers. Comme évoqué plus haut, la commune s'engage à former un comité de projet, composé de représentants des différentes catégories socio-économiques du village de façon à représenter l'ensemble de la population de la localité ciblée par le projet. Le comité de projet devient l'interlocuteur du programme et, à ce titre, participe à l'ensemble des étapes du projet : lors de l'étude d'APS pour l'organisation des enquêtes, lors de la négociation du contrat de gestion, lors de la sélection du délégataire et lors du suivi des travaux. Il diffuse les informations auprès des futurs usagers et fait office d'instance de débat. Le comité doit ensuite se transformer en association des usagers du réseau électrique afin que les usagers soient représentés dans la gouvernance du réseau.

### Le lancement du projet

Une fois les études d'APS finalisées, et si le projet est sélectionné, une nouvelle convention est signée entre la commune et le Gret. Celle-ci précise la procédure à suivre pour sélectionner le délégataire et a également pour objectif de formaliser le rôle de la commune dans le schéma contractuel du projet. Désormais maître d'ouvrage délégué, cette dernière a la responsabilité, avec l'Ader, d'organiser l'appel d'offres pour la sélection de l'opérateur de service. Elle a également la possibilité de recruter un assistant pour l'aider à exercer ses responsabilités (ici, le Gret). Cette convention est la première étape dans l'attribution d'une fonction de maîtrise d'ouvrage à la commune, dont le rôle dans la mise en œuvre du service était auparavant marginal.

Une fois le contrat de délégation signé, les maires ont la responsabilité de négocier les droits fonciers et les servitudes de passage avec les propriétaires situés sur l'emprise future des infrastructures. Cette étape, cruciale pour le développement du réseau, relève des prérogatives habituelles des communes, et a été parfaitement assurée par les élus concernés par le projet. La commune surveille ensuite la bonne réalisation des travaux avec le bureau de suivi de chantier, qui doit régulièrement lui rendre des comptes, tandis que le Gret poursuit son assistance et veille à ce que le chantier se déroule correctement. Enfin, tout au long de la mise en œuvre du projet,

**Les maires ont la responsabilité de négocier les droits fonciers et les servitudes de passage avec les propriétaires situés sur l'emprise future des infrastructures.**

des consultations publiques sont organisées par la mairie afin d'informer la population. Celles-ci peuvent concerner l'emprise foncière des infrastructures, le processus de sélection du délégataire ou les tarifs qui seront appliqués. Cette transparence permet d'obtenir le consentement de la population et de couper court aux rumeurs susceptibles de se propager dans les petites localités.

## Au cœur de la délégation

Aujourd'hui encore, un contrat de délégation, appelé « contrat d'autorisation » ou « contrat de concession », est signé entre le ministère de l'Énergie et le délégataire. Une convention de délégation, annexée au contrat d'autorisation, a au préalable été signée entre la commune et le délégataire. Des améliorations ont été apportées sur la base du modèle de la convention de partenariat de l'Ader, qui concernent les droits et devoirs des communes dans le schéma de maîtrise d'ouvrage ainsi que la mise en place d'une taxe communale.

### La taxe communale

La commune peut mettre en place une taxe indexée sur la consommation de chaque abonné (et ne pouvant dépasser 10 % de la facture). Versée par le délégataire dans les caisses de la commune ou via une institution de microfinance (Tiavo à Tolongoïna par exemple), elle est utilisée pour régler les factures d'électricité des instances publiques (éclairage public notamment) et, en théorie, contribuer à des investissements en lien avec l'accès à l'électricité. Si cette taxe crée les conditions d'une pérennisation du service et permet de pallier le manque de moyens de la commune (du fait de la faiblesse des subventions de l'État et des taxes locales), elle est encore trop faible et permet à peine de payer l'éclairage public.

Le Gret a proposé que le ministère de l'Énergie (autorité concédante), la commune (maître d'ouvrage délégué du projet) et le délégataire soient liés par un seul et même contrat, permettant ainsi d'en simplifier la lecture et de rassembler dans un unique document les droits et devoirs de chacun. Cela aurait de plus renforcé la place de la commune dans la maîtrise d'ouvrage, celle-ci étant officiellement reconnue comme faisant partie du schéma de délégation. Un modèle de contrat tripartite a été présenté à l'Ader, mais la crise politique de 2009 a empêché la concrétisation de cette idée.

Grâce à l'assistance technique fournie aux communes en matière de suivi et d'accompagnement, celles-ci ont pu s'approprier leur rôle de maître d'ouvrage délégué du projet. Cela a simplifié les procédures au niveau local, ainsi que la réalisation des infrastructures. À Sahasinaka, l'implication des communes a aussi facilité la création, autour du service d'électricité, d'un organisme public de coopération intercommunale (OPCI) regroupant les communes de Sahasinaka, Fenomby et Mahabako.

## L'association d'usagers

En plus d'un comité de projet, l'équipe du Gret a incité à la création sur chacun des sites d'une association d'usagers. Dans la continuité du comité, qui s'inscrit dans une logique de responsabilisation des acteurs locaux, ces associations permettent aux usagers de s'unir

**L'installation durable du service permet à la population de prendre conscience d'un droit à l'électricité.**

pour revendiquer leurs droits à un service de qualité. Ils font également office d'organe de contrôle citoyen pour la pérennisation des projets et des installations. En effet, les populations locales ne sont pas uniquement de simples bénéficiaires, mais sont également les usagers et consommateurs d'un service. Or, même largement subventionné, celui-ci reste payant et les usagers sont donc en droit d'attendre une qualité et une continuité en adéquation avec le montant de leur facture. Ainsi, l'installation durable du service sur la zone permet à

la population de prendre conscience d'un nouveau droit à l'électricité, mais également d'un devoir à payer pour ce service et à se mobiliser pour le faire perdurer.

Dans la plupart des cas cependant, les associations d'usagers n'ont pas fait preuve d'un grand dynamisme dans l'expression de leurs revendications, préférant s'exprimer via le réseau classique de la commune ou régler leurs différends directement avec l'opérateur<sup>23</sup>. ●

**Les associations d'usagers n'ont pas fait preuve d'un grand dynamisme dans l'expression de leurs revendications.**

23. Sauf dans le cas de Tolongoina, point qui sera développé dans la troisième partie de ce document.

## POINTS À RETENIR

Le projet Rhyviere I a permis de tester, à plusieurs échelles (locales et nationales), un nouveau cadre pour la mise en place et le suivi d'infrastructures hydroélectriques. À travers ces expérimentations, le Gret a tenté de trouver des réponses aux difficultés rencontrées par le secteur.

- **Le manque d'investissements dans l'électrification rurale**, à travers :
  - la promotion de l'hydroélectricité en milieu rural ;
  - la conception d'une méthodologie standardisée et d'outils facilement mobilisables pour pouvoir affirmer clairement les responsabilités prises par chaque acteur.
- **Le manque de contrôle des acteurs privés**, à travers :
  - une sélection transparente des délégataires par voie d'appel d'offres et la mise en place d'un cadre plus strict pour le suivi des subventions ;
  - le suivi des projets par des bureaux d'études indépendants ;
  - un équilibre dans la gestion du service, l'instauration de mécanismes de contrôle et de mécanismes financiers transparents.
- **Le manque de suivi des institutions nationales**, à travers :
  - le renforcement des acteurs nationaux grâce au développement d'outils de suivi et l'adaptation des normes aux réalités locales ;
  - l'amélioration des procédures de sélection des délégataires et le renforcement des contrats de délégation.
- **Les contraintes locales**, à travers :
  - la participation locale ;
  - le renforcement des acteurs techniques locaux ayant peu d'expérience en matière de petite hydroélectricité.

# Résultats et enseignements du projet Rhyviere I

Les différentes activités menées par le Gret dans le cadre du projet Rhyviere avaient vocation à créer les conditions d'une gestion pérenne du service qui puissent être reproduites à l'échelle nationale. Les divers mécanismes censés pallier les faiblesses du secteur (tant des délégataires que des institutions) se sont cependant heurtés à un certain nombre de difficultés. Quelles sont-elles, et comment le projet a-t-il tenté d'y répondre ? Après quelques années de mise en service, quels enseignements peut-on tirer de la réalisation de mini-réseaux hydroélectriques ? Quelles sont les éventuelles pistes d'amélioration ? Enfin, en tant qu'ONG, quel a été le rôle du Gret ?

## UN PROJET PRESQUE ABOUTI

Aujourd'hui, deux centrales seulement sont en service : Tolongoina et Sahasinaka. Le projet d'Ampasimbe-Onibe n'est quant à lui pas complètement achevé, et est dans l'attente de la reprise de la concession par un nouveau délégataire. Les premiers résultats sont encourageants et démontrent que la petite hydroélectricité est une solution viable pour l'accès à l'électricité décentralisée à Madagascar.

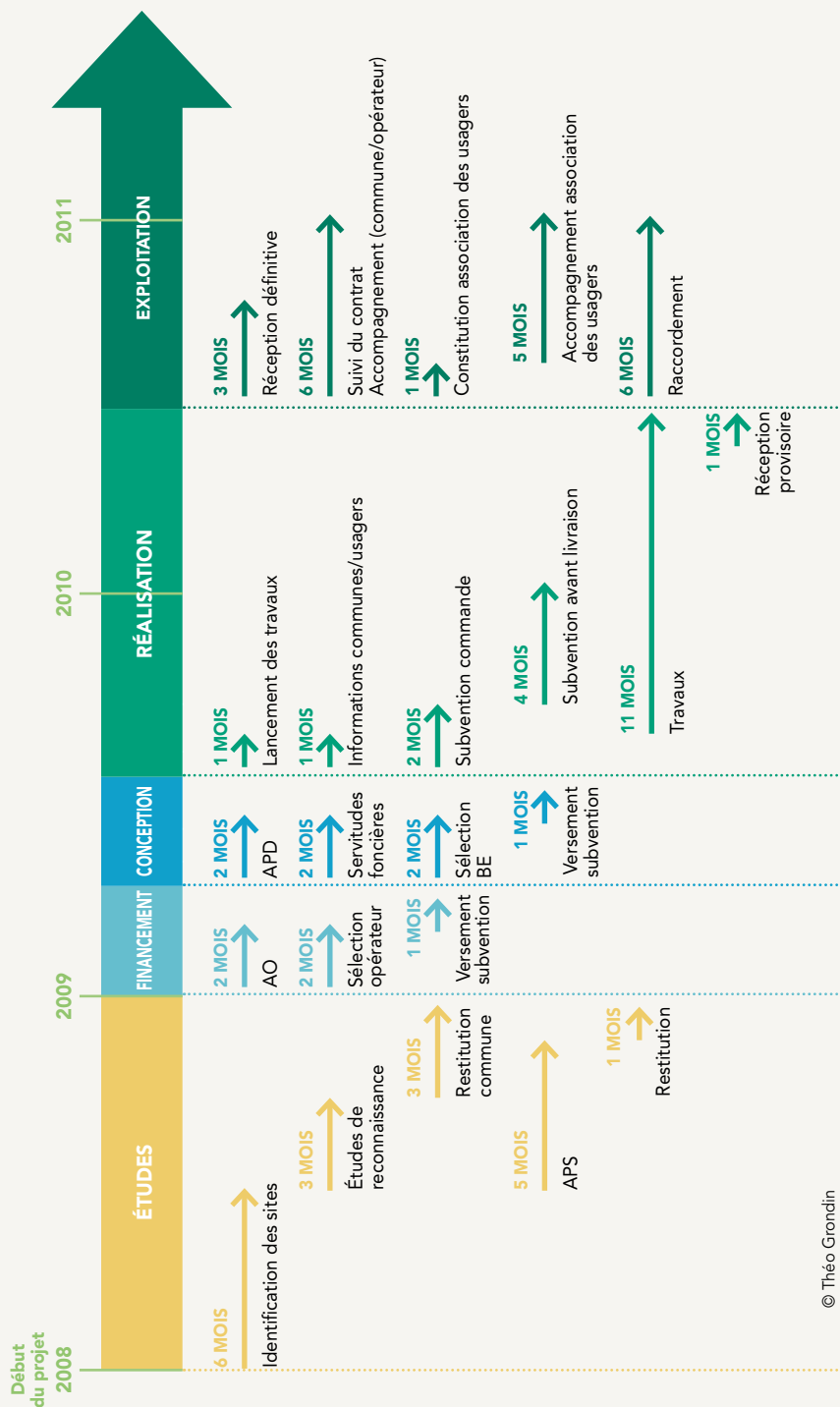
### Les multiples contraintes d'un projet hydroélectrique

Les activités du projet devaient initialement se dérouler sur quatre ans (2008-2012), d'après le calendrier ci-dessous (voir figure 11 page suivante). Ambitieux, ce calendrier répondait aux contraintes imposées par l'Union européenne, principal bailleur du projet, qui ne sélectionnait que des projets dont la durée n'excédait pas quatre années. La sélection des sites, puis les études de ces derniers, nécessitaient déjà au mini-

**Ambitieux, ce calendrier répondait aux contraintes imposées par l'Union européenne.**

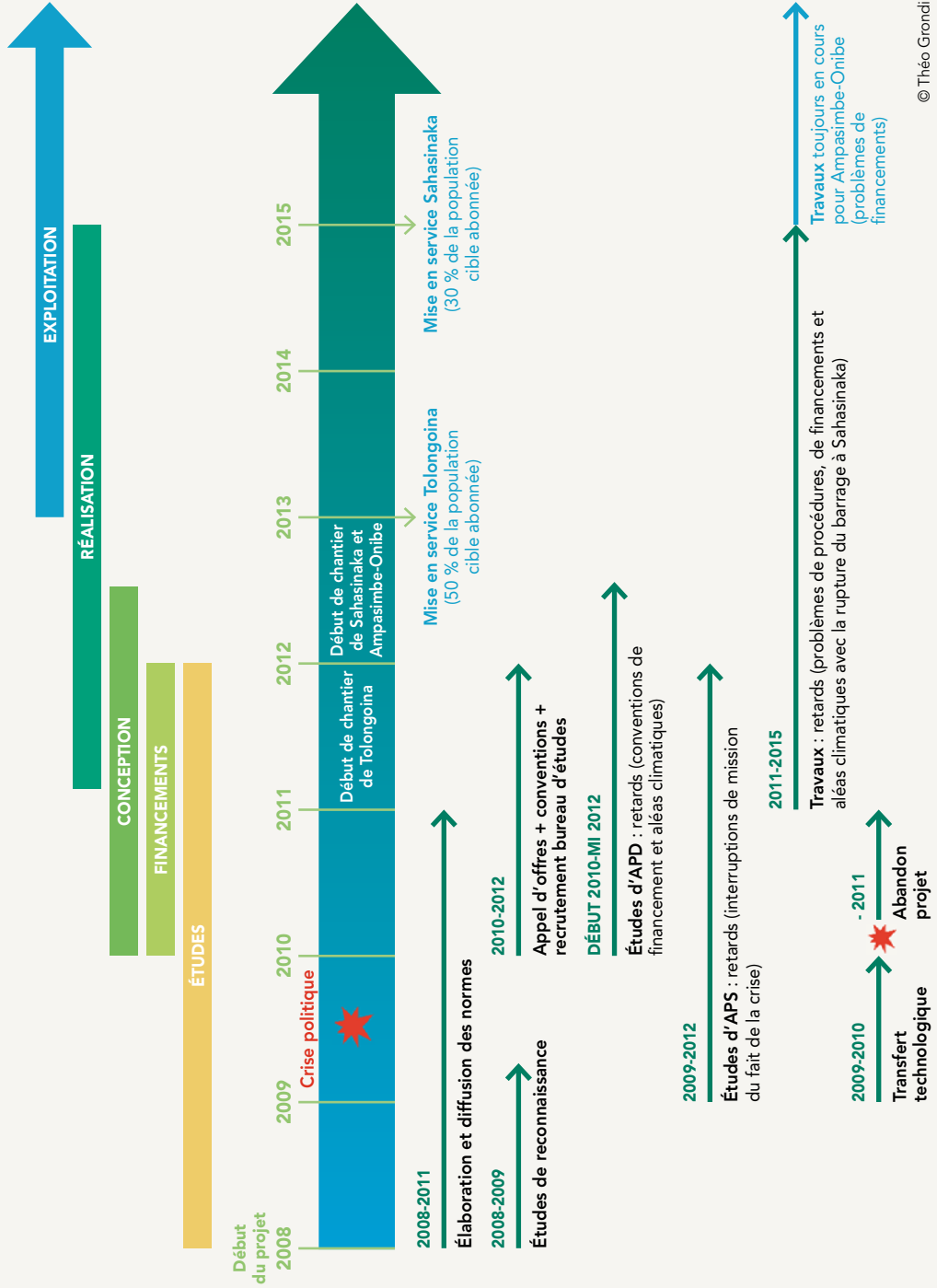
**FIGURE 11** Temporalité du projet Rhyviere I d'après le guide des procédures

(source : Gret)



**FIGURE 12** Temporalité réelle des trois installations du projet Rhyviere I

(source : Gret; ECR, 2016)



mum un an, notamment en raison de l'étude sur la partie hydroélectrique : calendrier de quatre ans pouvait donc très difficilement être tenu. Rhyviere I a finalement pris fin en décembre 2015, après des avenants successifs auprès de l'Union européenne (voir figure 12 page précédente).

La complexité de la mise en place du projet Rhyviere I reflète les contraintes auxquelles sont exposés les acteurs de l'électrification dans la mise en œuvre de projets hydroélectriques à Madagascar. Les équipes évoluent dans un contexte socio-économique fragile, auquel il faut ajouter les contraintes liées au projet lui-même : il ne s'agit pas simplement de construire des infrastructures, mais de s'adapter au contexte local pour faire émerger un service durable et de qualité, tout en respectant les termes du contrat passé avec le ou les bailleurs. Les problèmes rencontrés par le projet Rhyviere I illustrent la question de l'écart entre deux tendances, avec d'un côté les attentes des bailleurs ainsi que les contraintes de procédures, et de l'autre la réalité de la mise en place de projets sur le terrain.

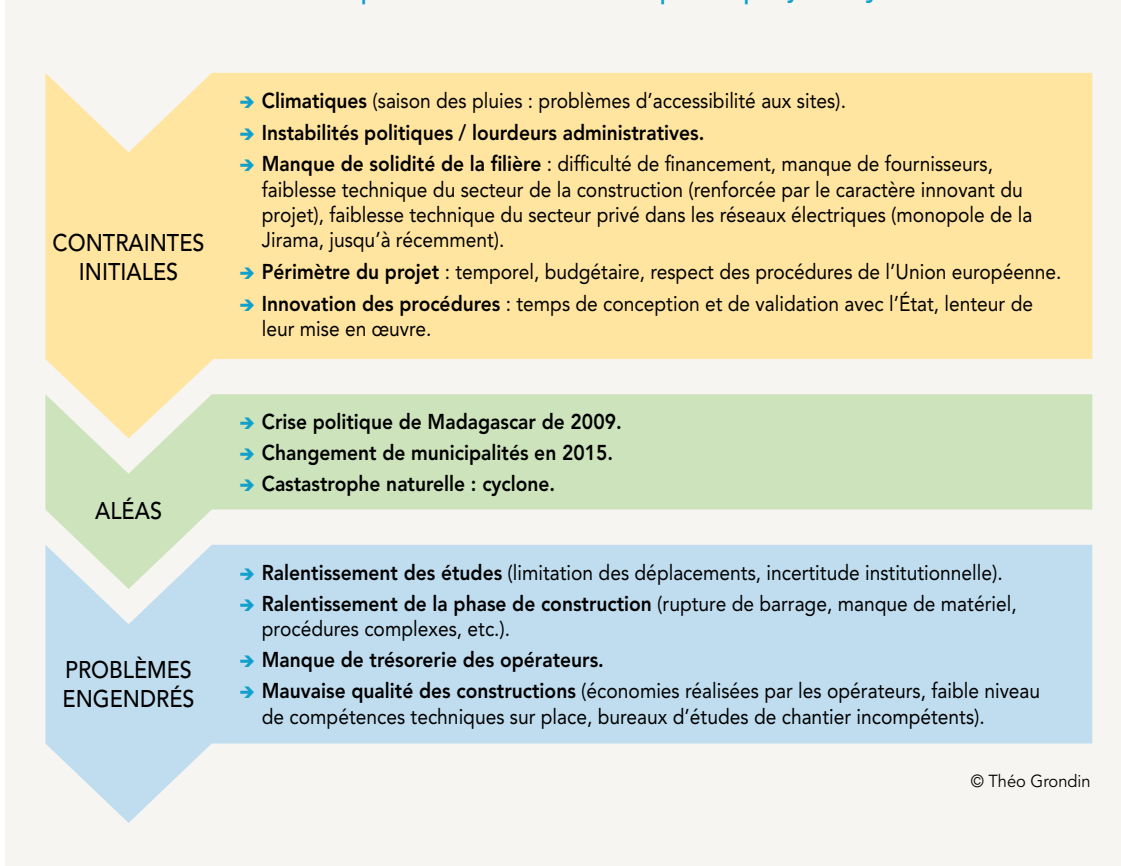
Les difficultés rencontrées par le projet, à l'origine du retard de la mise en place des installations électriques, se sont essentiellement concentrées dans trois domaines : les études, le financement et les constructions.

**Les difficultés rencontrées par le projet se sont concentrées dans trois domaines.**



Relevé topographique à Sahasinaka, Fatovavy Fitovinany



**FIGURE 13** Contraintes et problèmes rencontrés par le projet Rhyviere I


### Contraintes générales

Certaines des contraintes rencontrées par Rhyviere I sont inhérentes aux projets d'électrification rurale à Madagascar. Parmi elles, on compte le climat, les lourdeurs administratives et le manque de structuration de la filière électricité en milieu rural.

#### ■ Le climat

La première contrainte rencontrée par tout projet de petite hydro-électricité à Madagascar est de nature climatique. Le pays est en effet soumis au climat tropical, caractérisé par l'alternance de la saison des pluies (novembre-mars) et de la saison sèche (avril-octobre), dont la durée varie d'une région à l'autre. Le climat rythme ainsi le temps des travaux : les constructions sur site sont limitées en période de pluies, la construction d'un barrage étant impossible à cause de l'augmentation du débit d'eau, et certains sites sont tout simplement inaccessibles (cas de Sahasinaka et d'Ampasimbe-Onibe). Cette contrainte climatique est renfor-

**Le climat  
rythme le temps  
des travaux.**

cée par l'isolement des sites ruraux choisis pour l'électrification, enclavés et éloignés de la capitale, et difficiles d'accès par voie routière (routes en mauvais état) ou ferroviaire (le train n'y passe qu'une fois par semaine et subit de nombreuses pannes).

### ■ *L'instabilité des institutions et les lourdeurs administratives*

La deuxième contrainte est liée à l'instabilité des institutions malgaches. Les changements ministériels sont souvent problématiques pour le suivi des projets, car la passation n'est pas toujours effectuée, retardant ainsi les procédures de validation des contrats. On retrouve le même problème au niveau des institutions telles que l'Ader, qui a connu une période d'instabilité liée au remplacement d'un responsable administratif et à la nomination tardive du nouveau secrétaire exécutif. Cela a entraîné un ralentissement des procédures lors de la mise en place du programme.

Par ailleurs, les délais d'instruction des dossiers par l'Ader et le ministère de l'Énergie sont parfois longs. Par exemple, si le processus de validation des dossiers d'appel d'offres par les autorités est censé prendre deux semaines, il peut en réalité s'écouler plusieurs mois entre le dépôt du dossier à l'Ader et sa validation finale. Dans le cas d'Ampasimbe-Onibe, la difficulté à obtenir la validation de la convention de financement a retardé la réalisation des études d'avant-projet détaillé (APD). L'opérateur a finalement dû prendre les devants et les démarrer avant que ne soit obtenue la validation complète.

Cette lourdeur administrative s'exprime à tous les échelons et complique le déroulement des projets. Les formalités et arrangements pour les droits de passage des matériaux de construction compliquent énormément la réalisation des infrastructures. Par exemple, la complexité des formalités liées au régime d'exonération des droits de douane et des taxes à l'importation obtenu par le délégataire de Sahasinaka dans le cadre du projet a abouti à la disparition d'un container de câbles, retardant la mise en service de l'électricité dans la commune de Mahabako, qui n'a été effective que fin 2018.

**La lourdeur administrative s'exprime à tous les échelons et complique le déroulement des projets**

### ■ *Le manque de structuration de la filière en milieu rural*

Les banques primaires locales sont réticentes à financer les projets hydroélectriques, considérés à raison comme risqués. Compte tenu du manque de solvabilité de la population rurale et de sa vulnérabilité aux crises (climatiques, alimentaires et politiques), la rentabilité des plans d'affaires n'est pas suffisante pour séduire les banques, même avec d'importantes subventions à l'investissement. Les projections de revente de l'électricité à la Jirama n'ont pas plus de succès. L'exemple d'Ampasimbe-Onibe, avec la Bank of Africa (BOA), est à ce titre plutôt parlant : malgré la promesse de prêt de la banque au début du projet, l'opérateur Tectra n'a finalement rien obtenu, ce qui l'a empêché de finaliser les travaux de la grande centrale. Cette réticence des banques à accorder des prêts constitue un frein au développement du secteur et, plus généralement, à l'électrification rurale en Afrique subsaharienne.

Outre la difficulté à se procurer des financements, il est également compliqué de trouver des fournisseurs locaux de matériel. Par exemple, l'absence de fournisseurs de poteaux a

considérablement ralenti la mise en service et le raccordement de la dernière commune de Mahabako. Le manque de professionnels spécialisés dans l'électrification rurale et la petite hydroélectricité est un problème qui s'est posé de façon récurrente, de la réalisation des études à l'exploitation du service, en passant par la phase de travaux. En plus de freiner la construction des infrastructures, cette absence de matériel et de compétences techniques au niveau local engendre une augmentation du coût du projet, lié à l'importation du matériel.

### ■ **Contraintes spécifiques**

#### ■ **Le périmètre contractuel du projet**

Le projet Rhyviere I a été cofinancé à 70 % par la Facilité Énergie<sup>1</sup> de l'Union européenne (10<sup>e</sup> FED<sup>2</sup>), les 30 % restants étant apportés par l'Ader et les délégataires.

**Pour être éligibles, les dépenses réalisées dans le cadre du projet devaient suivre les procédures de l'Union européenne.**

Pour être éligibles, c'est à dire validées et remboursables, les dépenses réalisées dans le cadre du projet devaient suivre les procédures de l'Union européenne décrites dans la convention de financement signée avec le Gret. Cela concerne notamment les investissements pour les infrastructures.

Or, le projet a dû faire face à une contrainte administrative de taille, à savoir l'interdiction de la subvention en cascade au-delà d'un certain montant. Dans ce système, le bénéficiaire initial de la subvention (ici le Gret) reverse celle-ci à un organisme tiers

(les délégataires) sous la forme d'une nouvelle subvention, dont le montant est plafonné à 60 000 €. Or, les montants reversés dans le cadre du projet Rhyviere I dépassaient largement le plafond autorisé, le plaçant dès lors « hors procédure ». Quand bien même cette spécificité avait dès le départ été inscrite dans le document de projet validé par l'Union européenne, toutes les dépenses effectuées dans le cadre de Rhyviere I risquaient d'être déclarées comme inéligibles aux versements des subventions, faisant ainsi peser sur le Gret un risque financier colossal, car susceptible de devoir rembourser à l'Union européenne l'intégralité des dépenses. Pour éviter cet écueil, il a fallu collecter des preuves comptables afin de garder une trace de ce qui avait été engagé et dépensé dans le projet et connaître ainsi le montant réellement investi par le délégataire. Le Gret a pour ce faire mis en place un rigoureux procédé de décaissement des subventions, débloquées au fur et à mesure de l'avancée du projet et uniquement sur présentation des factures par le délégataire. Ces procédures complémentaires, assurant que le délégataire verse à chaque étape sa part de financement, ont permis de préserver le cofinancement du projet.

**Les procédures complémentaires mises en place par le Gret ont permis de préserver le cofinancement du projet.**

1. Voir le paragraphe page 149.

2. Fonds européen de développement.

En dépit de la volonté affichée du Gret de respecter les procédures de l'Union européenne, il lui a été reproché de ne pas avoir obligé les délégataires à faire de même une fois la subvention reversée. En effet, la logique de fonctionnement de la délégation de service public pousse ces derniers à optimiser leur investissement du mieux possible (utilisation de matériaux de qualité) afin d'assurer l'exploitation future du service. Or, les procédures de passation de marché mises en place par l'Union européenne rendent parfois impossible une telle chose.

### ■ *La crise politique nationale de 2009*

La crise politique survenue en 2009, qui n'a pris fin qu'en 2013, a eu d'importantes répercussions sur les activités du programme, non seulement du fait du décalage des missions sur le terrain de l'équipe projet durant la période de soulèvement populaire, mais également à cause de la difficulté à mobiliser l'investissement des délégataires dans un contexte instable et incertain. Les conséquences financières pour le projet ont été importantes, preuve en est de l'abandon en 2011 du projet de transfert technologique<sup>3</sup>, l'entreprise malgache Labomeca n'ayant en effet plus la trésorerie suffisante pour le mener à bien.

En janvier 2009, Madagascar est secoué par une série de manifestations et d'émeutes qui trouvent leur source dans une crise politique opposant le maire d'Antananarivo, Andry Rajoelina, au président de la République, Marc Ravalomanana.

Plus d'une centaine de personnes trouve la mort dans les émeutes qui s'ensuivent.

Du fait du climat d'insécurité, toutes les activités de terrain relatives aux études d'avant-projet sommaire prévues à cette période par le projet Rhyviere ont dû être repoussées. L'une des répercussions majeures de cette crise a été l'abandon d'un volet spécifique du projet, le « transfert de technologie », à cause de la mauvaise situation financière des entreprises présélectionnées. Cette période a également été marquée par l'instabilité de l'Ader, et par conséquent de la gestion du FNE, accentuée par le limogeage de son secrétaire exécutif. Seuls les projets d'électrification financés par les bailleurs internationaux ont survécu à la crise, et les modifications induites par celle-ci dans les procédures (dont celles de passation de marché) ont nécessité de nombreuses explications auprès du secteur privé afin que celui-ci puisse les appliquer.

### ■ *Les élections municipales de 2015*

Dans une moindre mesure, le projet a également été touché par les évolutions du contexte politique local. Les élections municipales de 2015 ont entraîné le remplacement des maires et de leurs équipes respectives dans de nombreuses communes rurales, comme à Sahasinaka et à Tolongoina. Ces changements ont limité le suivi et la bonne gestion du service d'électricité sur les petites communes, car les passations de service ne se sont pas tou-

3. ECR, 2016.

## Ces changements ont limité le suivi et la bonne gestion du service d'électricité sur les petites communes.

jours accompagnées d'un transfert de compétences et de la transmission des dossiers. Le manque de probité de certains nouveaux élus, ainsi que les divergences entre anciennes et nouvelles équipes municipales, ont de plus parfois fragilisé la gestion du service, comme à Tolongoïna, où le nouveau maire a effectué des prélèvements abusifs sur le compte où est versée la taxe communale.

### Le manque d'expérience des acteurs

Au moment du déroulement du projet, le secteur de la petite hydroélectricité était encore très récent : peu de centrales de petite capacité étaient en exploitation, et l'« écosystème » d'acteurs techniques malgaches était alors en création (opérateurs, investisseurs, fournisseurs, bureaux d'études, entreprises de travaux, etc.). De ce fait, il n'a pas été évident de trouver des délégataires à même de répondre financièrement et techniquement aux caractéristiques du projet : à Tolongoïna, les premiers appels d'offres ont été infructueux du fait d'offres techniques et financières en deçà de ce que requérait le projet. Les études d'APD n'étaient de plus parfois pas de qualité suffisante (copiés-collés de certains passages, absence de certains éléments), à la fois à cause du manque de compétences et de l'inexpérience des bureaux d'études retenus. Certaines études ont ainsi dû être refaites, retardant d'autant leur validation par l'Ader.



Barrage de Sahasinaka

La construction des infrastructures a été la phase la plus problématique. Les difficultés rencontrées ont principalement pour origine le non-respect du cahier des charges par certains opérateurs et entreprises de travaux. Les raisons sont multiples : réduction de la qualité des travaux pour en baisser le coût (voir paragraphe suivant)<sup>4</sup>, ou encore légèreté dans le suivi de chantier, ne permettant pas de vérifier la bonne conformité des infrastructures avec le cahier des charges techniques. Ainsi, à Tolongoïna, le bâtiment de la centrale, mal orienté (mauvaise lecture du plan par l'entreprise de construction), a dû être détruit puis reconstruit début 2011. Le Gret s'est retrouvé dans l'obligation de résilier le contrat avec l'entreprise de suivi de chantier.

**La construction des infrastructures a été la phase la plus problématique.**

### **Le difficile financement des centrales**

Le système de subvention antérieur de l'Ader finançait en théorie jusqu'à 70 % du montant total des investissements. Le financement se faisait sur la base d'un devis initial rédigé par le délégataire. Si celui-ci surévaluait le prix total des travaux, il pouvait alors recevoir une subvention recouvrant presque l'intégralité de l'investissement total, et ce, en échange d'un apport financier minime (voir encadré p. 77). L'implication financière du délégataire devenait alors très faible.

Le nouveau dispositif mis en place dans le cadre du projet (décaissement par tranche sur validation de la réalisation des travaux) implique que les délégataires investissent réellement les 30 % du montant total des travaux. La difficulté a été pour eux de parvenir à collecter suffisamment de fonds. Les problèmes de financement ont engendré une baisse de la rentabilité financière prévue initialement. Les délégataires étant de plus liés par une convention de gel des tarifs jusqu'à la fin de la deuxième année d'exploitation, ils n'ont pu augmenter ces derniers pour pallier le manque à gagner. Ainsi, à Tolongoïna, du fait du retard pris dans la construction des infrastructures, l'opérateur s'est retrouvé dans l'incapacité d'assurer la suite des travaux arrivé à la moitié de l'année 2012. Le Gret s'est donc chargé de finaliser les constructions, en décaissant les dernières tranches de subvention de l'Union européenne directement auprès des entreprises de travaux.

Les choix effectués lors de la mise en œuvre du projet dépendent donc en partie des contraintes externes et internes, qu'elles soient liées au contexte ou au projet lui-même. Ces difficultés ont été à l'origine de la mise en place par les équipes Rhyviere et les délégataires de stratégies d'évitement ou d'adaptation. Si une partie de ces problèmes ne peut être évitée, il convient cependant de les anticiper, en prenant en compte les éléments suivants :

- ne pas sous-estimer le calendrier de réalisation ;
- adapter au mieux les procédures bailleurs pour garder la cohérence du projet ;
- réaliser un plan d'affaires réaliste et prévoir une réserve de trésorerie suffisante (ou, à défaut, avoir de solides partenariats) ;

4. Point développé plus loin.

- s'assurer des capacités techniques des bureaux d'études ou, à défaut, prévoir un renforcement de capacités techniques.

### Un service de qualité ?

Si le programme a globalement rempli ses objectifs initiaux, les trois sites sélectionnés ne connaissent pas le même état d'avancement et leurs réseaux sont à des stades de maturité différents : celui de Tolongoïna fonctionne depuis 2013 ; Sahasinaka, la troisième communauté de l'OPCI, a été raccordée en novembre 2018, après plus de deux ans de mise en service du réseau (délai dû à un problème d'approvisionnement en poteaux). Le réseau d'Ampasimbe-Onibe en est, quant à lui, toujours à l'étape de réalisation des infrastructures à la suite d'un changement d'envergure du projet<sup>5</sup>.

**Les trois réseaux sont à des stades de maturité différents.**

L'analyse des données de fonctionnement du site de Tolongoïna, opérationnel depuis juin 2013, et de celles de Sahasinaka, fonctionnel depuis décembre 2015, permet de mieux cerner l'impact des projets hydroélectriques à deux échelles de temps différentes, et de démontrer que les solutions d'électrification proposées sont adaptées au contexte rural.



Bâtiment de la centrale de Tolongoïna

5. Plus de détails sur la situation d'Ampasimbe-Onibe sont donnés dans la suite de ce document

**TABLEAU 7** Comparaison des différentes tarifications pour les usagers résidentiels

(source : chiffres de la Jirama et du Gret)

2017	TOLONGOINA	SAHASINAKA	AMPASIMBE-ONIBE	JIRAMA FIANARANTSOA (ZONE 3 TARIF JUILLET 2017)	CASIELEC (CHIFFRES DE 2018) SITE DE MAHAZOMA (40 KW THERMIQUE)
<b>Tarif abonnement</b> (par mois)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Monophasé : 4 000 MGA</li> <li>- Triphasé : 8 000 MGA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Monophasé : 4 000 MGA</li> <li>- Triphasé : 4 000 MGA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Monophasé : 4 000 MGA</li> <li>- Triphasé : 5 000 MGA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Général : 7 641 MGA</li> <li>- Économique : 922 MGA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 6 700 MGA/mois (dont location compteur et taxe communale)</li> </ul>
<b>Prix kWh</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- &lt; 10 kWh : 300 MGA</li> <li>- &gt; 10 kWh : 280 MGA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- &lt; 15 kWh : 450 MGA</li> <li>- &gt; 15 kWh : 400 MGA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 330 MGA/kWh</li> </ul>	<p><b>GÉNÉRAL</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ≤ 130 kWh : 205 MGA/kWh</li> <li>- &gt; 130 kWh : 357 MGA/kWh</li> </ul> <p><b>ECO &lt; 3 KW</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ≤ 25 kWh : 141 MGA/kWh</li> <li>- &gt; 25 kWh : 710 MGA/kWh</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 1 000 MGA/kWh</li> </ul>
<b>Types d'abonnements</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Forfait lampe (FL)</li> <li>- Abonnement/mois</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Forfait lampe</li> <li>- Abonnement/mois</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Forfait lampe</li> <li>- Abonnement/mois</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tarif économique &lt; 3 KW</li> <li>- Tarif général</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Non proposé</li> </ul>
<b>Forfait lampe</b> (par mois)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- FL : 1 500 MGA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- FL : 2 500 MGA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- FL : 1 000 MGA</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Non proposé</li> </ul>

Taux de conversion : 1 € = 3 800 MGA



## Les tarifs

La tarification proposée pour les trois sites, d'ores et déjà adoptée par deux d'entre eux, paraît adaptée. En comparaison des prix proposés par la Jirama, si les basses consommations sont plus abordables chez l'entreprise d'État, les tarifs des sites Rhyviere deviennent plus intéressants dès lors que la consommation dépasse les 25 kWh/mois. Le service fonctionne de plus 24 heures sur 24. Cette tarification incite donc les abonnés à consommer, puisque les tarifs diminuent avec l'augmentation de la consommation. À noter que cette tarification était significativement moins élevée que celle proposée par les autres délégataires privés (voir le tableau ci-dessous).

**TABLEAU 8** Comparaison du montant de la facture en fonction du niveau de consommation sur les trois sites

(source : chiffres de la Jirama et du Gret)

	TOLONGOINA	SAHASINAKA	AMPASIMBE-ONIBE	JIRAMA (TARIF ÉCO)
Consommation de 8 kWh/mois	6 400	7 600	6 640	2 050
Consommation de 20 kWh/mois	9 800	12 750	10 600	3 742
Consommation de 45 kWh/mois	16 800	22 750	18 850	18 647

Les dispositifs tarifaires semblent donc bien fonctionner, puisque le niveau de recouvrement est élevé (proche des 95 % pour Tolongoina et de 97 % pour Sahasinaka), et que peu de ménages ont résilié leur abonnement (quatre pour Tolongoina en 2016 et aucun à Sahasinaka).

## Taux de raccordement et consommation des ménages

Le tableau 9 page suivante présente, pour chacune des communes du projet, le taux de raccordement pour la population desservie.

- Le taux de raccordement a mis du temps à augmenter et reste encore relativement faible pour la commune de Sahasinaka.
- Les deux sites raccordés tournent pour l'instant avec une seule turbine chacun. Or, si à Tolongoina, le taux de raccordement est plutôt bon, le réseau arrive à saturation en pointe de consommation. Il faut d'une part organiser une meilleure répartition de la consommation (plus de consommation en journée) et, d'autre part, que l'opérateur trouve des financements afin d'augmenter sa capacité de production.

**TABLEAU 9** Nombre de ménages raccordés

(source : comptes de résultats des opérateurs)

COMMUNE	NOMBRE DE CLIENTS			NOMBRE D'ABONNÉS CIBLÉS	TAUX DE RACCORDEMENT PAR RAPPORT À LA CIBLE
	2016	2017	2018		
Tolongoina	241	269	290	355	82 %
Sahasinaka/ Fenomby/Mahabako	300	385	472	900	52 %
Ampasimbe-Onibe				1 955	0 %

- Les opérateurs n'ont pas fait la promotion du « forfait lampe » (raccordement sans compteur qui permet de faire fonctionner uniquement une ou deux ampoules), peu rentable et trop complexe à installer. Il est également possible que cette offre ne soit pas assez compétitive comparée aux lampes solaires ou à piles que l'on peut trouver à bas coût sur les marchés.
- La commune de Mahabako n'a été raccordée que fin 2018.

### Les perspectives de développement du réseau sont encourageantes.

L'analyse de la demande et de la disponibilité de puissance hydraulique<sup>6</sup> menée dans les deux exploitations mises en service montre que l'optimisation de la consommation et l'achat d'une seconde turbine permettraient d'atteindre, en huit ans, le raccordement des 2 500 ménages par commune, tel que planifié dans le cadre du projet financé par l'Union européenne. Une fois ses installations mises en service, et s'il suit les mêmes tendances, le site d'Ampasimbe-Onibe mettrait quant à lui dix ans pour atteindre ce chiffre. Les perspectives de développement du réseau sont donc encourageantes, et ce d'autant plus que les données issues des cinq premières années d'exploitation à Tolongoina et des trois premières années à Sahasinaka confirment, voire dépassent, les perspectives dessinées lors des enquêtes préalables.

En matière de raccordement, on compte 472 abonnements sur le réseau de Sahasinaka, Fenomby et Mahabako fin 2018, ce qui correspond au plan de financement initial. On dénombre à Tolongoina, après cinq années de fonctionnement du réseau, 290 abonnements au compteur, alors que les prévisions laissaient entendre que ce chiffre serait atteint au bout de vingt ans.

6. ECR, 2016.

**TABLEAU 10** Données d'exploitation des sites de Tolongoïna et Sahasinaka

(source : Gret, SM3E)

AVRIL 2017	TOLONGOÏNA	SAHASINAKA
Nombre de ménages abonnés	290	472
Pointe de consommation	55 kW	52 kW
Puissance de la turbine	Objectif de 2 × 60 kW : 1 × 60 kW en place	Objectif de 3 × 80 kW : 1 × 80 kW en place
Subvention au raccordement	50 000 MGA	50 000 MGA
Frais de raccordement moyen	83 545 MGA	70 156 MGA
Taux de raccordement (population cible)	82 %	52 %

Taux de conversion : 1 € = 3 800 MGA

À Tolongoïna, la pointe de consommation est passée de 49 kW en 2013 à 55 kW en 2014. La puissance installée de 60 kW est désormais atteinte, rendant nécessaire l'achat d'une seconde turbine ou, tout du moins, la répartition de la consommation tout au long de la journée. En effet, en avril 2018, la production était de 10 132 kWh alors que seulement 6 547 kWh étaient consommés.

**TABLEAU 11** Production d'énergie et consommation effective pour la centrale de Tolongoïna

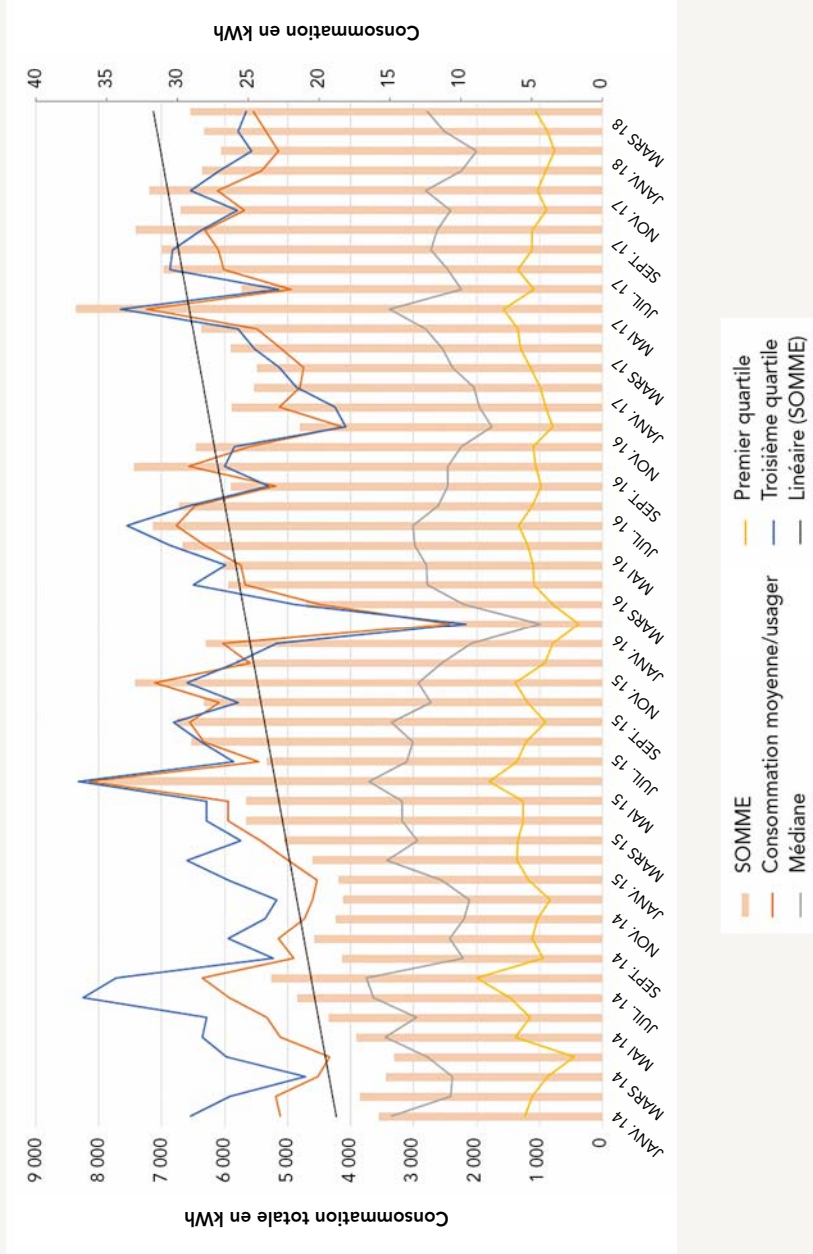
(source : SM3E)

	JANVIER 2018	FÉVRIER 2018	MARS 2018	AVRIL 2018
Production (kWh)	10 910	9 768	9 365	10 132
Consommation (kWh)	6 353	6 058	6 328	6 547
Rendement	58,23 %	62,02 %	67,57 %	64,62 %
Pertes	41,77 %	37,98 %	32,43 %	35,38 %

Les délégataires maîtrisent leur réseau et s'approprient peu à peu leur rôle. Ils réalisent des améliorations sur les infrastructures pour limiter les risques de panne et d'interruption du service. La disponibilité du service est quant à elle conforme aux exigences du contrat de délégation. Les pertes, qui paraissent élevées, s'expliquent par le fait qu'une partie de ce qui est produit par la turbine n'est pas consommée (par exemple durant la nuit, où la turbine fonctionne mais lors de laquelle la demande est faible).

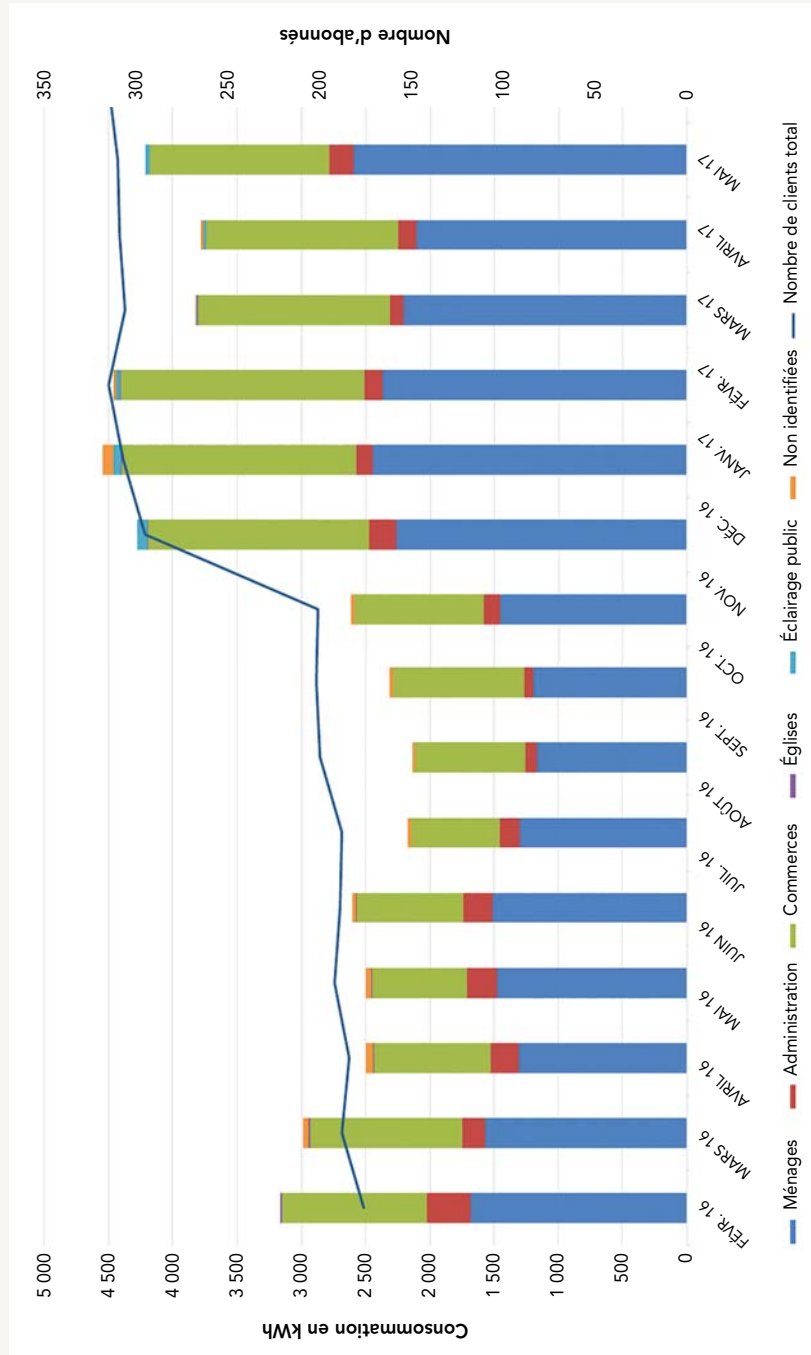
**FIGURE 14** Consommation d’électricité du réseau de Tolongoïna (juin 2014-janvier 2017)

(source : comptes de résultats des opérateurs)



**FIGURE 15** Consommation d'électricité du réseau de Sahasinaka en fonction du type d'abonné (février 2016-mai 2017)

(source : comptes de résultats des opérateurs, outil Ampere)



Une analyse plus fine des données de consommation montre que les ménages les plus aisés sont les principaux connectés, alors même que le « forfait lampe » a spécifiquement été conçu pour attirer les ménages les plus pauvres<sup>7</sup>. Malgré un tarif très attractif, et même si les raccordements ont été subventionnés à hauteur de 50 000 MGA (entre 10 et 14 €), très peu de ménages pauvres ont profité de cette solution. Les bons résultats du réseau de Sahasinaka masquent ainsi une forte inégalité dans l'accès au service, les commerces et administrations consommant plus d'un tiers de l'énergie. On note également sur le site de Tolongoïna une médiane beaucoup plus faible que la moyenne de consommation, preuve d'une réelle disparité : beaucoup d'abonnés consomment peu, tandis qu'un peu plus du quart consomme à lui seul la moitié de la production électrique. Plusieurs hypothèses peuvent expliquer le faible niveau de raccordement des populations pauvres.

- Le dispositif de subvention au raccordement de type *Output Based Aid* (aide basée sur les résultats) incite le délégataire à réaliser les raccordements le plus rapidement possible afin de débloquer une nouvelle tranche de subvention. Ce sont donc les ménages les plus motivés et les mieux préparés à l'arrivée de l'électricité qui se raccordent en premier. On peut penser que les ménages pauvres, pour qui le coût du raccordement, même subventionné, sera proportionnellement plus élevé, ont besoin de plus de temps pour réunir la somme demandée.
- La régularité du paiement peut être problématique pour les ménages ruraux, aux revenus souvent irréguliers (puisque liés aux récoltes) et non sécurisés (puisque soumis aux aléas climatiques). Afin de ne pas dépenser inutilement leurs économies, les ménages pauvres sont plus susceptibles d'attendre avant de se raccorder, préférant s'assurer que le service ne s'arrêtera pas au bout de quelques mois. Beaucoup de ménages partent également du principe que, quitte à investir pour être raccordés au réseau électrique, autant avoir directement un compteur et non pas seulement une lampe ou deux de connectées, alors même que le « forfait lampe » permet de faire des économies sur le long terme.

**La régularité du paiement peut être problématique pour les ménages ruraux.**

**TABLEAU 12** Économies de charges (forfait lampe)

(source : enquête ECR)

ÉNERGIE UTILISÉE	MONTANT MENSUEL
Pétrole/bougie	3 037 MGA
Forfait 1 lampe	2 500 MGA
Économie en pourcentage valeur	23,2 %

Taux de conversion : 1 € = 3 800 MGA

7. Ce forfait permet aux ménages pauvres de bénéficier de l'éclairage à un tarif très faible, inférieur à la dépense moyenne pour s'éclairer avec une lampe à pétrole.



Soudeur à Tolongoïna



Ligne BT à Tsimbahambo-Tolongoïna

### Plus le réseau électrique est éloigné des habitations, plus le coût de raccordement est élevé.

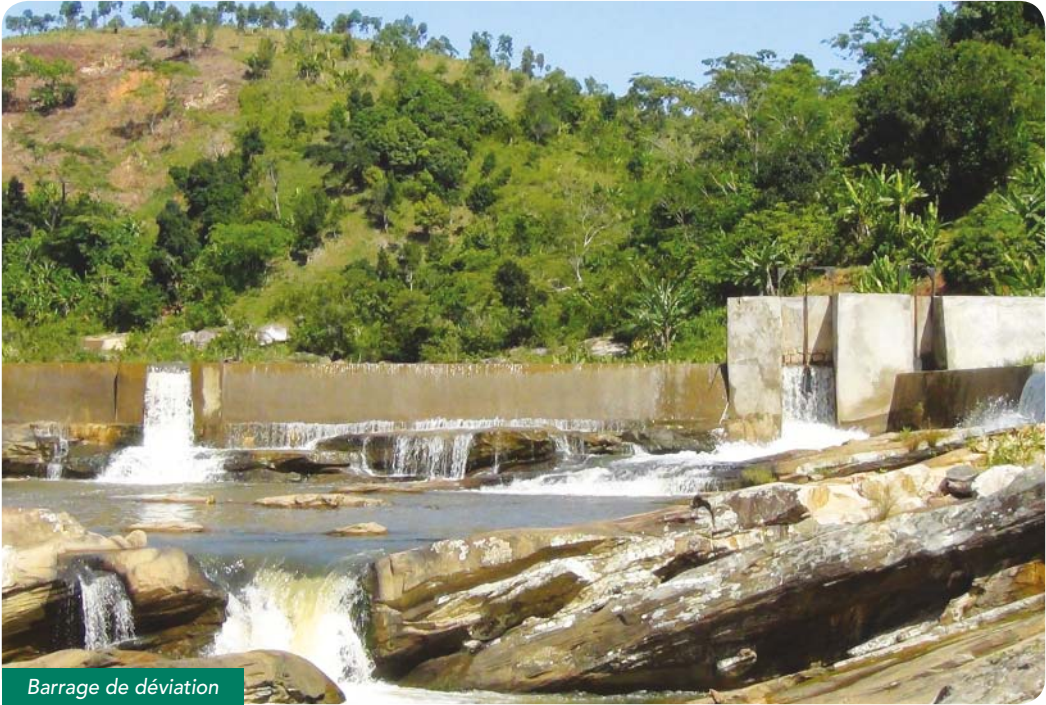
- Les populations pauvres résident bien souvent en dehors des axes principaux, plus éloignés du centre-ville et des centres marchands. À Tolongoïna par exemple, le taux de raccordement est plus faible pour le village de Tsimbahambo, qui comprend plus d'agriculteurs aux revenus faibles que le centre de la commune. En outre, plus le réseau électrique est éloigné des habitations, plus le coût de raccordement est élevé.
- À Tolongoïna, le délégataire SM3E était le seul responsable de la gestion des raccordements. Bien que la commune ait continué à contrôler le nombre de raccordements effectués et que l'équipe projet ait organisé plusieurs sessions d'information préalables à la mise en route du réseau afin d'inciter les ménages à se brancher, c'est l'opérateur qui a reçu les demandes d'information concernant les abonnements. Il est probable que celui-ci n'ait pas insisté sur la promotion de l'abonnement forfaitaire, moins intéressant d'un point de vue financier. De plus, si le délégataire est tenu d'appliquer la subvention au raccordement à l'ensemble de la population initialement ciblée, l'enveloppe de subvention dédiée dans le cadre du projet Union européenne est désormais épuisée.

Ces leçons ont servi de base pour définir une nouvelle approche dans le cadre de la seconde phase du projet<sup>8</sup> afin de réduire les inégalités d'accès à l'électricité. Bien qu'il demeure complexe de cibler les plus pauvres, de nouvelles stratégies peuvent être mises en place pour que ces derniers bénéficient en priorité de la subvention au raccordement et les inciter à se raccorder dès les premiers mois de fonctionnement du réseau :

- meilleur dimensionnement du réseau électrique lors de sa conception afin de faire passer les lignes basse tension au cœur des quartiers pauvres et réduire ainsi le coût du raccordement ;

**Bien qu'il demeure complexe de cibler les plus pauvres, de nouvelles stratégies peuvent être mises en place pour qu'ils bénéficient en priorité de la subvention au raccordement.**

8. Pour plus de précisions sur le projet Rhyviere II, voir l'annexe 1.



Barrage de déviation



Local technique



- mobilisation des communes dans le ciblage de l’attribution des subventions aux raccordements ;
- répartition équitable des subventions entre abonnements au compteur et abonnements au forfait afin d’éviter que l’intégralité des subventions ne bénéficie qu’aux ménages riches ;
- mise en place de Plans communaux d’électrification (PCDElec) élaborés en concertation avec les communes et le délégataire pour électrifier, grâce à des micro-centrales hydro-électriques<sup>9</sup> ou des kiosques solaires, les *fokontany*<sup>10</sup> non reliés au réseau.

Cette dernière approche a été promue après la fin officielle du projet sur le site de Sahasinaka, grâce à un financement complémentaire du Syndicat intercommunal pour le gaz et l’électricité en Île-de-France (Sigeif). Après identification par le Gret des potentialités en micro-hydroélectricité, le délégataire et la commune ont sélectionné deux sites situés à proximité de populations non raccordées au réseau. La subvention du projet a permis d’acquérir la turbine, tandis que le réseau et les raccordements ont été pris en charge par le délégataire.

### ■ La viabilité des installations

Face aux difficultés rencontrées, et au vu des résultats obtenus pour les deux sites de Tolongoïna et de Sahasinaka, se pose la question de savoir si le projet a atteint ses objectifs. Quatre principaux facteurs permettent de juger de la réussite d’un projet : la pérennité des installations (qualité technique et qualité de la gestion des installations), leur viabilité financière (investissements des opérateurs et rentabilité), l’impact socio-économique pour la zone et les perspectives d’accroissement du réseau.

#### ■ Pérennité des installations

- **Qualité technique** : des outils techniques ont été développés, de même qu’un cahier des charges spécifiant les normes et spécificités techniques du réseau hydroélectrique. Celui-ci a permis d’alléger les normes internationales et de les adapter au contexte malgache. La démarche utilisée pour l’assistance technique et le mécanisme financier amélioré (devis réalisés à partir de l’étude d’APD, respect de la subvention allouée, autofinancement du délégataire et meilleur contrôle des dépenses) ont permis de mettre en place des infrastructures techniquement viables. Preuve en est le barrage de Sahasinaka qui résiste toujours aujourd’hui malgré plusieurs crues. Aucun incident majeur n’est à déplorer sur les équipements électromécaniques, et les deux turbines fonctionnent correctement.
- **Qualité de gestion** : le projet est parvenu à instaurer un service de qualité, abordable et fonctionnant 24 heures sur 24. Les tarifs proposés semblent adaptés au contexte local (au vu de l’augmentation du nombre d’abonnés et du taux de recouvrement), et le taux de raccordement au compteur croît régulièrement : il est satisfaisant à Tolongoïna et encourageant à Sahasinaka.

9. Voir glossaire p. 19-20.

10. Le *fokontany* est la plus petite division administrative du territoire malgache (les habitants sont tenus d’y déclarer leur résidence). Il peut comprendre plusieurs villages. Madagascar compte plus de 17 000 *fokontany*.

### ■ Viabilité financière des installations

Les délégataires ont respecté leur part d'investissement (hormis à Ampasimbe-Onibe, puisque le projet n'est pas arrivé à terme), et ce malgré des difficultés pour finaliser leurs apports. Contrairement à ce qui était inscrit dans les études d'APS, le montant réel des investissements a augmenté de 29 % à Tolongoïna et diminué de 20 % à Sahasinaka.

Le nombre d'abonnés au compteur prévu dans les études d'APS est atteint, et le service devrait devenir rentable dans les dix prochaines années (à condition que, pour Tolongoïna, SM3E augmente ses tarifs). L'accroissement du nombre de raccordements prouve en outre que les populations rurales veulent se raccorder au réseau et ont la capacité à payer pour ce service.

**Le montant réel des investissements a augmenté de 29 % à Tolongoïna et diminué de 20 % à Sahasinaka.**

**TABLEAU 13** Étude de rentabilité des sites de Tolongoïna et de Sahasinaka

(source : d'après ECR, 2016, p. 56 et 62)

	TOLONGOÏNA		SAHASINAKA
Tarifs	300 MGA/kWh	400 MGA/kWh	400 MGA/kWh
Valeur actualisée nette à 10 %	10 000 000 MGA	157 000 000 MGA	892 000 000 MGA
Taux de rentabilité interne	9,6 %	15,4 %	24,84 %
Temps de retour sur investissement	13,5 ans	5,5 ans	5,5 ans
Temps de retour sur investissement actualisé	> à 24 ans	13,5 ans	6,5 ans

Taux de conversion : 1 € = 3 800 MGA

### ■ Impacts socio-économiques du projet

Les objectifs socio-économiques du projet sont globalement atteints. L'utilisation du réseau hydroélectrique par les populations suit les prévisions initiales du projet, tandis que les abonnés ont pu apprécier les économies réalisées grâce à cette énergie en comparaison de celles traditionnellement utilisées, et ce pour un service équivalent, voire supérieur.

**Le cadre de vie des bénéficiaires s'est amélioré.**

Le cadre de vie des bénéficiaires s'est amélioré. Les résultats d'une enquête menée en 2016 auprès d'une trentaine de ménages montrent que l'accès à l'électricité améliore le cadre de vie des ménages, en

**TABLEAU 14** Économies de charges (faible consommation)

(source : d'après ECR, 2016, p. 54)

ÉNERGIE UTILISÉE	MONTANT MENSUEL (MGA)	ÉLECTRICITÉ	MONTANT MENSUEL (MGA)
Pétrole/bougie	3 037	Consommation	3 000
Pile	6 000	Location compteur	4 000
<b>TOTAL</b>	<b>9 037</b>	<b>TOTAL</b>	<b>7 000</b>
<b>ÉCONOMIE D'ÉNERGIE</b> (en pourcentage de valeur)			<b>23 %</b>

Taux de conversion : 1 € = 3 800 MGA

particulier en matière de confort (70 % des réponses) : éclairage plus intense, loisirs (télévision, vidéos, lecteurs CD), possibilité de recharger les téléphones portables, utilisation d'appareils électro- ménagers pour cuisiner, etc.

Les entreprises locales ont également pu développer leurs activités : diversification (augmentation de la vente de produits frais et transformés par exemple), installation de nouvelles entreprises extérieures, et nouveaux usagers extérieurs (achat ou recharge d'appareils électroniques).



À Tolongoïna, un couturier a remplacé ses deux machines mécaniques par des machines électriques, doublant ainsi son rendement

**TABLEAU 15** Économies de charges réalisées grâce à l'électricité (catégorie forte consommation)

(source : d'après ECR, 2016, p. 54)

ÉNERGIE UTILISÉE	MONTANT MENSUEL (MGA)	ÉLECTRICITÉ	MONTANT MENSUEL (MGA)
Pétrole/bougie	18 000	Consommation	50 000
Pile	6 000	Location compteur	4 000
Groupe électrogène	326 700*		
<b>TOTAL</b>	<b>332 700</b>	<b>TOTAL</b>	<b>54 000</b>
		ÉCONOMIE (en %)	<b>516 %</b>

\* À raison de 3 l d'essence/jour x 3 630 MGA/l = 10 890 MGA/jour, soit 326 700 MGA/mois.

#### ■ Coût des installations, subvention et coût du kilowattheure

Les données présentées dans le tableau ci-contre permettent d'évaluer le coût des installations, la part de subvention investie par ménage et le coût de fonctionnement nécessaire à la production d'un kilowattheure.

Ces résultats s'appuient sur les plans d'affaires initiaux, les montants des travaux ainsi que sur les premiers résultats transmis par les opérateurs : sans être d'une précision infaillible, ils peuvent néanmoins faire office de repères et confirment plusieurs choses.

- Si l'investissement pour la réalisation des infrastructures hydroélectriques est lourd, il porte ses fruits à long terme, à condition que la production et le nombre de ménages raccordés augmente. Il faut donc poursuivre les investissements afin d'étendre le réseau les années suivant l'investissement initial. Pour la petite hydroélectricité, le coût par kilowatt installé oscille entre 2 500 et 4 000 €/kW.
- Le coût de production du kilowattheure (hors investissement) est inférieur à celui des centrales thermiques, qui tourne autour de 30 centimes d'euro.

TABLEAU 16 Ratio sur la production d'électricité

	TOLONGOINA	SAHASINAKA	AMPASIMBE-ONIBE	TOTAL/ MOYENNE
<b>INVESTISSEMENTS (MGA)</b>				
Union européenne	429 000 000	660 350 000	572 000 000	1 661 350 000
Ader	45 000 000	155 000 000	225 000 000	425 000 000
Déléataire	207 941 307	41 356 487	185 826 287	435 124 081
Usagers	6 500 000	3 980 000	19 650 000	30 130 000
<b>Total investissement en MGA</b>	<b>688 441 307</b>	<b>860 686 487</b>	<b>1 002 476 287</b>	<b>2 551 604 081</b>
<b>Total investissement en €</b>	<b>229 480</b>	<b>286 895</b>	<b>334 159</b>	<b>850 535</b>
Puissance installée (kW)	60	80	120	260
MGA/kW installé	11 474 022	10 758 581	8 353 969	9 813 861,85
Euros/kW installé	<b>3 825</b>	<b>3 586</b>	<b>2 785</b>	<b>3 271</b>
kWh produits/an	71 022	45 368		
Nombre d'abonnés (2017)	269	321		590
MGA investi par abonné	2 559 261	2 681 266		4 324 752,68
Euros investis par abonné	<b>853</b>	<b>894</b>		<b>1 442</b>
Coût de fonctionnement (MGA/an, 2017)	35 896 239	30 296 900		
Coût du kWh produit (hors investissement) en MGA/kWh	505	668		
Coût du kWh produit (hors investissement) en euros/kWh	0,17	0,22		
Estimation de la consommation à 20 ans** (kWh)	148 000	110 000		
LCOE (Levelised Cost of Energy)*	1 290 MGA/kWh (0,33 €/kWh)	2 320 MGA/kWh (0,59 €/kWh)		

Taux de change au moment des investissements : 1 € = 3 000 MGA

Taux de change pour le LCOE : 1€ = 3 900 MGA

\* Taux d'actualisation de 10 %, diminution du coût de production du kilowattheure de 3 % par an.

\*\* Croissance de la consommation de 5 % par an à partir de la consommation actuelle. Ce chiffre devra être revu régulièrement.

## LE DÉLÉGATAIRE TYPE

**L'opérateur, détenteur du contrat de délégation, est l'acteur déterminant pour une bonne mise en œuvre des projets.**

L'opérateur, détenteur du contrat de délégation, est l'acteur déterminant pour une bonne mise en œuvre des projets d'électrification. Dans le contexte institutionnel malgache, la relative faiblesse des institutions nationales combinée à leurs moyens limités de contrôle et de régulation fait bien souvent reposer la qualité du service sur ses seules épaules. Il est d'autant plus important de sélectionner un délégataire compétent qu'il est au cœur de la pérennité du service.

Quels ont été les délégataires choisis par le projet Rhyviere I, et quels ont été leurs engagements ? Quelles limites et problèmes le projet a-t-il mis en lumière ? Quel doit être le profil du délégataire type si l'on souhaite pérenniser ce genre de projet à Madagascar ?

### Les délégataires du projet et leurs engagements

Avant le projet Rhyviere, les appels à candidature ciblaient surtout des profils très techniques, n'ayant pas forcément la notion de gestion de service public, élément pourtant indispensable à la pérennité du service. Il a donc été décidé de mettre plus en avant ce dernier point dans le processus de sélection des délégataires.

Les critères de sélection reposent sur six points fondamentaux :

- motivation du délégataire à répondre à l'appel à candidature ;
- compréhension du système de délégation ;
- capacité financière du délégataire (vérifiée auprès des banques) ;
- expérience du délégataire (capacité technique, ingénierie, construction et gestion) ;
- montant de la subvention demandée (en fonction de la rentabilité pour chaque site) ;
- tarifs proposés aux usagers.

Les opérateurs sélectionnés d'après ces critères pour les trois sites ont des profils très différents. Sur la base de ces trois expériences, il est possible de mieux définir lequel est le plus adapté.

### SM3E à Tolongoïna

Le premier appel à candidatures, qui concernait la commune de Tolongoïna, a été remporté par SM3E, entreprise relativement récente (créée dans les années 2000) constituée d'actionnaires, principalement des techniciens et des professeurs de sciences de l'université d'Antananarivo. SM3E travaille en tant que bureau d'études pour la mise en place de projets à Madagascar (expérience dans la réalisation d'études d'APS et comme investisseur/constructeur). Par le passé, l'entreprise avait déjà mis en place plusieurs installations thermiques, qui se sont révélées peu rentables.

Le projet Rhyviere I représentait donc pour elle l'opportunité d'investir dans le développement des énergies renouvelables, plus rentables et en meilleure adéquation avec ses compétences techniques.

Le profil qui se dégage est celui d'une société aux fortes compétences techniques, qui a su débloquer des situations assez complexes (réparation des turbines Irem défectueuses avec ses propres moyens par exemple) et qui est en mesure de réaliser facilement les opérations de maintenance/réparation. La vision à court terme (rémunération des actionnaires et prise de risque limitée) a été privilégiée à la vision à long terme, plus lucrative mais qui exige la constitution d'une réserve d'investissements (pour l'achat d'une turbine supplémentaire par exemple). Les compétences de ces opérateurs ont toutefois besoin d'être renforcées dans le domaine de la gestion (le Gret doit en effet l'accompagner dans sa démarche de demande d'augmentation des tarifs).

**Le profil qui se dégage est celui d'une société aux fortes compétences techniques, qui a su débloquer des situations assez complexes.**

### **Ecogema à Sahasinaka**

Le délégataire de Sahasinaka, Ecogema, avait une expérience de près de onze ans dans le domaine de la construction et jouissait à l'international d'une certaine notoriété. Il disposait de ressources matérielles et humaines importantes (ingénieurs, chefs de chantiers, experts BTP) mais n'avait pas, ou très peu, d'expérience dans l'exploitation d'infrastructures hydroélectriques. Ayant plus l'habitude de générer des bénéfices en faisant de la construction qu'en gérant un service sur le long terme, Ecogema a au départ tenté de réduire le coût des travaux.

Cet opérateur a néanmoins su faire preuve d'adaptation lors de la destruction du barrage par le cyclone Chedza en 2015 : il a en effet demandé un avenant et une rallonge de financement, tous deux obtenus auprès de l'Ader, ainsi que le remboursement de la

TVA par l'État pour tous les travaux effectués en réparation. En définitive, son expérience lui a permis de disposer de bonnes connexions avec les instances politiques et de tirer avantage du marché.

**Grâce à son expérience, Ecogema a pu disposer de bonnes connexions avec les instances politiques et tirer avantage du marché.**

Au fur et à mesure de l'avancée du projet, Ecogema a pris conscience des avantages de la pérennisation des installations et de la rentabilité liée à la gestion du service. Il s'est approprié son rôle de délégataire de service, quand bien même il s'est montré sceptique quant à la réussite du projet du fait de la lenteur du raccordement des usagers. Il assume aujourd'hui pleinement son rôle et a même installé, dans le cadre des plans communaux d'électricité, de petites turbines en parallèle du réseau principal.

## ■ Tectra à Ampasimbe-Onibe

Tectra est l'opérateur qui se rapproche le plus de ce que l'on pourrait qualifier de « délégataire type ». Son gérant était originaire de la commune d'implantation de la centrale, et l'entreprise disposait d'une expérience de près de vingt ans dans la construction et l'ingénierie. Son savoir-faire en matière d'infrastructures routières devait lui assurer un partenariat solide avec les banques locales, avec lesquelles elle avait déjà travaillé.

Le gérant était dès le départ visionnaire, puisqu'il proposait de développer à moyen terme l'électrification des sites et hôtels situés le long de la côte et de se raccorder au réseau de Toamasina. Accompagné de techniciens issus de grandes écoles et d'un ancien directeur de la Jirama, ici chef de projet, le délégataire était particulièrement confiant dans la possibilité d'obtenir un prêt de la Bank of Africa (BOA) et un contrat d'achat d'électricité auprès de la Jirama. Avant même d'avoir obtenu la concession, Tectra avait déjà démarré la construction des installations (commande de vannes, réalisation de routes et d'excavations, etc.) mais la difficulté à obtenir des prêts et le décès du chef de projet ont considérablement freiné cet élan. Compte tenu des retards pris, le gérant s'est alors concentré sur ses autres activités.

Le projet est aujourd'hui entre les mains de l'entreprise First Energy, avec qui Tectra s'est associée afin de terminer les travaux de construction des infrastructures.

### Les difficultés

Les délégataires ont dû faire face à de nombreux obstacles, que ce soit d'un point de vue technique (manque de compétences au niveau local et de fournisseurs de matériels) ou à cause de contraintes naturelles, de problèmes de procédure ou de financement. Les difficultés rencontrées, ainsi que les contournements opérés pour y faire face, ont eu des répercussions sur l'avancée du projet et la qualité des installations.

## ■ Problèmes techniques

**Les principales difficultés sont apparues durant la phase de réalisation des infrastructures.**

Dans l'ensemble, on observe sur les deux sites mis en service que les délégataires ont une bonne capacité de maintenance des réseaux et respectent les contrats de délégation. Les principales difficultés sont essentiellement apparues durant la phase de réalisation des infrastructures, lors de laquelle on a pu remarquer plusieurs problèmes en rapport avec leur qualité.

Lors de cette étape, on procède à la réception provisoire des ouvrages : par exemple, lorsqu'un opérateur a terminé la construction d'un barrage ou encore des ouvrages amont ou aval, il peut demander la réception partielle<sup>11</sup> des ouvrages, réalisée par l'Ader, l'ORE et le Gret. Or, de nombreuses réserves ont été formulées quant à la qualité des infrastructures réalisées, ce qui a empêché de finir

11. La réception partielle est la réception d'une partie des ouvrages de génie civil (canal d'amenée, barrage, bâtiment de la centrale, etc.). La réception complète des ouvrages concerne l'ensemble des travaux.



les ouvrages dans le temps escompté. En effet, en dépit des procès-verbaux de réserves et des recommandations formulées pour la réception des ouvrages, les opérateurs n'ont pas respecté les règles de construction imposées et le Gret, en tant qu'assistant au maître d'ouvrage, a dû intervenir à de nombreuses reprises pour appuyer les opérateurs et les bureaux d'études responsables du suivi des travaux.

Ainsi, même si les installations de Tolongoïna sont fonctionnelles, on signale aujourd'hui encore des anomalies sur le réseau du fait des imperfections de l'ouvrage (mauvaise protection UV et fuites sur certains tronçons des conduites forcées). À Sahasinaka, les infrastructures sont de bonne facture, mais les erreurs commises en amont ont eu de lourdes répercussions : le barrage a été fermé alors qu'il n'était pas entièrement étanchéisé, et une partie s'est effondrée après le passage d'un cyclone en 2015. L'opérateur a néanmoins réussi à finir complètement la construction de l'ouvrage.

La faiblesse technique des opérateurs est toutefois à relativiser : le projet Rhyviere était pour eux, ainsi que pour le Gret et l'Ader, une véritable nouveauté, de même que le cahier des charges techniques. Les mécanismes de suivi et de décaissement des subventions étaient quant à eux beaucoup plus exigeants qu'auparavant.

**La faiblesse technique des opérateurs est à relativiser.**



Réhabilitation du barrage de Sahasinaka après le passage du cyclone

## Problèmes financiers

En plus des difficultés techniques, les opérateurs ont rencontré deux principaux problèmes d'ordre financier.

- **Coût des travaux plus élevé que prévu et/ou sous-estimé par les délégataires :** comme expliqué, le précédent mécanisme de subvention de l'Ader encourageait les opérateurs à surévaluer le montant des travaux. Avec le dispositif de suivi des travaux et le mécanisme de décaissement par tranche mis en place par le projet, les délégataires étaient dans l'obligation de contribuer réellement à hauteur de 30 % des travaux, et ont donc sous-estimé le montant du financement nécessaire.
- **Longueur des mécanismes de décaissement conduisant à des difficultés de trésorerie :** les mécanismes de décaissement (voir le tableau 5) étaient exigeants et dépendaient de la validation d'étapes précises (signature de la convention, du bon de commande, etc.). De plus, le Gret ne pouvait verser les tranches que lorsque l'Ader avait versé les siennes : or, les problèmes de fonctionnement de l'agence ont retardé l'octroi des subventions accordées aux délégataires, causant ainsi à ces derniers des problèmes en termes de trésorerie.

**TABLEAU 17** Part de financement des délégataires du projet

(source : conventions de financement et devis de travaux des trois sites)

	TOLONGOINA (SM3E)				SAHASINAKA (ECOGEMA)				AMPASIMBE (TECTRA)			
	Convention de financement		Investissement réel (2017)		Convention de financement		Investissement réel (2017)		Convention de financement		Investissement réel (2017)	
	MGA (millions)	%	MGA (millions)	%	MGA (millions)	%	MGA (millions)	%	MGA (millions)	%	MGA (millions)	%
Gret	429	74	424	69	660	54	660	46	572	19	572	41
Ader	45	8	45	7	155	13	191	13	225	7	225	16
Opérateur	90	16	142	23	386	31	584	40	2 262	73	594	43
Usagers	12	2	7	1	24	2	8	1	20	1	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>577</b>	<b>100</b>	<b>618</b>	<b>100</b>	<b>1 225</b>	<b>100</b>	<b>1 443</b>	<b>100</b>	<b>3 079</b>	<b>100</b>	<b>1 391</b>	<b>100</b>

Taux de conversion : 1 € = 3 800 MGA

## Profil du délégataire type et recommandations

L'approche déployée par le projet pour la sélection des délégataires a évolué graduellement avec le lancement des quatre appels d'offres et l'accompagnement des délégataires sélectionnés (l'appel d'offres pour le site de Tolongoina a été relancé, le délégataire sélectionné au départ s'étant désisté). Le délégataire « type » doit ainsi avoir trois qualités principales.

### Des compétences élargies

La construction d'un réseau électrique et la gestion d'un service d'électricité ne répondent pas uniquement à des enjeux techniques. La fonction de délégataire peut revêtir des formes variées et fait appel à des compétences diverses : technique, gestion, logistique, supervision, management et négociation. Tectra, l'entreprise sélectionnée pour le premier réseau mis en délégation, reflète particulièrement bien cet enjeu : alors qu'elle disposait de très bonnes compétences techniques et comptait parmi ses actionnaires des professeurs d'université spécialistes de l'électricité et des énergies, elle a très vite été dépassée par les contraintes liées à la construction d'infrastructures hydroélectriques et à la gestion du service.

**La fonction de délégataire peut revêtir des formes variées et fait appel à des compétences diverses.**

### Des capacités financières adaptées

Une délégation de service est avant tout un investissement, dont la rentabilité n'est attendue au mieux qu'après une dizaine d'années de fonctionnement du service<sup>12</sup>. Le projet a connu un certain nombre de retards liés à l'impossibilité de s'assurer des capacités financières des délégataires censés, d'après la loi malgache, financer au minimum 30 % de l'investissement. Cet état de fait s'explique d'une part par la difficulté qu'il y a à évaluer la capacité financière d'une entreprise, les données fournies par les soumissionnaires étant en effet peu standardisées et difficilement contrôlables, et d'autre part par le fait que ces derniers ne peuvent pas réellement boucler leur plan de financement au moment du dépôt de leur offre, le contrat de délégation n'étant signé que plusieurs mois plus tard.

**Le délégataire doit posséder des fonds propres suffisants, mobilisables au cours des travaux.**

Idéalement, le délégataire doit donc posséder des fonds propres suffisants, mobilisables au cours des travaux et avant l'entrée des premières recettes. La capacité d'emprunt est elle aussi déterminante, même si les banques malgaches étaient, au lancement du projet, et encore aujourd'hui, très frileuses à l'idée de financer l'électrification rurale.

### Investisseur plutôt qu'entrepreneur

Le délégataire doit intégrer dès le départ une vision de son activité à moyen, voire à long terme. Cela implique en premier lieu de comprendre qu'une délégation n'est pas un marché de travaux, puisque le retour sur investissement n'intervient que plusieurs années après la fin de ceux-ci, et qu'il n'est

**Le délégataire doit intégrer dès le départ une vision de son activité à moyen, voire à long terme.**

<sup>12</sup>. Les délégations de service pour l'électrification rurale à Madagascar sont généralement accordées pour une durée de 20 à 30 ans. La durée de la délégation est définie par l'Office de régulation de l'électricité (ORE) en fonction du plan d'affaires prévisionnel du service, afin de garantir au délégataire un retour sur investissement suffisant.

possible que si la continuité du service est maintenue. Le délégataire doit donc favoriser la qualité des travaux plutôt que de chercher à effectuer des économies susceptibles de réduire à terme la rentabilité de son investissement. Si les profils d'entrepreneurs en génie civil offrent une bonne maîtrise des enjeux liés aux travaux de construction, ils négligent souvent cette vision à long terme, pourtant nécessaire à la délégation.

Le profil type du délégataire d'un réseau électrique rural serait donc celui d'un investisseur porteur d'une vision à long terme du service, disposant de ressources financières suffisantes, ou tout du moins apte à en mobiliser, et capable de se faire accompagner par une expertise technique de qualité.

### Conclusions et recommandations

L'expérience tirée de Rhyviere I nous permet de formaliser quelques recommandations quant à la sélection et l'accompagnement des délégataires :

- actualisation régulière du plan d'affaires suite aux devis et coûts de construction ;
- amélioration du suivi des délégataires et sécurisation de leurs financements : création d'un compte projet dédié sécurisant les montants versés par les cofinanceurs et suivi des travaux par des bureaux d'études compétents ;
- sur les ouvrages sensibles, séparation du rôle de constructeur de celui de financeur : afin d'éviter la réduction du coût de construction sur certains ouvrages (barrage, conduite forcée, etc.), les entreprises de travaux peuvent être sélectionnées par appel d'offres local. Les ouvrages « simples » (bâtiments, poteaux) peuvent quant à eux toujours être réalisés par le délégataire ;
- exigence de normes de construction et de matériel de qualité pour les ouvrages/matériels les plus délicats, et recherche d'un compromis entre le coût et la qualité pour les autres.

## L'INTÉGRATION DES AUTORITÉS LOCALES

Rhyviere I a cherché à davantage intégrer les acteurs locaux dans le projet, généralement écartés du processus de décision. L'Ader était plutôt méfiante à l'idée de renforcer le rôle des communes, ayant eu de mauvaises expériences par le passé (des communes détournaient les fonds issus des taxes communales ou politisaient la question de l'accès à l'électricité). Le projet a donc cherché à instaurer simultanément des mécanismes de transparence et un équilibre entre les différentes parties prenantes.

Ses résultats ont finalement renforcé la nécessité d'une participation active des usagers et de la commune, et ont fait émerger la possibilité d'un partage équilibré de la gestion entre les différents acteurs locaux.

**Les résultats du projet ont finalement renforcé la nécessité d'une participation active des usagers et de la commune.**

## Un suivi à l'échelle locale

Comme vu précédemment, le cadre institutionnel malgache accorde un rôle limité aux autorités locales. La maîtrise d'ouvrage de l'électrification rurale étant nationale, les communes sont donc peu informées des enjeux du secteur et peu impliquées dans les projets.

**Les communes peuvent être complémentaires des autorités nationales.**

Malgré leurs faibles capacités, tant financières que techniques, l'expérience de Rhyviere I montre qu'elles ont pourtant leur place dans le schéma de maîtrise d'ouvrage de l'électrification rurale, et qu'elles peuvent également être complémentaires des autorités nationales du fait de leur connaissance du territoire et de leur proximité avec les usagers du service de l'électricité.

Les autorités locales peuvent en effet jouer un rôle dans l'identification des ressources comme dans la priorisation des besoins. Rhyviere I a ainsi eu recours aux communes pour identifier les ressources présentes sur leur territoire et mis en place un dispositif de planification communale de l'électrification permettant d'évaluer la demande et les besoins en matière d'électricité et proposant, pour chaque site à électrifier, des études très sommaires. Chaque étude a ensuite été examinée avec les autorités locales (maire, conseillers municipaux, chefs de *fokontany*, représentants de la société civile), qui ont priorisé les plus pertinentes pour leur territoire. Ce faisant, elles ont pu s'approprier les enjeux de l'électrification rurale.

Les communes peuvent également être intégrées dans le suivi et la régulation locale du service. Dans un contexte où l'Ader et l'ORE, respectivement maître d'ouvrage et régulateur du service, sont très éloignés des sites électrifiés et ne disposent pas de moyens suffisants pour assurer un suivi de qualité, le recours aux autorités locales peut s'avérer très utile pour équilibrer le partenariat public-privé. Un contrat entre le délégataire et la commune fixe les relations entre ces acteurs, et cette dernière est alors reconnue comme maître d'ouvrage délégué agissant pour le compte du ministère de l'Énergie afin de contrôler la qualité du service et de surveiller sa gestion. Ce contrat permet de reconnaître pleinement la commune en tant que régulateur local garant du respect de la dimension sociale du service.

La commune reste toutefois fragile, avec des ressources financières très faibles (dotations de l'État et taxes locales) et un manque généralisé de ressources humaines compétentes dans le domaine de l'électrification. La bonne gestion du service reste de plus variable, liée en effet à la dynamique impulsée par l'équipe communale et aux rapports de force entre les divers acteurs locaux, dont les objectifs peuvent être contradictoires.

**La commune reste fragile, avec des ressources financières très faibles et un manque généralisé de ressources humaines compétentes.**

## Rapports de force entre acteurs

Les jeux d'acteurs à l'échelon local dépassent souvent le cadre des contrats initiaux. Des relations de confiance ou d'opposition se nouent dans la durée, au gré des alliances et des concurrences entre acteurs. Le plus souvent propices au maintien du service, elles peuvent parfois nuire à sa distribution équitable ou à la transparence de sa gestion.

**Il existe autour de la répartition du service un enjeu politique qui peut être problématique pour sa pérennisation.**

Ainsi, à Sahasinaka, l'opérateur Ecogema et le nouveau maire entretiennent des relations de confiance renforcées par le sérieux dont chacun fait preuve dans la gestion du service. Si cela permet d'assurer une certaine efficacité, cette situation pourrait toutefois devenir problématique en cas de conflits d'intérêts. Or, dans un cas comme celui-là, l'absence de contrôle par une entité supra-communale, comme le district ou la région, peut desservir la répartition équitable du service d'électricité. Ainsi, à la suite d'un incendie dans le *fokontany* d'Amporngalava, à l'entrée de la commune, les trois maisons qui étaient raccordées ne le sont aujourd'hui plus du fait de la destruction des lignes qui les reliaient au réseau. Le délégataire, censé réparer les dommages, a décidé de ne pas raccorder de nouveau la zone, peu rentable, préférant utiliser les poteaux électriques existants pour raccorder une zone plus intéressante d'un point de vue économique, située autour de la maison du maire. Si l'on en croit les habitants du *fokontany*, les personnes sinistrées n'auraient pas été raccordées de nouveau parce qu'elles n'auraient pas voté pour le maire actuellement en place. Que cette rumeur soit véridique ou non, cette situation est révélatrice de l'existence d'un enjeu politique autour de la répartition du service et de la nécessité qu'un organe externe en contrôle la gestion.

L'enjeu politique peut également être problématique pour la transmission d'informations, et donc pour la pérennisation du service. À la suite des élections municipales de 2015, la transmission des informations de l'ancienne équipe à la nouvelle a globalement été bâclée : à Tolongoïna, la passation de pouvoir entre le chef de district et l'ancien maire ne s'est pas faite dans de bonnes conditions, tandis qu'à Sahasinaka, la transmission des documents ne s'est accompagnée d'aucune explication ou formation, le Gret et l'Ader devant alors intervenir une fois encore afin de former les nouvelles équipes.

À Sahasinaka, les élections municipales se sont déroulées autour du thème de l'accès à l'électricité des populations, le maire sortant ayant tenté de s'attribuer le mérite de l'arrivée du nouveau service alors que le Gret avait déjà informé la population sur les conditions de mise en place du projet. Finalement, il n'a pas été réélu. Cet épisode montre que l'électrification rurale est devenue un enjeu électoral pouvant faire l'objet de propagande. Dans ces espaces politisés, la transparence de l'information sur le service, et en particulier sur les mécanismes de gestion, est primordial.

Dans la commune de Tolongoïna, le recours à l'institut de microfinance Tiavo pour les transactions financières liées à la gestion du service est censé permettre à l'ensemble des parties prenantes (usagers, commune, comité de bassin versant et autorités nationales) de vérifier rapidement la régularité des différents versements. Ce compte commun divisé en trois (compte délégataire, compte taxe communale et compte PSE – paiement pour services environnementaux) permet, en amont des versements, de répartir les dividendes et ainsi de bien identifier les destinations de chaque transfert de fonds.

## La transparence a des conséquences déterminantes sur les jeux de pouvoir liés à la gestion du service.

La transparence a des conséquences déterminantes sur les jeux de pouvoir liés à la gestion du service et permet d'équilibrer les rapports de force entre parties prenantes. Cependant, elle ne peut pas uniquement reposer sur la seule bonne volonté des acteurs, et doit là encore être assurée par des personnalités ou des institutions externes aux enjeux locaux.

Dans le cas de Tiavo par exemple, le fonds a été géré par des agents contrôlés et rémunérés par les bureaux régionaux. Après la faillite de l'institut de microfinance à l'échelle régionale, l'opérateur SM3E en a repris la gestion afin de maintenir le système à flot. Or, bien que toujours pertinent, le dispositif a aujourd'hui perdu en indépendance (gestion par SM3E seulement) et ne permet plus de garantir la même qualité de contrôle.

Le contrôle par des instances supracommunales est essentiel pour permettre une répartition uniforme du service sur le territoire et lui assurer une gestion en continue. Il est primordial que les communes soient formées à la gestion du service et informées de leurs droits et devoirs. Tout cela aurait toutefois plus de poids s'il existait une entité extérieure neutre capable de faire respecter ces prérogatives.

Les instances régionales et de district qui pourraient faire office de relais à l'échelle locale des organes de contrôle nationaux ne peuvent à l'heure actuelle jouer ce rôle, faute de moyens et d'une définition claire de leurs prérogatives dans un secteur relativement récent à Madagascar<sup>13</sup>. En l'absence de ces instances de régulation, le Gret a développé un schéma de gouvernance du service reposant sur un triangle d'acteurs qui, du fait de leurs intérêts communs, peuvent amener à un équilibre dans la gestion du service.

**Le contrôle par des instances supracommunales est essentiel pour permettre une répartition uniforme du service sur le territoire.**

## La nécessité de contre-pouvoirs citoyens

La gestion des fonds est un problème récurrent à Madagascar. Dans les projets d'électrification rurale, bien souvent, soit la commune ne paie pas sa facture, soit le délégataire ne verse pas la taxe communale. Dans le cadre de Rhyviere I, le Gret a mis en place un système dans lequel interviennent trois entités : la commune, le délégataire et les usagers. Cela permet d'éviter l'opacité des versements et de donner aux usagers un pouvoir de contrôle vis-à-vis de la commune et du délégataire.

En cas de litige, les contrats de délégation et d'abonnement prévoient une procédure de règlement bien définie : chacune des trois entités choisit un représentant et nomme un conciliateur externe. Après examen du différend par les représentants, un avis commun est formulé ; dans le cas contraire, c'est le tribunal de première instance d'Antananarivo qui règle le problème.

13. Les textes régissant les régions présentent des incohérences, et leurs moyens matériels sont limités.

Les usagers ont toutefois tendance à régler les conflits localement et ne font souvent pas appel aux services de l'État. L'association des usagers, l'Asure, permet, à travers une coalition d'usagers formés, de se placer à la hauteur de la commune et de l'opérateur et de faciliter le règlement des conflits.

Chaque acteur a donc un rôle déterminé :

- L'Asure est chargée d'informer les usagers, de contrôler la bonne marche du service et de défendre les usagers ;
- la commune contrôle le développement des infrastructures, paie les factures d'éclairage public, s'occupe de la maintenance, informe la population et appuie le développement du réseau ;
- l'opérateur approvisionne les usagers en électricité et a la charge de la maintenance et des investissements sur les installations, le réseau et ses extensions.

Les usagers, la commune et le délégataire ont des droits et des devoirs concernant le service et ont tout intérêt à se mettre d'accord s'ils souhaitent y trouver leur compte. Le jeu entre les intérêts de chacun permet ainsi d'assurer l'équilibre du service.

Avec ce mécanisme, on assiste à un renversement de l'opposition classique entre commune/délégataire ou usagers/délégataire. Les revendications des acteurs fluctuent en fonction des problèmes rencontrés, tandis que de nouvelles alliances se nouent sans cesse pour permettre le bon fonctionnement du service. Preuve en est l'épisode de la taxe communale de Tolongoïna, lors duquel l'association d'usagers a pris tout son sens. Le nouveau maire de Tolongoïna élu en 2015 avait utilisé les fonds issus de la taxe communale à d'autres fins que le paiement des factures d'éclairage. Face à la mauvaise passation de l'information entre anciennes et nouvelles équipes municipales, l'association des usagers s'est alors chargée d'informer la commune sur la manière de gérer la taxe communale et les fonds liés à l'électricité. Malgré cela, celle-ci a récidivé. Après mobilisation, l'association des usagers a obtenu du conseil communal l'instauration d'une cogestion de la taxe entre la commune, l'opérateur et les usagers (validation des retraits par les représentants de chaque entité). Lorsque, une fois encore, le maire a voulu utiliser le fonds de la taxe pour payer les factures d'électricité du bureau de la commune<sup>14</sup>, l'association des usagers s'est opposée à ce retrait, ne laissant à cette dernière d'autre choix que d'utiliser ses fonds propres (taxes locales, impôts fonciers, etc.).

Le délégataire et les usagers font aujourd'hui front commun pour que la commune paie ses factures. Cette prise de conscience de leur droit de regard n'a été rendue possible que parce que la création de l'association des usagers fait partie intégrante du projet. Il faut toutefois nuancer ce constat, car l'Asure exerce ici pleinement son rôle uniquement parce qu'il existe un problème flagrant et répété en matière de gestion de fonds, qui a des répercussions directes sur le service. Elle reste malgré tout une véritable réussite pour Tolongoïna, d'autant plus que la séparation des pouvoirs a bien été comprise par les usa-

---

14. De son côté, la SM3E menaçait de couper l'électricité au bureau de la commune, raison pour laquelle le maire cherchait à tout prix un moyen de régler la facture.



gers : l'ancien maire, pourtant porte-parole naturel de l'association, a en effet refusé d'en occuper la présidence afin d'éviter les conflits d'intérêts.

La prise de conscience du droit au service et la mobilisation des membres de l'association, sans pour autant que celle-ci devienne une tribune politique, est de bon augure pour la pérennisation du projet, et ce d'autant plus qu'avec l'arrivée de l'électricité, les diasporas locales pourraient réapparaître et renforcer le poids de l'association. La pérennité du réseau est donc liée à la capacité des usagers à revendiquer leurs droits, mais aussi à la volonté de la commune de faire perdurer le service. Dans le cas contraire, et si aucune solution à l'amiable n'est trouvée, l'État constitue le dernier recours.

**La pérennité du réseau est donc liée à la capacité des usagers à revendiquer leurs droits et à la volonté de la commune de faire perdurer le service.**

À Sahasinaka, l'association des usagers n'a pas eu le même essor qu'à Tolongoïna et sa mobilisation a pris une tournure politique. C'est en effet l'ancien maire qui a été désigné comme président de l'association, et si l'objectif supposé était de reprendre la main sur le service face à son adversaire politique, il s'est finalement désisté et personne n'a pris la relève. L'association est aujourd'hui dissoute, l'Asure ayant uniquement fait office de tremplin pour des luttes politiques internes. Heureusement, il n'y a actuellement aucun problème majeur concernant la gestion du service ou des fonds, et donc pas de revendication forte nécessitant d'être portée par l'association.

## L'OPCI, une échelle pertinente

*« Dans le cadre des compétences qui leur sont attribuées par la loi, les collectivités territoriales de chaque niveau pourront, en vue d'initier et réaliser des actions d'intérêt commun, se regrouper entre elles pour former des unions interrégionales, interdépartementales et intercommunales. »*

Source : article 20 de la loi n° 94-007 du 26 avril 1995.

C'est sur cette loi que s'est appuyé le Gret afin de créer un organisme de coopération intercommunal, l'OPCI Jiro Lafatra, sur le modèle de celui qui existait déjà pour la gestion du chemin de fer. Le réseau électrique couvrant trois communes (Tolongoïna, Sahasinaka et Ampasimbe-Onibe), il était plus simple d'avoir un seul interlocuteur.

L'OPCI créé par le projet a les prérogatives suivantes : maîtrise d'ouvrage locale, suivi des projets, obtention des servitudes de passage, sensibilisation et information des populations, sélection des délégataires, signature des contrats de délégation et de financement et, enfin, gestion des taxes après la mise en service du réseau. L'OPCI a permis de

**L'OPCI a permis de centraliser toutes les procédures et d'ouvrir une instance de dialogue et de gestion du service à grande échelle.**

centraliser toutes les procédures (notamment pour les servitudes de passage et le foncier) et d'ouvrir une instance de dialogue et de cogestion du service à grande échelle. Cette mutualisation des efforts à l'échelle des trois communes a débuté lors des phases d'avant-projet sommaire (APS) et d'avant-projet détaillé (APD) : les trois communes ont pris ensemble les décisions relatives aux études, à l'identification des sites, à l'obtention des servitudes de passage et à la sélection du délégataire. Depuis l'installation des infrastructures, la mutualisation s'opère toutefois essentiellement entre les maires des deux premières communes électrifiées.

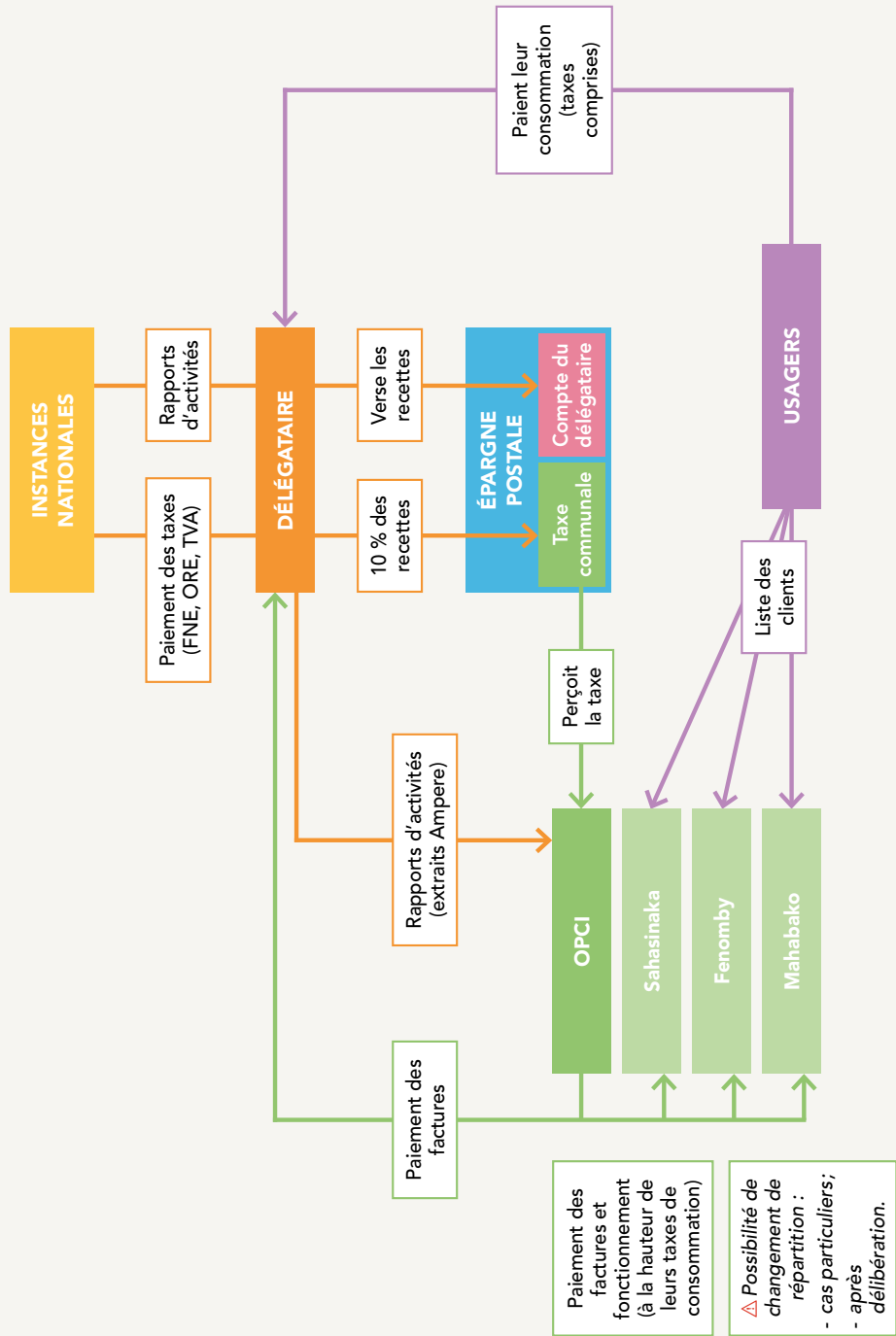
Outre les négociations et les procédures, l'OPCI favorise également une meilleure transparence ainsi qu'une certaine forme de « péréquation » des financements pour l'extension et la maintenance du réseau. La préfecture, par exemple, réunit chaque mois les maires de la région : ces rassemblements sont l'occasion pour les maires de l'OPCI de discuter de la taxe communale et du paiement des factures d'électricité. Un compte commun aux trois communes a été créé sous forme d'épargne postale, sur lequel est versée la taxe communale. Une partie des fonds est utilisée par chaque commune pour payer ses factures, tandis que le reste est déposé sur le compte de l'OPCI pour régler les problèmes rencontrés sur le réseau global<sup>15</sup>. Ce mode de fonctionnement collectif rend plus transparente la gestion de la taxe communale et garantit, si l'équipe municipale vient à changer, une meilleure transmission de l'information relative à la gestion du service : si l'un des maires vient à être remplacé, les autres peuvent l'accompagner dans la compréhension de la gestion du service. Ces réunions permettent également aux maires de mieux comprendre les enjeux liés à celui-ci.

L'OPCI constitue en outre une opportunité de planification de l'électrification à l'échelle du territoire intercommunal. Actuellement partagée entre le ministère de l'Énergie, l'Ader et l'ORE, la responsabilité de la planification du développement de l'électrification est aujourd'hui incertaine. L'appauvrissement du Fonds national de l'électricité (FNE) dévolu au développement du secteur fragilise toute tentative de planification à l'échelle nationale. À l'occasion du projet Rhyviere II<sup>16</sup>, le Gret a donc décidé de s'appuyer sur l'opérateur en place (Ecogema) et l'OPCI pour électrifier l'ensemble du territoire concerné et faciliter les efforts de planification à l'échelle locale. Lors de ce deuxième volet du projet Rhyviere, les équipes du Gret ont ainsi accompagné l'OPCI dans la réalisation de plans communaux de développement de l'électrification (PCDElec). L'objectif est de planifier l'électrification de l'ensemble du territoire communal en prenant en compte la diversité des technologies disponibles et les besoins des habitants.

<sup>15</sup>. Les dépenses pour l'amélioration du réseau sont fixées en fonction de l'ampleur des problèmes rencontrés, mais surtout à hauteur de la taxe perçue par chaque commune. Ainsi, même s'il y a un compte commun, il n'y a pas de réelle péréquation, chaque commune recevant en effet ce qu'elle aurait dû percevoir si elle avait fonctionné seule. Dans certains cas toutefois, si une commune rencontre des problèmes, les deux autres peuvent répartir les fonds de l'OPCI vers celle en ayant le plus besoin.

<sup>16</sup>. Pour plus de précisions sur le projet Rhyviere II, voir l'annexe 1.

**FIGURE 16** Mécanisme de contrôle et de financement de la gestion du service à Sahasinaka



La création de cette intercommunalité a facilité les négociations avec les instances publiques et privées, en plus de faire naître les conditions d'une mise en place d'un service public à l'échelle intercommunale. La mutualisation des efforts autour du projet Rhyviere I et les ambitions d'extension du réseau du projet Rhyviere II ont pour objectif final d'impulser une dynamique d'électrification rurale allant bien au-delà des limites communales. Les activités de renforcement des communes en tant que maître d'ouvrage, l'implantation d'un opérateur solide dans la région et l'accompagnement des démarches de planification ont vocation à autonomiser les acteurs locaux avant le départ du Gret. Au terme de Rhyviere II, ces derniers devraient donc disposer de conditions favorables à l'électrification (outils, procédures, etc.), être en mesure de développer le service par eux-mêmes (recherche de financements, etc.) et être capables de transmettre ce savoir-faire aux communes environnantes (avec l'appui des guides, des documents de synthèse et des capitalisations réalisées par le Gret). ●

### POINTS À RETENIR

Presque dix ans après le lancement du projet Rhyviere I, deux mini-réseaux en milieu rural isolé sont opérationnels. Même si le projet a subi de nombreux retards, certains inhérents à la mise en œuvre de ce type de projet à Madagascar, d'autres dus au manque de maturité de la filière et au contexte socio-économique très instable, l'approche développée a finalement montré toute sa pertinence, notamment sur les points suivants :

- intégration et gestion du service à l'échelon local ;
- sélection de délégataires par voie d'appel d'offres transparent ;
- décaissements au compte-gouttes en fonction des avancées des travaux ;
- prise en compte de la préservation de la ressource en eau pour la pérennité des installations.

Les résultats issus des premières années de fonctionnement des services permettent d'affirmer que l'installation de microcentrales hydroélectriques est adaptée au contexte rural malgache, preuve en est la capacité affirmée des populations à payer le service (régularité des paiements et augmentation du nombre d'abonnés), le coût de maintenance largement inférieur aux centrales thermiques, la rentabilité à moyen terme et les répercussions tangibles sur la structure socio-économique locale.

La mise en œuvre du projet a également dévoilé les faiblesses de chacun des intervenants.

- Le Gret, en tant qu'ONG, découvrait le secteur de la petite hydroélectricité et a donc largement sous-estimé le temps nécessaire à la réalisation des travaux, le niveau de compétences et d'expertise disponibles localement, ainsi que la complexité des mécanismes contractuels à mettre en place et à respecter (décaissements, gestion de la subvention de l'Union européenne, etc.).

- La difficulté des délégataires à réunir des financements et les économies réalisées sur les matériaux lors de la phase de construction ont retardé le projet et eu des répercussions sur la qualité des travaux. Les délégataires ont eu besoin de temps pour parvenir à se défaire de la logique de marché de travaux et s'approprier le rôle de fournisseur de service. Or, la rentabilité économique des installations à moyen terme et la diffusion d'un « service pour tous » nécessitent une vision territoriale plus large.
- La faible expérience des entreprises de suivi et de contrôle des travaux a empêché que les infrastructures réalisées soient dès le départ de bonne qualité.
- Si l'amélioration du système de subvention initial de l'Ader, à travers la réalisation d'appels d'offres ouverts et la mise en place de mécanismes de suivi des opérateurs, semble pertinent, il paraît cependant nécessaire de renforcer les contrôles en matière de financement (compte projet commun, réserve financière suffisante, etc.) et de fourniture de matériaux (normes plus strictes), ainsi que le suivi et la formation des entreprises locales (opérateurs/constructeurs, bureaux d'études et de travaux).

Pour finir, le projet a permis de valoriser la participation de l'échelon local dans la mise en place et la gestion du service d'électricité. En rééquilibrant les rapports de force entre la commune, les usagers et les opérateurs, il a créé les conditions nécessaires à la pérennisation des installations et impulsé une dynamique d'électrification sur des pans entiers de territoire. Cet équilibre reste néanmoins encore fragile et met toujours en exergue le manque d'appui des autorités nationales et régionales en matière de suivi et d'arbitrage des conflits éventuels.



# Perspectives d'évolution du secteur

L'analyse du projet, trois ans après sa clôture, confirme nos hypothèses sur la fragilité du secteur de l'électrification, liée à la faiblesse des institutions publiques et au manque de compétences et d'accompagnement des opérateurs et des bureaux d'études. Pourtant, depuis la sortie de la crise de 2009, une relative stabilisation des institutions, ainsi que de nouveaux objectifs d'électrification pour 2030, ont permis de relancer l'implication des institutions nationales. Quels sont aujourd'hui les grands défis que doivent relever ces institutions? Comment la nouvelle loi du secteur de l'électricité peut-elle répondre aux enjeux d'électrification? Quelles perspectives peut-on tirer de l'expérience de Rhyviere I pour améliorer l'efficacité du secteur? Dans ce nouveau schéma, quel peut être le positionnement du Gret et des autres ONG?

## L'INFLUENCE DE LA JIRAMA SUR LE FINANCEMENT DE L'ÉLECTRIFICATION RURALE

Les difficultés de financement rencontrées par le projet Rhyviere I ont repoussé la mise en service des installations et empêché de concrétiser le développement du réseau sur le site d'Ampasimbe-Onibe. Si une partie de la responsabilité incombe à l'opérateur et certainement au Gret, qui lui a fait confiance sans mettre en place les garde-fous nécessaires, l'incertitude sur l'intégration future de la Jirama dans le réseau a très largement contribué au désengagement des banques locales.

### **Le manque de confiance du secteur bancaire**

Le secteur privé est déjà peu enclin à investir dans l'électrification rurale, notamment dans les infrastructures hydroélectriques (lourds investissements de départ, rentabilité à long terme, expertise technique, faible solvabilité des abonnés, etc.), et le manque

**Lorsque la Jirama est impliquée, obtenir un prêt peut se transformer en un véritable parcours du combattant.**

de confiance et de participation des institutions bancaires rend l'accès aux prêts encore plus problématique. Lorsque la Jirama est impliquée, notamment comme distributeur, obtenir un prêt peut se transformer en un véritable parcours du combattant, comme le montre l'exemple d'Ampasimbe-Onibe.

Les installations initialement prévues dans les études d'avant-projet sommaire (APS) devaient permettre à terme une production avec trois turbines de 85 kW. La première turbine devait fournir

Ampasimbe-Onibe et les hameaux environnants. Les deuxième et troisième turbines, implantées après quelques années de fonctionnement, devaient permettre d'élargir la zone d'électrification et d'alimenter le réseau Jirama de Foulpointe<sup>1</sup>.

Lors de la réalisation de l'étude d'avant-projet détaillé (APD), l'opérateur Tectra a revu ses ambitions à la hausse et décidé de mettre en place des installations d'une puissance de 2 × 330 kW. L'opérateur comptait revendre sa production directement à la Jirama. Pour atteindre cet objectif, il a construit un grand barrage et souhaitait installer une première turbine de 330 kW. Pour ce faire, une demande de prêt a été déposée dès 2012 auprès de la Bank of Africa (BOA). Avant de donner son accord, celle-ci a demandé la réalisation d'une étude d'impact environnemental, réalisée avec l'appui du Gret et approuvée en novembre 2013. À la suite d'une proposition de prêt dont les conditions étaient impossibles à respecter, que ce soit pour le Gret ou l'opérateur<sup>2</sup>, celui-ci n'a finalement pas été accordé. Le Gret faisant pression pour atteindre les objectifs du projet, Tectra a dû financer sur fonds propres l'installation d'un petit barrage, d'une centrale et d'une micro-turbine de 32 kW pour fournir de l'électricité aux villages initialement ciblés. Toutefois, la centrale n'est actuellement pas fonctionnelle : la conduite forcée n'est pas raccordée au centre de mise en charge et la ligne électrique de transport d'électricité entre la centrale et la commune n'a pas été construite. Quant aux installations en rapport avec le grand barrage, faute de financements, seuls le barrage et le bâtiment du personnel ont, à ce jour, pu être construits. La délégation de service n'est actuellement ni résiliée ni transférée à First Energy, qui souhaite réhabiliter la centrale.

Le désengagement de la banque a ainsi porté préjudice à la mise en service de l'ensemble des installations prévues : les accords de principe pour la revente de l'électricité à la Jirama ont très probablement favorisé ce refus, l'entreprise d'État étant structurellement en déficit. Quoi qu'il en soit, l'injection d'électricité issue des énergies renouvelables dans le réseau Jirama par les opérateurs privés reste compliquée. Aujourd'hui, le fait est que certaines institutions financières internationales sont très frileuses à l'idée d'octroyer des financements si les retours sur investissement proviennent de la vente d'électricité au réseau Jirama.

1. Foulpointe est une ville touristique proche d'Ampasimbe-Onibe, alimentée par l'un des réseaux de la Jirama.

2. Caution solidaire de l'Union européenne à hauteur du crédit accordé par la banque, soit 2 354 500 000 MGA.



## Une restructuration nécessaire

La Jirama peine à assurer l'ensemble de ses missions de distribution, de production et de transport de l'énergie électrique. Du fait de sa situation de quasi-monopole, ces manquements ont des répercussions directes sur le développement de l'ensemble du secteur. Ainsi, l'ambition des projets de grande envergure, qui devront nécessairement injecter leur production dans le réseau Jirama ou dans des centres isolés sous concession Jirama, est très vite limitée par l'incapacité de l'entreprise d'État à payer ce qu'elle doit. Conscient des difficultés de la Jirama, le gouvernement malgache, avec l'appui de la Banque mondiale, a lancé pour un montant de 40 millions USD le projet Pagose, Projet d'amélioration de la gouvernance et des opérations dans le secteur électricité<sup>3</sup>. Celui-ci a pour objectif d'améliorer les performances opérationnelles de la Jirama et de l'aider à assurer un service électrique fiable. Possédant plusieurs composantes (planification, renforcement de la gouvernance, rénovation et construction de lignes haute tension/moyenne tension et postes de transformation, renforcement des capacités des cadres, etc.), il est actuellement en cours de réalisation, et il est à espérer qu'il permette le redressement de la Jirama.

Un certain nombre de producteurs privés d'électricité fournissent actuellement la Jirama en électricité, principalement à partir de centrales thermiques. Les structures de financement des centrales fondées sur les énergies renouvelables sont différentes de celles s'appuyant sur les ressources fossiles. Les premières requièrent un important investissement de départ mais de faibles dépenses d'exploitation, et la majorité de leurs charges sont financières (remboursement d'emprunt). Les secondes ne nécessitent pas forcément un investissement important, mais leurs charges de fonctionnement, liées à l'achat de carburant, sont plus élevées. Ainsi, un impayé est finalement moins pénalisant pour un producteur thermique qui, en coupant la production électrique, diminuera automatiquement ses charges liées à l'achat de carburant.

Avec la mise en œuvre de projets d'électrification rurale de plus grande envergure, ce sont les sites isolés sous concession Jirama qui sont désormais ciblés. La répartition des responsabilités entre investisseurs, producteurs, gestionnaires de réseau et distributeurs n'est plus aussi simple qu'auparavant, lorsqu'une même entité endossait toutes les responsabilités. Avec, dans nombre de sites isolés, l'entrée de la Jirama en tant que « nouvel acteur », à la fois producteur et fournisseur d'électricité, les conditions d'achat, de revente et d'entretien du réseau ne sont pas encore clairement définies. Si, dans certains cas, l'abandon de la concession Jirama au profit d'un acteur privé paraît l'option la plus optimale, l'existence de freins à différents niveaux empêche de trouver un accord. Le Gret s'est retrouvé dans cette situation sur le site de Bealanana, dans le cadre du projet Rhyviere II<sup>4</sup>.

**La Jirama peine à assurer l'ensemble de ses missions de distribution, de production et de transport de l'énergie électrique.**

3. Banque mondiale, Madagascar Electricity Sector Operations and Governance Improvement Project – AF to ESOGIP, 2018 [consulté en 2018], <http://projects.banquemondiale.org/P164318?lang=fr>

4. L'appel à candidature pour la sélection du délégataire a été lancé sur toutes les communes autour de Bealanana, excepté à Bealanana-ville, alimentée par un groupe thermique de la Jirama. Au lancement des travaux, le délégataire sélectionné, HIER, n'avait toujours pas de garantie de rachat de ses kilowattheures par la Jirama. Un accord est toutefois actuellement en cours de négociation. Pour plus de précisions sur le projet Rhyviere II, voir l'annexe 1.

Les réflexions sur la modification des prérogatives de la Jirama et la mise en réseau des installations existantes ne fait que s'accroître avec la multiplication des projets et des opérateurs privés. Le transfert de responsabilité de la Jirama reste complexe à mettre en œuvre, et le changement de statut de la société est de plus perçu négativement par l'opinion publique. La libéralisation du secteur, si elle est encouragée par la loi et les acteurs du secteur, engage les pouvoirs publics sur un terrain très sensible, la Jirama étant régulièrement accusée de détournement de fonds ou d'acte de corruption<sup>5</sup>.

Des projets avec une nouvelle approche ont toutefois récemment été mis en œuvre. Une première centrale solaire à injection réseau a été mise en service mi-2018 à Ambatolampy (Vakinankaratra). Un contrat d'achat a été négocié entre la société Green Yellow et la Jirama. Un autre projet, lancé en 2017 dans la région Sava, Électrification rurale en énergies renouvelables, financé par la Banque de développement allemande Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), qui a fait don de 14 millions d'euros au gouvernement malgache, renouvelle l'approche et la répartition des rôles privés/publics. Il prévoit la construction de deux centrales hydroélectriques interconnectées capables de produire 13,3 MW dans l'ensemble des districts de la région et d'alimenter 138 communes, pour un budget total de 14 millions d'euros. Une réflexion a été menée sur la place de chaque acteur, prévoyant notamment de confier la production de l'énergie à un opérateur par appel d'offres, et de mettre le transport et l'interconnexion à la charge de la Jirama. La distribution serait laissée au jeu de la concurrence (recrutement par appel d'offres). Si rien n'est encore confirmé, cette nouvelle approche offre certains avantages :

**Le transfert de responsabilité de la Jirama reste complexe à mettre en œuvre.**

- rentabilité, puisque la Jirama n'investirait plus à perte dans des unités thermiques énergivores ;
- efficacité, puisque les équipes de la Jirama se concentreraient sur la tâche, déjà ardue, de l'interconnexion et de la bonne répartition du service sur le territoire ;
- équité de répartition du service sur les espaces urbains et ruraux, avec de grandes centrales de production pouvant couvrir de larges pans de territoires grâce à un réseau interconnecté ;
- équité dans la tarification, car il y aurait soit un seul producteur, soit plusieurs, mais tous liés par les mêmes contrats, et un seul distributeur. La concurrence pour la sélection de l'opérateur permettra, avec l'appui de l'Office de régulation de l'électricité (ORE), de fixer des prix abordables pour les consommateurs finaux, sensiblement proches d'une zone à l'autre, et de pouvoir envisager une péréquation des tarifs.

Quoiqu'il en soit, l'État doit mettre en place une politique énergétique claire et instaurer une vision à plus long terme de l'évolution du réseau. La relation entre les producteurs d'électricité et la Jirama gagnerait à être clarifiée et assurée d'un point de vue financier.

5. RFI Afrique, Madagascar : des inculpés pour corruption toujours en poste, 28 novembre 2015 [consulté en 2017], <http://www.rfi.fr/afrique/20151128-madagascar-corruption-jirama-proces-inculpés-bianco>.

Avec l'augmentation du nombre d'infrastructures et de réseaux privés, il est essentiel de savoir si c'est à la Jirama qu'incombe la gestion des interconnexions, et ce afin d'éviter un entremêlement des réseaux ainsi que l'apparition de tensions sociales liées aux inégalités de répartition et de qualité de service. Il reste à espérer que le projet Pagose de restructuration de la Jirama et les réformes en cours se concentrent à la fois sur les réseaux interconnectés et la spécificité des centres isolés, tout en travaillant de concert avec l'Ader et le secteur privé afin de proposer des cadres contractuels et institutionnels adaptés à cette évolution du secteur.

**L'État doit mettre en place une politique énergétique claire et instaurer une vision à plus long terme de l'évolution du réseau.**

## L'ADER, ENTRE DÉFICIT DE CONTRÔLE ET BESOIN DE PLANIFICATION

### Le manque de contrôle des pouvoirs publics

Depuis la réforme du secteur initiée en 1998, le recours aux partenariats public-privé pour l'électrification des zones rurales est au cœur de la stratégie de l'État malgache. Or, si le nombre de fournisseurs privés a largement augmenté, force est de constater que la qualité du service fourni reste faible, soulevant la question de la pertinence de ce type de partenariats.

Alors même que le cadre légal malgache est bien conçu et que le cadre institutionnel est stabilisé depuis près de quinze ans, l'analyse des pratiques de délégation et des rapports qu'entretiennent avec les délégataires les institutions nationales montre que les pouvoirs publics remplissent partiellement leur rôle, fragilisant le partenariat public-privé. Les moyens manquent pour analyser, contrôler et ajuster la mise en œuvre des délégations.

Comme cela a déjà été évoqué, avant le projet Rhyviere I, un certain nombre de délégataires n'ont pas ou très peu investi dans la construction des infrastructures de leurs réseaux. Ainsi, l'enjeu de la délégation ne réside plus dans la perception régulière de recettes issues de la vente du service, et le délégataire passe d'un régime de concession à un régime proche de celui de l'affermage<sup>6</sup>. Cela peut expliquer le très fort taux d'abandon des réseaux par les délégataires privés qui, n'ayant pas la contrainte d'un retour sur investissement, peuvent renoncer à la gestion du service à la moindre difficulté. Dans ce cadre, le Gret s'est efforcé de mettre en œuvre des procédures afin d'assurer en amont que le niveau de subvention soit suffisant pour permettre de rentabiliser les projets, tout en garantissant des tarifs adaptés à toute la population et l'implication des délégataires.

6. L'affermage est un type de délégation de service : le pouvoir public assure l'investissement des infrastructures, tandis que le fermier a la charge des coûts d'exploitation et des frais de maintenance, et fournit un service dont il tire un revenu ; Levy D., Ged A., 2007.

Faute de temps et de moyens, le suivi du fonctionnement effectif des projets est cependant resté très limité. Il aurait pourtant permis d'accompagner les opérateurs dans l'optimisation de leur réseau, de les aider à favoriser la consommation des usagers voire, éventuellement, de réajuster les tarifs.

Dans un secteur émergent, mais crucial, où les difficultés sont nombreuses, l'expérience tirée du projet Rhyviere souligne bien la nécessité d'un pouvoir public fort, capable de faire appliquer, d'accompagner, de suivre et de corriger les stratégies mises en œuvre pour garantir la pérennité des partenariats public-privé.

## La lenteur de la mise en place de la planification

### Vers la définition de plans directeurs régionaux

Le manque de structuration de la filière et l'absence de vision à long terme du développement du réseau électrique à l'échelle nationale ont considérablement freiné l'électrification rurale. Désormais, l'Ader bénéficie de soutiens techniques et financiers lui permettant de développer cette vision. En effet, si, depuis les années 2000, le développement de projets s'effectuait en gré à gré et de manière éparse sur le territoire, les démarches de planification se multiplient depuis 2007, comme l'étude PEPSE (*Poverty Eradication and Planning of Sustainable Energy*), réalisée par la Fondation Énergies pour le monde<sup>7</sup>.

Si ces efforts ont quelque peu été freinés par la crise politique de 2009, ils ont pu reprendre quelques années après. Des projets comme Perer (Promotion de l'électrification rurale par les énergies renouvelables) de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), dont l'objectif est d'accompagner le ministère de l'Énergie dans le développement de l'électrification rurale, ont en effet été impossibles à mettre en œuvre dans un contexte de remaniements ministériels successifs. Les diverses tentatives de renforcement de la planification se sont principalement concentrées sur l'Ader, et ont par exemple ciblé le développement et l'appropriation de logiciels d'analyse spatiale (logiciel de système d'information énergétique) afin de définir des pôles de développement et des ressources énergétiques de proximité.

Aujourd'hui, l'Ader a mis en place des plans directeurs régionaux dans 13 des 22 régions que compte Madagascar. Ces plans régionaux, plutôt ambitieux, permettent d'identifier les pôles de développement d'une région (localités prioritaires à l'électrification du fait de leur potentiel de développement), les possibilités de raccordement au réseau national, de projeter la demande locale et, enfin, de mesurer l'accès aux services énergétiques, les ressources disponibles et les options d'approvisionnement. Le développement de ces plans implique la mise en place de nouvelles modalités pour l'octroi des concessions d'électrification rurale, qui seront désormais en théorie cédées par grappe, dans une vision à moyen et long termes de l'électrification des régions.

**L'Ader a mis en place des plans directeurs régionaux dans 13 des 22 régions que compte Madagascar.**

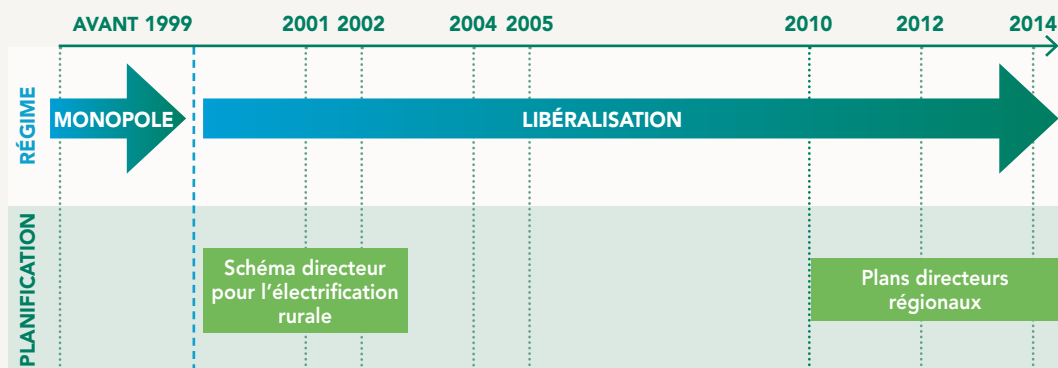
7. Fondation Énergies pour le monde, 2008.

La partie concernant les études d'avant-projet n'est pas encore clairement définie, et ce sont pour le moment les délégataires qui doivent les réaliser. Ces études sont très lourdes et coûteuses, limitant de fait le nombre d'offres potentielles déposées à l'Ader. Par ailleurs, le Fonds national d'électrification n'est désormais plus en mesure de cofinancer les investissements, rendant ceux-ci peu attractifs pour le secteur et obligeant les délégataires à trouver un cofinancement complémentaire. La réalisation de ces plans constitue néanmoins une opportunité pour le développement du pays.

Contrairement au schéma directeur national élaboré en 2001, qui n'impliquait pas les collectivités locales et n'avait ni su attirer les investisseurs, ni porté ses fruits, les plans régionaux semblent plus pertinents grâce à l'identification de sites prometteurs, à l'octroi de zones de développement pour les opérateurs et à la participation des régions à l'élaboration et à la validation des plans.

**FIGURE 17** Planification de l'électrification depuis 1999 à Madagascar

(source : d'après Ader, Ministère de l'Énergie et des Hydrocarbures, 2015, p. 3)



### ■ Multiplier les initiatives, un éparpillement contre-productif

Si on peut se féliciter de la prise de conscience relative à la nécessité d'une planification pour le développement de l'électrification à Madagascar, la multiplicité des initiatives risque toutefois d'être contre-productive.

De nombreuses études de planification et projets sont aujourd'hui en développement :

- le programme ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program), mené par la Banque mondiale, qui propose une cartographie du potentiel du pays en matière de petite hydroélectricité ;

- le programme SREP (Scaling up Renewable Energy) de la Banque mondiale, qui a abouti à l'établissement d'un plan d'investissement pour les énergies renouvelables<sup>8</sup> ;
- le programme national Barefoot College porté par l'Ader ;
- le Plan de développement à moindre coût (PDMC) d'extension de réseau de la Jirama, et le Plan national d'électricité (PNE) de définition de la stratégie d'électrification en milieu rural et urbain, tous deux sous l'égide du ministère de l'Énergie ;
- les plans indicatifs de l'électrification sur les installations de la Jirama conduits par l'ORE ;
- les plans de développement des installations de la Jirama, élaborés au sein de cette dernière ;
- les accords signés sur le long terme par la présidence pour l'installation de centrales au fuel lourd afin d'alimenter Antananarivo (pourtant en contradiction avec la politique nationale de transition énergétique).



Réseau électrique en moyenne et basse tension sur la rue principale de Tolongoina

8. Banque mondiale, Madagascar : plan d'investissement du programme de valorisation à grande échelle des énergies renouvelables (SREP) [consulté en 2017], <http://projects.banquemondiale.org/P159725/?lang=fr&tab=documents&subTab=projectDocuments>.

Ces nombreux plans aboutissent rarement à des réalisations concrètes : si les bailleurs peuvent facilement financer les études de faisabilité par des subventions, lorsqu'il s'agit de passer à l'action, en revanche, les outils financiers disponibles ne sont pas adaptés au secteur de l'électrification rurale, ou alors, les projets financés demeurent de faible ampleur en comparaison des ambitions affichées. Le décalage entre la date de réalisation des études et celle de mise en œuvre des projets nécessite souvent une mise à jour des données, ralentissant là encore le processus de mise en œuvre.

Le problème ne tient pas seulement à la multitude de plans développés, mais également au manque de cohérence de leur mise en œuvre. La dimension urbaine du Plan national d'électricité (PNE) déployé par le ministère de l'Énergie pourrait ainsi reposer sur le Plan de développement à moindre coût (PDMC), tandis que sa dimension rurale reposerait plutôt sur les plans régionaux de l'Ader. Cependant, du fait du manque de confiance entre les acteurs de l'électrification, il n'en est rien, et chacun développe ses propres projets d'électrification, en fonction des financements accessibles.

**Le problème ne tient pas seulement à la multitude de plans développés, mais également au manque de cohérence de leur mise en œuvre.**

Si le suivi de l'électrification est primordial afin de définir une vision à long terme du développement de projets, le ministère de l'Énergie doit également renforcer son leadership. En effet, il ne s'agit pas de se focaliser uniquement sur la standardisation des plans ou des logiciels, mais également de mettre en place des termes de références et une vision commune, portée et encadrée par le ministère.

Deux mouvements de planification peuvent aujourd'hui s'opérer :

- un mouvement **ascendant** du local vers le national, porté par l'Ader et les régions, avec les plans régionaux réalisés en partenariat avec les chefs de région ;
- un mouvement **descendant**, du national vers le local, qui serait du ressort de l'État (décentralisation), à travers notamment le poste de directeur régional de l'Énergie, créé lors de la fusion du secteur de l'eau et de l'énergie. Celui-ci pourrait faire office de relais au niveau local d'une vision plus globale (aujourd'hui, ces directions régionales sont essentiellement des représentations du ministère, sans réelle capacité d'action, majoritairement dirigées par des « hydrologues » déjà présents avant la fusion des deux ministères).

Ainsi, bien que l'on puisse noter ces dernières années de véritables efforts en matière de planification, il est essentiel d'opérer une profonde remise en question des acteurs de l'électrification. Tout d'abord, l'Ader doit parvenir à se détacher des bailleurs et affirmer une position cohérente concernant le suivi de l'électrification rurale et les outils de planification standards. Si l'amorce des plans régionaux encourage une vision à long terme du développement régional et du renforcement des acteurs locaux, l'Ader doit faire attention à ne pas reproduire le mécanisme de subvention des délégataires, aujourd'hui hors de contrôle. Les bailleurs, quant à eux, doivent encourager la complémentarité des actions pour éviter la multiplication des projets, qui ne prennent pas en compte les avancées déjà réalisées dans le domaine. Enfin, c'est à l'État qu'il incombe de définir la voie

politique à suivre en matière d'électrification. La mise en place d'une politique ferme est fondamentale pour définir une stratégie aux échelles locale et nationale, qui portera ses fruits à moyen terme. L'articulation entre l'électrification décentralisée et « reliée » au réseau sera cruciale dans les prochaines années. Pour le moment toutefois, l'État semble faire des choix de stratégies et d'outils qui restent conditionnés à l'obtention de financements à court terme.

### La nécessité d'une politique d'État cohérente

**Depuis la crise de 2009, l'électrification du pays avance surtout grâce aux partenaires extérieurs.**

Depuis la crise de 2009, l'Ader ne dispose plus des ressources nécessaires pour imposer sa vision au secteur. L'électrification du pays avance surtout grâce aux partenaires extérieurs, qui financent des projets et proposent des outils pour structurer et planifier l'électrification à Madagascar. L'Ader s'inscrit dans ce courant, ne pouvant refuser la multitude de projets en provenance de l'extérieur, n'ayant elle-même pas les moyens humains et matériels pour en assurer le suivi et la coordination.

L'État va devoir laisser aux opérateurs plus de place pour se développer. Pour que les installations soient rentables, les périmètres doivent être étendus à plusieurs communes (quatre ou cinq). Avec des périmètres plus grands, les situations où une partie du périmètre est sous concessions Jirama (commune de Foulpointe pour Rhyviere I et commune de Bealanana pour Rhyviere II<sup>9</sup>) seront de plus en plus fréquentes.

Les subventions existantes (par exemple celles du futur Fonds national de l'énergie durable – FNED) devraient servir en priorité aux petits territoires très enclavés et à la réalisation d'études de qualité, permettant de confirmer ou non la rentabilité du site. En revanche, l'octroi par l'État de délégations sur de petites localités de manière éparse risque de nuire aux efforts de planification de l'Ader, d'entraîner un entrelacement des réseaux dangereux et de générer entre les territoires des inégalités de répartition et de qualité de service.

C'est, en définitive, l'association du privé et du public qui permettra d'accroître le taux de couverture et d'atteindre les clients les moins solvables. L'effort du public doit se concentrer sur les zones les plus enclavées, quitte, dans certains cas, à tester des mécanismes d'affermage plutôt que de concession, où l'investissement doit dans tous les cas quasiment être subventionné à 100 % si l'on souhaite susciter l'intérêt des opérateurs privés. L'implication du secteur privé pourrait accélérer l'électrification du territoire, surtout dans les zones les plus dynamiques dont la rentabilité est plus importante. Quoiqu'il en soit, il demeure nécessaire de conserver un contrôle au niveau de la sphère publique locale (commune) et nationale (Ader), ainsi qu'au

**C'est l'association du privé et du public qui permettra d'accroître le taux de couverture et d'atteindre les clients les moins solvables.**

9. Pour plus de précisions sur le projet Rhyviere II, voir l'annexe 1.



niveau des usagers. Ainsi, la rentabilité des exploitations ne saurait être un prétexte à n'électrifier que les plus riches, sans permettre au reste de la population d'avoir accès au réseau dans des conditions abordables. Pour éviter cela, la sélection des opérateurs doit pouvoir intégrer des critères de type « ESG » (environnemental, social et gouvernance) tels que la protection et la concertation autour de la gestion de la ressource en eau, l'implication des citoyens dans le système de gouvernance ou encore la création de valeur ajoutée au niveau local.

Par ailleurs, les instances publiques pourraient créer une cohérence et une vue d'ensemble à l'échelle d'un territoire donné, en couplant accès à l'électricité avec développement agricole ou encore renforcement du tissu entrepreneurial. Des projets « territoire », comme le Padap<sup>10</sup>, pourraient également intégrer une composante énergie. En résumé, pour atteindre l'objectif d'électrification, il faut valoriser les énergies renouvelables sur le territoire afin de sortir de la dépendance au combustible, renforcer la transparence dans l'obtention des marchés publics, intégrer l'accès à l'énergie comme une composante des programmes de développement territorial et, enfin, renforcer les institutions nationales existantes pour que celles-ci puissent exercer leurs prérogatives et coordonner le tout. La libéralisation du secteur doit quant à elle être encouragée, mais en s'assurant de la présence de contre-pouvoirs citoyens forts, et en gardant intacts les principes d'universalité de service et de redistribution des revenus au sein d'un territoire.

## UNE NOUVELLE RÉFORME POUR RENFORCER LES CONTRÔLES ET ENCOURAGER LES DÉLÉGATIONS ?

Face à l'ampleur des enjeux socio-économiques, on assiste aujourd'hui à une volonté affichée des autorités malgaches de restructurer le secteur énergétique, notamment via une transformation du cadre législatif. Après une crise politique de cinq ans et le retour à une certaine stabilité en 2015, les pouvoirs publics ont adopté, dans le cadre du Plan national de développement (PND) de la nouvelle présidence, une *Lettre de politique de l'énergie de Madagascar 2015-2030*. Celle-ci a pour ambition de faire passer le taux d'accès à l'électricité des ménages de 15 à 70 % (à des prix abordables), en ayant massivement recours aux sources d'énergie renouvelable afin de préserver le patrimoine écologique et participer à l'effort mondial de lutte contre les changements climatiques. Ce document a donc pour but de développer une nouvelle politique de l'énergie, dont les objectifs sont présentés ci-dessous :

- la valorisation du capital naturel et la préservation de l'environnement ;
- l'accès à l'énergie durable pour tous ;
- l'assurance d'une sécurité et d'une indépendance énergétique du pays ;

**On assiste aujourd'hui à une volonté affichée des autorités malgaches de restructurer le secteur énergétique.**

10. Projet agriculture durable par approche paysage.

- le financement pérenne des besoins énergétiques ;
- l'adaptation et le renforcement du cadre réglementaire et institutionnel et de l'environnement des affaires.

Afin d'atteindre ces objectifs, un Programme de révision du cadre juridique du secteur électricité à Madagascar (PRCElec) a été lancé par l'ORE et le ministère de l'Énergie avec l'appui de la GIZ. Cinq ateliers ont été organisés avec l'ensemble des acteurs du secteur (institutions publiques, ministères, associations d'usagers, représentants de la Jirama, consultants, bailleurs de fonds, opérateurs et ONG) afin de présenter les modifications à apporter aux textes, en débattre et redéfinir sur cette base une proposition de texte en vue d'un vote par le Parlement.

La modification de la loi reprend dans l'ensemble les propositions formulées lors du PRCElec et s'appuie sur la loi de 1998. Validée lors du dernier atelier du 23 juin 2017, la loi n° 2017-020 portant Code de l'électricité à Madagascar a ensuite été adoptée par le Parlement en novembre 2017, avant d'être jugée contraire à la Constitution par la Haute Cour constitutionnelle le 12 décembre 2017. Après de légères modifications, elle a finalement été promulguée le 10 avril 2018, et est actuellement en attente des décrets d'application.

### **Encourager les énergies renouvelables et la protection de l'environnement**

La première modification proposée est l'inscription dans la loi des énergies renouvelables. En dépit de la volonté affichée, depuis de nombreuses années, d'une transition énergétique du pays vers les énergies renouvelables (hydroélectricité, biomasse, photovoltaïque, éolien), seule l'énergie hydroélectrique était clairement inscrite dans la loi de 1998. Toutes les autres sont assimilées au thermique, que ce soit en termes de seuils de production pour l'attribution de concession ou d'autorisation, ou en matière de réglementation de la production, du transport et de la distribution. Cette modification devrait entériner la place de ces nouvelles énergies dans le développement de l'électrification malgache, mieux définir leur réglementation et ainsi encourager leur utilisation.

Les seuils fixés dans la loi pour l'octroi de concessions ou d'autorisations n'encourageaient pas non plus l'utilisation des énergies renouvelables. L'un des objectifs de la nouvelle loi a donc été de réviser les plafonds d'autorisations pour la production d'électricité, tels qu'inscrits dans la loi n° 98-032, et notamment celle issue de l'hydraulique, afin de faciliter la mise en place de nouvelles installations de production. Cette modification des seuils, qui devrait à terme s'appliquer à toutes les énergies inscrites dans la loi, facilite les procédures d'octroi d'autorisations et permet d'exploiter de petites puissances (inférieure à 10 kW pour le photovoltaïque) par simple déclaration ou envoi d'un formulaire<sup>11</sup>. La demande d'autorisation aurait ainsi, dans le cadre de Rhyviere I, été

**L'un des objectifs de la nouvelle loi a été de réviser les plafonds d'autorisations pour la production d'électricité.**

11. Essentiellement élaboré pour recenser les petites installations.

remplacée par une simple déclaration. Dans le cadre du projet Rhyviere II, la demande de concession est désormais censée prendre la forme d'une déclaration, ce qui facilitera les procédures pour tous les projets en cours<sup>12</sup>.

Ce nouveau régime, mieux adapté à la libéralisation du secteur, devrait encourager les investissements dans les énergies renouvelables. Il facilite en effet l'autoproduction<sup>13</sup> (règlement moins rigide que pour les concessions) et permet aux opérateurs d'installer plus facilement des puissances plus importantes (démarches administratives allégées). Ainsi, à Sahasinaka par exemple, l'installation d'une deuxième turbine de 80 kW ferait passer le site au régime de concession ; avec la modification de la loi, l'opérateur n'aurait plus besoin d'effectuer la moindre demande.



Barrage de déviation et bassin de décantation de la centrale d'Ampasimbe-Onibe

12. Pour plus de précisions sur le projet Rhyviere II, voir l'annexe 1.

13. Il permettrait également un meilleur recensement des installations. Aujourd'hui, parmi les 2 000 installations d'autoproduction existantes à Madagascar, deux seulement sont déclarées.

**TABLEAU 18** Nouveaux seuils de production

(source : loi n° 2017-020 portant Code de l'électricité à Madagascar)

	FORMULAIRE	DÉCLARATION	AUTORISATION	CONCESSION
TYPE D'ÉNERGIE			Production	Production
Thermique	Non applicable	Non applicable	≤ 500 kW	> 500 kW
<b>ÉNERGIES RENOUVELABLES</b>				
Hydraulique	Non applicable	$P \leq 500 \text{ kW}$	Comprise entre 500 kW et 5 MW	
Éolien		$P \leq 250 \text{ kW}$	Comprise entre 250 kW et 5 MW	> 5 MW
Solaire photovoltaïque	$P < 10 \text{ kW}$ Formulaire simplifié disponible auprès de l'Autorité de régulation de l'électricité	$P \leq 150 \text{ kW}$	Comprise entre 150 kW et 5 MW	> 5 MW
Solaire thermique	Non applicable	Non applicable	≤ 5 MW	> 5 MW
Biomasse	Non applicable	Non applicable	≤ 5 MW	> 5 MW
Géothermique marin	Non applicable	Non applicable	≤ 10 MW	> 5 MW
Déchets	Non applicable	Non applicable	≤ 5 MW	> 5 MW

## Renforcer les institutions publiques et séparer les pouvoirs

### Indépendance de l'ORE

L'un des premiers objectifs du PRCElec était de renforcer le statut de l'ORE et son indépendance vis-à-vis du ministère de l'Énergie. Dans le cadre de la nouvelle loi, l'ORE devient l'Autorité de régulation de l'électricité (Arelec). Ce changement de statut (la structure passe d'« office » à « autorité »), qui s'accompagne d'une clause de secret professionnel pour les commissaires et membres du secrétariat exécutif, renforce ainsi l'indépendance de l'institution vis-à-vis de l'État, écrite noir sur blanc dans la nouvelle proposition de loi.

Cette modification lui permettrait notamment d'imposer ses décisions en termes de tarification, de qualité de service, de concurrence et de défense des intérêts des usagers.

*« Son indépendance est garantie par la présente loi et se manifeste notamment par sa gestion collégiale, les modalités de désignation et/ou de recrutement de son personnel, les conditions d'exercice de son mandat, sa personnalité morale et son autonomie financière. »*

Source : loi n° 2017-020 portant Code de l'électricité à Madagascar.

L'Arelec se voit confier plus de responsabilités en matière de planification du secteur électrique. Accompagnée de l'Ader et des opérateurs, elle appuie le ministère de l'Énergie dans l'élaboration d'un plan national des moyens de production. Pour ce faire, elle élaborerait un plan indicatif, qui s'appuierait sur la prévision de la demande et l'évolution du parc existant ainsi que des sites potentiellement candidats à l'électrification.

### **Autonomie administrative et financière de l'Ader**

Un autre objectif du PRCElec était la mise à jour et la révision des statuts de l'Ader, censées donner à l'établissement davantage d'autonomie financière et administrative, et renforcer ses moyens et ressources pour mieux gérer le Fonds national de l'électricité (FNE), conformément à ses décrets d'application.

La modification de la loi de 1998 renforce le rôle de l'Ader en lui donnant une consistance légale. En effet, son existence n'était jusqu'ici pas inscrite dans la loi (mais créée par le décret n° 002-1550 du 3 décembre 2002). La mentionner dans les textes, c'est lui donner une légitimité en tant qu'institution responsable de l'électrification rurale à Madagascar.

*« L'Agence de développement de l'électrification rurale (Ader), établissement public spécialisé en matière de développement de l'électrification rurale, est placée sous la tutelle technique du ministère en charge de l'énergie et est dotée d'une personnalité morale et d'une autonomie administrative et financière. Les opérations financières de l'Agence de développement de l'électrification rurale sont soumises aux règles de la comptabilité générale. »*

Source : article 78 de la loi n° 2017-020 portant Code de l'électricité à Madagascar.

Dans la loi, l'Ader est autorisée, par délégation du ministère, à attribuer des autorisations et concessions de production, de transport et de distribution pour les installations d'électrification rurale. Les modalités et conditions des diverses délégations seront précisées par décrets, pas encore publiés. Cela permettra à l'Ader de pouvoir instruire plus rapidement les projets. Elle inscrit également la planification régionale des projets d'électrification rurale dans ses attributions légales.

*« À ce titre, elle [l'Ader] sélectionne et réalise des projets sur la base des plans directeurs régionaux qui priorisent les ressources d'énergies renouvelables disponibles localement, dont l'hydroélectricité, la biomasse, le solaire et l'éolien, afin de desservir en électricité les localités pôles de développement (ménages, activités productives et commerciales à développer). »*

Source : loi n° 2017-020 portant Code de l'électricité à Madagascar.

La loi n° 2017-021 portant réforme du Fonds national de l'électricité (FNE) améliore les mécanismes du fonds national dédié au programme d'électrification rurale. Elle crée ainsi le Fonds national de l'énergie durable (FNED), « destiné à contribuer au financement des projets de développement d'infrastructures électriques en milieu rural et périurbain, basées sur les énergies renouvelables et la promotion de l'efficacité énergétique<sup>14</sup> ». Celui-ci serait géré par un établissement de crédit dont le rôle principal serait la recherche, la perception et l'administration des financements destinés aux projets. Ce fonds est indépendant (contrairement au FNE, rattaché au Trésor public) et sera en mesure de proposer différents types d'outils financiers aux titulaires de déclarations, de contrats de concession ou d'autorisation. Les fonds alloués seraient donc réservés à des projets d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. Le fonds serait principalement abondé par des bailleurs de fonds, des apports étatiques et éventuellement privés, des concessionnaires (redevances, pénalités, frais d'instruction et/ou de redevances) et la taxe sur le kilowattheure. L'Ader serait quant à elle chargée d'instruire les dossiers de demande de subvention des opérateurs.

Les modalités de gestion et de fonctionnement du fonds doivent être précisées par décret. L'un des points sera notamment de savoir sur quelle base les concessionnaires seront financés (il ne faudrait en effet pas réitérer le système mis en place au début des années 2000, qui s'est soldé par un échec), et on peut imaginer que le fonds finance la préparation des projets jusqu'au stade des études d'avant-projet détaillé, à la charge des candidats.

## Renforcer les normes et la transparence

La nouvelle loi prévoit qu'un *Grid code* (code du réseau) soit actualisé par la future Arelec en concertation avec les acteurs du secteur. Celui-ci comprendrait plusieurs éléments. L'objectif de ce code est de créer une procédure standard à appliquer en fonction des situations et problèmes rencontrés, et de mieux définir les diverses normes et procédures que doivent suivre les acteurs du secteur. Afin de renforcer la standardisation et la transparence des procédures de passation de marché, la loi instaure également le respect, pour l'octroi des concessions et autorisations, des dispositions de la loi n° 2015-039 sur le partenariat public-privé.

**L'objectif de ce code est de créer une procédure standard à appliquer en fonction des situations et problèmes rencontrés.**

Le projet de réforme est donc plutôt ambitieux, notamment concernant l'indépendance administrative et financière des institutions nationales de l'électrification et le renforcement du processus de libéralisation par le développement des énergies renouvelables dans l'élaboration des futurs projets. La notion de protection de l'environnement a également été ajoutée (nécessité de fournir une notice d'impact environnemental lors du dépôt de la déclaration d'installations hydroélectriques par exemple),

14. Loi n° 2017-021 portant réforme du Fonds national de l'électricité (FNE), article premier.

et cela implique que les autorités compétentes doivent être en mesure de s'assurer de la bonne application des plans de gestion environnementaux et sociaux associés. Ces trois aspects sont essentiels à l'accélération et à la bonne régulation de l'électrification rurale. On peut toutefois regretter le manque de précisions sur certains sujets, tels que le changement de statut et de prérogatives de la Jirama, l'absence de mention de la commune comme maître d'ouvrage local et de mesures précises en termes de planification nationale, ou encore l'élargissement des périmètres attribués aux opérateurs. Enfin, certaines modalités doivent être entérinées et précisées par décret, ce qui permettra de donner une certaine consistance à des textes plus généraux (modalités d'exonération des droits de douane par exemple). En novembre 2018, aucun décret d'application n'avait cependant encore été publié.

Bien que ces textes puissent sensiblement faciliter le travail des acteurs publics et privés, on imagine toutefois encore mal comment parvenir, à l'horizon 2030, au taux d'électrification de 70 % projeté par la nouvelle politique d'électrification (NPE). Une chose certaine est que, s'il souhaite remplir les objectifs fixés pour l'électrification du pays, l'État doit absolument se pencher sur la question de la restructuration de la Jirama et des périmètres accordés aux opérateurs privés.

## LE RÔLE DES ONG

Après une première vague d'électrification entamée par l'Ader au début des années 2000, par la suite largement soutenue par les bailleurs internationaux, quel bilan peut-on tirer des projets d'électrification rurale ? Face aux premiers résultats des projets utilisant les énergies renouvelables, comme le projet Rhyviere, comment vont dès lors se positionner les bailleurs internationaux pour encourager le processus d'électrification ? Quel positionnement peuvent adopter des ONG comme le Gret pour poursuivre leur travail d'appui au secteur ?

### Le bilan Facilité Énergie

Le projet Rhyviere s'est déployé dans le cadre du programme Facilité Énergie. Créé en 2005, cet outil financier mis en place par l'Union européenne a vocation à cofinancer les projets cherchant à accroître l'accès à des services énergétiques modernes et durables des populations pauvres des pays d'Afrique, des Caraïbes et du Pacifique, en particulier dans les zones rurales et périurbaines.

Au total, huit projets Facilité Énergie ont été financés par l'Union européenne à Madagascar.

Le bilan de ce dispositif est plutôt mitigé. Une partie non négligeable des infrastructures financées n'est toujours pas opérationnelle plusieurs années après leur construction, et les calendriers ont subi d'importants retards. Les entretiens menés avec les différentes structures coordinatrices des pro-

**Une partie des infrastructures financées n'est pas opérationnelle, et les calendriers ont subi d'importants retards.**

jets ont permis de faire émerger plusieurs explications, qui ne sont pas sans rappeler les difficultés rencontrées par le projet Rhyviere I.

- **Les projets faisaient partie de la première grande vague d'investissements en énergies renouvelables des années 2000.** Ils étaient dans l'ensemble ambitieux, testant à la fois de nouveaux modes de gestion mais également des technologies innovantes n'ayant pas encore fait leurs preuves à Madagascar. Ces dernières étaient de plus variées, allant de l'hydroélectricité au solaire, en passant par l'éolien et les centrales biomasse. Avec la libéralisation du secteur, de nouveaux modes de gestion ont été pensés et testés, incluant par exemple la commune et les bureaux d'études locaux. Les solutions techniques étaient également très diversifiées : mini-réseaux, kits solaires, grandes installations pour injection dans le réseau Jirama, etc. Face à ces nouvelles expérimentations et innovations, il n'est donc pas étonnant d'atteindre des résultats si mitigés. Cette dispersion semble néanmoins constituer une étape nécessaire pour explorer les différentes possibilités d'électrification à Madagascar.
- **Le manque d'expérience du secteur privé :** le premier problème cité lors des entretiens est le manque d'expérience des délégataires. Si de nombreux opérateurs sont familiers du secteur de la construction, l'installation de réseaux à partir de ressources renouvelables était en revanche une nouveauté. On a ainsi pu constater, au sein des entreprises de construction et des bureaux d'études, le manque d'experts en la matière. De plus, les projets les plus aboutis concernaient souvent ceux menés avec des partenaires locaux ayant déjà réalisé des infrastructures d'énergies renouvelables par le passé : c'est le cas de Tany-Meva et de l'opérateur Aider, qui avaient déjà construit ensemble des centrales hydroélectriques. Prévu par le programme, l'accompagnement des délégataires s'arrête toutefois à la fin de celui-ci, empêchant de fait le porteur du projet initial d'accompagner les opérateurs suffisamment longtemps pour que ceux-ci soient autonomes.
- **Difficultés pour financer les infrastructures :** le manque de confiance des banques malgaches en la rentabilité des infrastructures construites dans des espaces ruraux isolés rend difficile l'obtention de prêts. Cela est d'autant plus problématique que les opérateurs postulant dans ces zones sont souvent des PME disposant d'une trésorerie assez faible, les grandes entreprises ayant tendance à délaisser ce genre d'endroits, difficiles à raccorder et marqués par les faibles ressources financières des populations. On observe d'ailleurs que les projets les plus rapidement aboutis comptaient soit plusieurs partenaires financiers, soit des partenaires solides.
- **Contexte difficile :** le lancement des divers projets a coïncidé avec le début d'une importante crise politique, complexifiant leur mise en place (annulation des déplacements, difficultés à obtenir des financements, etc.). Les institutions nationales ont également pâti d'un important turnover au sein de leurs équipes, tandis que le Fonds national de l'électricité (FNE) commençait à décliner. Les projets ont eu particulièrement du mal à obtenir des financements de l'Ader, qui conditionnaient pourtant le déblocage d'une partie des subventions.
- **La contrainte des règles imposées par les cofinanceurs :** la multiplicité des cofinanceurs, chacun ayant ses objectifs et contraintes, a parfois rendu difficile l'aboutissement des



projets. La rigueur des procédures instaurées par certains bailleurs, comme l'Union européenne, a également accentué les difficultés financières.

- **Problèmes de gestion des réseaux** : les projets ont connu divers problèmes liés aux contextes locaux et aux différentes modalités de gestion (malversations, problèmes de fourniture de matières premières, implications tardives des opérateurs, etc.).

Si le bilan de la Facilité Énergie est plutôt mitigé, il constituait toutefois un premier test essentiel pour élaborer de nouveaux modèles de gestion et comprendre les contraintes et opportunités liées à l'installation d'infrastructures de production d'électricité par énergies renouvelables en milieu rural. Les différentes phases de la Facilité Énergie ont ainsi permis de faire émerger à Madagascar des acteurs compétents et expérimentés dans le domaine de l'accès à l'énergie (opérateurs privés, ONG, bureaux d'études, etc.).

**Si le bilan de la Facilité Énergie est plutôt mitigé, il constituait un premier test essentiel pour élaborer de nouveaux modèles de gestion.**

Malgré tout, l'Union européenne ne lancera pas de nouvelle Facilité Énergie, empêchant de ce fait le financement de projets d'électrification rurale via le versement d'une subvention, pourtant nécessaire pour pousser les opérateurs privés à co-investir et garantir une rentabilité minimale.

À la place, l'Union européenne a développé un autre outil financier, *Electrification Financing Initiative* ou *ElectriFI*. Favorisant les projets d'énergies renouvelables et hors réseau, *ElectriFI* apporte un soutien financier à des entreprises et/ou opérateurs d'électrification, principalement sous la forme de capital-risque. *ElectriFI* peut également mobiliser de la dette, des fonds propres ou quasi-fonds propres (*equity* ou *quasi-equity*).

Cette nouvelle approche a été motivée par le fait que les investissements dans les projets d'accès à l'énergie sont limités par le manque d'accès aux capitaux. *ElectriFI* est ainsi supposé répondre aux besoins des investisseurs en leur proposant un outil de financement de projet.

**ElectriFI reflète un changement profond dans la manière d'agir d'une grande partie des financeurs internationaux.**

Cette décision reflète un changement profond dans la manière d'agir d'une grande partie des financeurs internationaux. Avec cette approche, un changement de paradigme semble s'opérer, les bailleurs affichant clairement la volonté d'en finir avec le système des subventions qui ne serait plus nécessaire, le secteur privé pouvant en effet prendre le relais, le marché étant désormais mûr pour cela. *ElectriFI* s'appuie ainsi sur l'idée que la rentabilité des installations en énergies renouvelables pourrait être obtenue en soutenant les acteurs privés, motivés à faire

rapidement aboutir des projets techniquement viables afin de maximiser leur retour sur investissement. Ces modalités de financement de l'accès à l'énergie présentent cependant un certain nombre de limites :

- cela risque d'exclure une importante partie de la population malgache, notamment celle qui réside dans des habitats dispersés en zones rurales et dont les faibles revenus ne lui permettent pas de couvrir des coûts de raccordement élevés : « Les projets développés

pour ces zones peinent déjà à être rentables lorsqu'ils sont subventionnés à hauteur de 50 %<sup>15</sup> ». On peut alors s'interroger sur la juste répartition et les répercussions tangibles de l'accès à l'électricité pour une population majoritairement rurale ;

- cette approche laisse à penser que les start-up et investisseurs/opérateurs qui vont émerger pourraient répondre aux besoins des populations grâce à leurs innovations (techniques, organisationnelles, etc.), au risque de déresponsabiliser l'État dans sa mission de service public ;
- le secteur privé a des exigences différentes en termes de réduction de la pauvreté et des inégalités et de développement du tissu économique local. Il risque de chercher à cibler, même dans les zones isolées, les ménages les plus solvables sans forcément mettre en place une tarification adaptée aux plus pauvres, et plus encore dans un contexte où le cadre réglementaire ne l'exige pas et dans lequel les institutions nationales manquent de moyens pour s'assurer de l'universalité du service. Les solutions proposées par le secteur privé ne sont pas forcément pourvoyeuses d'emplois locaux et ne favorisent pas toujours les matériels disponibles localement ;
- les revenus générés par le secteur privé sont le plus souvent redistribués aux actionnaires, avec de faibles retombées pour l'État malgache ou les populations.

Ainsi, en dehors des objectifs de rentabilité nécessaires pour assurer la durabilité du service, il semble important de conserver des objectifs de développement économique, de réduction de la pauvreté et des inégalités, et de protection de l'environnement.

À Madagascar, aucun projet n'est pour le moment financé par ElectriFI, officiellement lancé en 2016. Sept projets dans six pays ont pour le moment été sélectionnés et appuyés, pour un montant total de 5,3 millions USD. Par comparaison, les investissements de l'Union européenne pour la Facilité Énergie entre 2008 et 2019 à Madagascar étaient de 15,2 millions USD (17,5 millions d'euros).

### L'accès à l'énergie pour tous n'est plus aujourd'hui la priorité des bailleurs de fonds.

L'accès à l'énergie pour tous, enjeu central en 2012, n'est plus aujourd'hui la priorité des bailleurs de fonds, qui se focalisent désormais sur de nouvelles thématiques plus « porteuses », comme les technologies de l'information et de la communication, la jeunesse, l'adaptation au changement climatique ou encore la protection des océans.

À noter cependant que la Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), à travers le projet de la SAVA, a investi 14 millions d'euros en subventions pour des installations supérieures à 5 MW, preuve que le secteur privé a besoin d'être appuyé et que certains financeurs dépendent de subventions pour cofinancer les investissements. Les guichets thématiques « Climat », comme le Fonds pour l'environnement mondial (FEM) pour le Fonds vert, disposent de ressources pour l'atténuation, dont fait partie l'électrification décentralisée par énergies renouvelables.

15. Entretien avec un responsable technique de l'ONG Tany Meva, chargée de la mise en place de plusieurs installations hydroélectriques à Madagascar.

## Quel positionnement pour le Gret et les ONG ?

### Des acteurs expérimentés

Les ONG comme le Gret ont joué un rôle non négligeable dans l'appui au développement du secteur. En l'absence d'investissements de l'État dans l'électrification rurale, les ressources qu'elles peuvent mobiliser, ainsi que leur expérience dans le domaine, représentent de solides bases sur lesquelles appuyer le développement des nouvelles stratégies d'amélioration de l'accès à l'électricité. Les ONG peuvent contribuer à la réflexion et à des expérimentations concrètes sur les outils de mise en cohérence des politiques publiques. Pour exemple, les modèles de délégation de service développés par le projet Rhyviere servent aujourd'hui de modèle pour de nombreux appels d'offres lancés par les projets d'électrification rurale soutenus par l'Ader. Par ailleurs, du fait de sa posture d'intermédiation et de neutralité, le Gret est en mesure de prendre position, d'alimenter le débat sectoriel et d'échanger avec des acteurs variés.

Cependant, comparé aux besoins, le nombre de réalisations reste limité (une trentaine de mini-réseaux installés à Madagascar en une dizaine d'années). Le « changement d'échelle » a du mal à être amorcé : difficulté à obtenir et à gérer des financements plus importants, fléchage des financements vers le privé, principe de non-substitution aux institutions nationales, etc.

**Comparé aux besoins, le nombre de réalisations reste limité.**

Une réflexion sur la cohérence des actions des différentes organisations doit être conduite. En effet, trop de projets fonctionnent aujourd'hui en parallèle, sans nécessairement prendre connaissance du retour d'expérience des actions déjà menées. Les résultats sont par ailleurs souvent enjolivés dans la communication et les rapports de fin de projets, personne ne voulant prendre le risque d'être celui qui affiche un bilan moins bon que les autres, et les difficultés sont souvent masquées ou dites à demi-mot.

Les projets développés sont conditionnés par des critères qui diffèrent en fonction des financeurs et qui ne répondent pas toujours aux besoins réels des acteurs malgaches, qui ont d'ailleurs tendance à suivre les exigences des bailleurs internationaux en priorisant la stratégie du « plus offrant ».

La diminution des subventions directes versées aux projets d'électrification peut être l'occasion de réfléchir à une meilleure mutualisation des efforts entre organismes. Les ONG devront se réinventer et initier, par exemple, des projets « intégrés » en coopération afin d'obtenir des financements ne provenant pas de financements fléchés « énergie », mais plutôt « territoire » ou « développement local » : l'électrification est en effet un moyen d'accélérer le développement du territoire, et il est judicieux de pouvoir travailler avec d'autres secteurs (développement agricole, formation professionnelle, etc.).

### Quel rôle ?

Les ONG se sont souvent positionnées en tant que porteur de projet. Dans un contexte où l'accès aux financements est plus difficile, elles se présentent aujourd'hui différemment :

- en tant qu'experts, avec une casquette « bureau d'études ». Pour le programme Énergie du Gret, cela représente désormais une part non négligeable des ressources : en 2018, sept expertises ont été menées sur différents terrains, alors qu'une expertise seulement avait été réalisée en 2016. Pour rester pertinentes, ces dernières doivent toutefois pouvoir s'enrichir de l'expérience des projets de terrain afin de produire des recommandations les plus percutantes possibles, qui ne soient pas « hors-sol » ;
- en tant qu'assistance technique sur le long terme, auprès de maîtrises d'ouvrage locales ou d'opérateurs ;
- en tant qu'incubateurs pour l'appui à l'émergence d'opérateurs de service dans le secteur de l'électricité, sur un modèle d'entreprise sociale ou de coopérative.

### Quelle relation entre les ONG et le privé ?

Le marché de l'électrification possède un potentiel important et notamment à Madagascar, où le taux d'électrification rurale reste très faible. De ce fait, les acteurs privés, internationaux comme locaux, s'y intéressent de plus en plus. Les opportunités y sont nombreuses : fournisseurs de technologies (lampes solaires, compteurs connectés, etc.), développeurs de projets d'énergies renouvelables « classiques » et start-up proposant des modèles innovants.

Ces dernières années, le secteur de l'accès à l'énergie, notamment l'électricité hors réseau, a vu émerger de nombreuses innovations. Celles-ci ont notamment été stimulées par la baisse du prix des composants électriques (stockage, production) et par le contexte institutionnel, qui a ouvert le marché africain à une multitude d'initiatives privées. Ces innovations sont tant techniques qu'organisationnelles, et on peut citer comme exemple les lampes solaires portables, le dispositif de paiement *pay-as-you-go*, les kiosques solaires ou encore les solutions containerisées. Elles sont le plus souvent portées par des entreprises qui développent des produits, dispositifs ou systèmes susceptibles de répondre en partie aux besoins des populations.

Cependant, certaines innovations n'aboutissent pas, soit parce que les produits, dispositifs ou systèmes n'ont pas réellement pris en compte le contexte d'implantation, soit parce qu'ils s'inscrivent mal, voire pas du tout, dans le cadre institutionnel, et sont donc rapidement relégués ou abandonnés. D'autres pénètrent quant à eux le marché sans avoir pris en compte les dimensions sociales (emplois locaux), environnementales (pollution, recyclage, etc.) et de gouvernance (ESG). Ainsi, même si l'innovation apporte une réponse à un besoin, elle n'est pas forcément créatrice de valeur économique locale.

Les ONG sont parfois sollicitées pour nouer des partenariats avec ces entreprises : leur expérience, leur implantation et leur connaissance du terrain sont précieuses pour faire aboutir les projets. Elles peuvent ainsi monnayer leurs compétences et se positionner en « prestataire de service » à différentes phases des projets (faisabilité, mise en place, suivi et évaluation). Les ressources financières issues de ces diverses prestations peuvent à leur tour combler les phases de transition entre deux projets, et sont de plus en plus contraignantes en termes de *reporting* que ne le sont les financements obtenus auprès des bail-

leurs « classiques ». Il existe toutefois le risque que l'ONG soit « instrumentalisée » pour servir des intérêts lucratifs et non pas ceux des populations et usagers.

Ce type de partenariat nécessite donc de clarifier le positionnement des ONG. Pour exemple, le Gret peut sans problème accompagner le développement d'innovations afin que celles-ci soient « adaptées et durables », dès lors que ces dernières s'inscrivent dans la lignée de ses objectifs et valeurs, en référence à sa charte d'engagement.

Ainsi, même si elles modifient leur positionnement (bureau d'études, assistance technique, opérateur de projet), les ONG, en tant que structures d'intermédiation, se doivent de continuer à défendre les valeurs qu'elles portent. Le développement d'infrastructures d'accès à l'énergie doit ainsi se faire en intégrant les aspects environnementaux, la réduction des inégalités (de genre, de classe, de revenu) et les transferts de compétences au niveau local.

Endossant le rôle de garde-fou lorsqu'elles prennent part à des projets, les ONG permettent également de tester de nouvelles formes d'organisation de gestion de l'énergie, moins capitalistiques et plus coopératives, dans lesquelles les usagers et citoyens participent avec les acteurs du secteur aux décisions en matière d'accès à l'énergie. En cela, elles restent encore indispensables pour innover et inventer un monde moins inégalitaire. ●

## POINTS À RETENIR

Dix ans après son lancement, plusieurs traits saillants ressortent de l'expérience de Rhyviere I.

Avec un objectif de structuration du dispositif national d'appui à l'électrification rurale, le projet avait vu le jour dans un contexte d'ouverture du secteur aux acteurs privés, marqué par la défaillance du système d'appui de l'Agence de développement de l'électrification rurale (Ader) à leur égard. Pour que ce processus de structuration contribue à l'élaboration d'un réseau national équitablement réparti sur l'ensemble du territoire, il est nécessaire que certaines questions politiques « sensibles » soient considérées au préalable : la restructuration et la redéfinition du rôle de la Jirama, l'encouragement des investissements en milieu rural, la définition d'une stratégie de planification claire, accordant notamment plus d'autonomie aux institutions nationales d'appui, de suivi et de contrôle du réseau électrique. Les pouvoirs publics doivent encore s'emparer et traiter de ces questions incontournables. Pour cela, ils pourront mobiliser les acteurs du secteur, tant publics que privés et qui, dans le sillage des différents projets, y compris Rhyviere I, ont connu une montée notable en expérience et en compétence, et s'appuyer sur des modèles et outils transposables à de nombreux projets d'électrification.

La nouvelle réforme du cadre législatif malgache de 2017 semble aller dans le sens d'un dispositif institutionnel en faveur d'une politique énergétique durable, notamment avec le renforcement de l'indépendance administrative et financière des institutions nationales de l'électrification, l'avancée du processus de libéralisation par le développement des énergies renouvelables ainsi que la meilleure intégration de la notion de protection .../...

de l'environnement. L'évolution des prérogatives de la Jirama et des collectivités locales, ainsi que de la planification nationale, doit encore être précisée. Enfin, afin d'attirer les investissements dans les espaces ruraux, d'autres points essentiels restent encore à améliorer, tels que la planification des réseaux ou le suivi et contrôle des opérateurs privés. Un dernier point sensible à souligner concerne la faiblesse du budget alloué à cette structuration, tant par les autorités que par les bailleurs de fonds internationaux, qui semblent vouloir diminuer leurs subventions directes au profit d'un accès facilité aux capitaux pour les opérateurs privés.

Par ailleurs, les expériences tirées de Rhyviere et des divers projets Facilité Énergie confirment la difficulté pour les opérateurs privés d'intervenir dans les zones rurales. Il existe plusieurs explications à cela :

- le **manque d'expérience** d'une grande partie des PME internationales et malgaches dans les domaines de l'électrification par énergies renouvelables, et notamment l'hydroélectricité ;
- la **difficulté à réunir des partenaires solides et des financements** pour des zones *a priori* peu rentables ;
- la **fragilité des institutions nationales**, qui disposent de peu de moyens et qui peinent à développer une stratégie cohérente.

Quant aux ONG, telles que le Gret, elles peuvent clairement jouer un rôle dans le développement des réseaux en milieu rural isolé. Elles vont toutefois devoir trouver de nouveaux positionnements et moyens de financer leurs actions. Les retours d'expériences des premiers projets hydroélectriques peuvent servir de base pour continuer à renforcer le système de délégation malgache, élaborer de nouvelles stratégies d'appui et financer des projets en milieu rural isolé. Les ONG peuvent également démontrer la façon dont le développement de l'accès à l'énergie peut se faire de manière citoyenne, plus coopérative et moins capitalistique, et avoir des retombées sur les territoires ciblés.

# Conclusion

**D**epuis la réforme de 1998, le secteur malgache de l'électrification s'est ouvert aux opérateurs privés, impliquant une coalition d'acteurs élargie, composée d'acteurs publics nationaux et décentralisés, d'investisseurs et de bureaux d'études privés, de collectivités territoriales et d'organisations de la société civile. En dépit de cette ouverture stimulante pour le développement du secteur, le taux d'électrification n'a que légèrement augmenté et reste faible dans les zones rurales, où réside la majorité de la population malgache. De plus, les premières vagues d'électrification du début des années 2000 ne se sont pas focalisées sur les énergies renouvelables, les infrastructures étaient peu rentables et de nombreux sites sont aujourd'hui à l'abandon. Plutôt prometteurs, les systèmes de délégation malgaches et de subvention du Fonds national de l'électricité (FNE) pour l'électrification rurale n'ont pas permis d'attirer des opérateurs toujours fiables, le mécanisme proposé encourageant en effet ces derniers à surestimer les montants des travaux afin de capter une subvention plus importante. Ce constat mettait en lumière le manque de structuration de la filière et la faiblesse des institutions nationales de régulation.

## LES RECOMMANDATIONS DU PROJET RHYVIERE I

Le projet Rhyviere I, mis en œuvre de 2008 à 2015, s'est orienté vers des actions de structuration du système de délégation et de subvention des opérateurs privés. Si le cadre légal est désormais stabilisé, et en dépit du fait que les acteurs, tant publics que privés, montent en compétences, des changements restent nécessaires pour améliorer les répercussions des projets d'électrification rurale. Ce document propose quelques pistes d'amélioration du mécanisme actuel de délégation malgache, formulées sous formes de recommandations d'ordres institutionnel, organisationnel et financier.

- Les pouvoirs publics doivent rester maîtres de la définition de l'infrastructure, d'autant plus lorsqu'ils en subventionnent une partie. Le recours à des bureaux d'études indépendants pour réaliser les études préalables, contrôler et suivre les travaux des délégataires, permettra de garantir le niveau d'investissement financier de ces derniers.

- Les formations doivent être renforcées et dispensées aux acteurs privés, bureaux d'études et opérateurs qui rencontrent encore des difficultés pour la réalisation et le suivi des projets.
- L'engagement financier des délégataires doit être réel et relativement important. Il s'agit d'un gage de motivation et d'engagement moral pour le service. En parallèle, il est nécessaire de développer des solutions de crédit permettant aux entreprises privées de s'engager dans le financement de l'électrification rurale.
- Les collectivités locales doivent être associées au schéma de maîtrise d'ouvrage en complément des autorités nationales. Elles peuvent jouer un rôle de régulation locale et d'équilibre de la délégation, tout en se posant en garantes du respect des termes sociaux du service.

Rhyviere I a montré que les coalitions d'acteurs regroupant État, collectivités locales, entreprises privées et organisations de la société civile pouvaient être une force motrice pour l'émergence de solutions innovantes d'électrification rurale. En évitant l'écueil du dogmatisme et de la simplification, ces coalitions ouvertes et équilibrées sont à même de proposer des solutions adaptées pour promouvoir l'accès universel à une énergie abordable, fiable, durable et moderne, vectrice de développement économique et de bien-être social.

## LES LIMITES DE LA FACILITÉ ÉNERGIE

Créé en 2005 par l'Union européenne, le programme Facilité Énergie avait vocation à cofinancer les projets cherchant à accroître l'accès des populations pauvres à des services énergétiques modernes et durables, notamment dans les zones rurales et périurbaines. Au total, huit projets Facilité Énergie ont été financés à Madagascar, dont Rhyviere I.

Le bilan de ce dispositif est néanmoins assez mitigé : une partie non négligeable des infrastructures financées ne sont toujours pas opérationnelles, tandis que les calendriers de réalisation ont subi d'importants retards. Les raisons sont multiples, et ne sont pas sans rappeler, dans un contexte de crise politique, les contraintes rencontrées par le projet Rhyviere : des projets novateurs testant de nouvelles technologies, des modalités de gestion n'ayant pas encore fait leurs preuves à Madagascar, un manque d'expérience du secteur privé, des difficultés à financer les infrastructures, des règles imposées par les cofinanceurs et enfin des problèmes de gestion des réseaux.

## UNE NOUVELLE RÉFORME DE POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE MALGACHE

Après le retour à une certaine stabilité politique en 2015, les pouvoirs publics malgaches ont adopté, dans le cadre d'un Plan national de développement (PND) de la nouvelle présidence, une *Lettre de politique de l'énergie de Madagascar (2015-2030)*. La loi n° 98-032 a ainsi été modifiée par la loi n° 2017-20 portant Code de l'électricité à Madagascar,



promulguée le 10 avril 2018 après un long processus de consultation auprès des acteurs. Les ajustements proposés tiennent compte des évolutions du secteur : les énergies renouvelables sont intégrées, les procédures pour l'obtention d'un contrat d'autorisation ou de concession sont allégées pour les petites puissances installées, avec la possibilité pour l'Ader de les délivrer. L'ORE, quant à elle, devient une autorité administrative indépendante : l'Autorité de régulation de l'électricité (Arelec).

Le projet de réforme est donc plutôt ambitieux. Si la notion de protection de l'environnement a effectivement été ajoutée, il faut toutefois que les autorités compétentes soient en mesure de s'assurer de la bonne application des plans de gestion environnementaux et sociaux associés. Ces trois aspects sont essentiels à l'accélération et à la bonne régulation de l'électrification rurale. On peut toutefois regretter le manque de précisions sur certains sujets, tels que le changement de statut et de prérogatives de la Jirama, l'absence de mention de la commune comme maître d'ouvrage local, l'élargissement des périmètres attribués aux opérateurs et les mesures précises en termes de planification nationale. Enfin, certaines modalités doivent être entérinées et précisées par décret en 2018, ce qui permettra de donner une certaine consistance à des textes plus généraux (modalités d'exonération des droits de douane par exemple). ●



## BIBLIOGRAPHIE

- Ader (2017), *Bulletin d'information trimestriel*, n° 1, juin 2017, 2 p.
- Ader, ministère de l'Énergie et des Hydrocarbures (2015), *Nouvelle approche pour accélérer l'électrification rurale : cas de Madagascar*, Hamburg, 25 avril 2015, 17 p.
- Aides (2012), *Diagnostic du secteur de l'énergie à Madagascar*, Antananarivo, ministère de l'Énergie, WWF, 197-XXXV p.
- Banque mondiale (2013), *Madagascar : pour un dialogue sur les enjeux du développement*, Antananarivo, Banque mondiale, bureau de Madagascar, juin 2013, 79 p.
- Banque mondiale (2014), « Le secteur électrique », in *Opportunités et défis pour une croissance inclusive et résiliente : recueil de notes de politique pour Madagascar*, Banque mondiale, p. 237-254.
- Berthélemy J.-C., Béguerie V. (dir.) (2016), *Électrification décentralisée et développement*, *FACTS Reports*, numéro spécial 15, 163 p., Institut Veolia, Ferdi.
- Berthélemy J.-C., Béguerie V. (2016), « Introduction. Électrification décentralisée et développement : un premier bilan des initiatives récentes », *FACTS Reports*, numéro spécial 15, p. 4-9, Institut Veolia, Ferdi.
- Bertholet F., Rakotondramanana V. (2010), « Le secteur électrique : un potentiel de développement qui reste à exploiter », in Morisset J. (dir.), *Madagascar : vers un agenda de la relance économique*, Banque mondiale, p. 319-332.
- Bianco (2015), *Rapport annuel 2015*, Antananarivo.
- Bianco (2016), *Rapport annuel 2016*, Antananarivo.
- Cerqueira J. (2016), « Quelles coalitions d'acteurs pour électrifier Madagascar ? », *FACTS Reports*, numéro spécial 15, p. 34-45, Institut Veolia, Ferdi.
- ECR (2016), *Évaluation finale du projet Rhyviere I*, Gret, 69 p., document interne.
- Eberhard A., Gratwick K., Morella E., Antmann P. (2016), *Independent Power Projects in Sub-Saharan Africa: Lessons from Five Key Countries*, Washington, DC, World Bank, 324 p., DOI: 10.1596/978-1-4648-0800-5.

- FAD (2016), *Madagascar, Programme d'appui à la réforme du secteur de l'énergie (Parse) : rapport d'évaluation*, FAD, [36] p.
- FAO (2007), *La situation mondiale de l'alimentation et de l'agriculture*, Rome, FAO, 240 p.
- Fondation Énergies pour le monde (2008), *De l'électricité verte pour un million de ruraux à Madagascar*, Fondation Énergies pour le monde, ministère de l'Énergie et des Mines, 56 p.
- IEA (2015), *World Energy Outlook 2015*, Paris, IEA Publications, 700 p.
- IEA, World Bank (2017), *Global Tracking Framework: Progress toward Sustainable Energy*, Washington, DC, World Bank, DOI: 10.1596/978-1-4648-1084-8.
- Instat (2013), *Enquête nationale pour le suivi des objectifs du millénaire pour le développement à Madagascar*, Anosy Antananarivo, Instat, 2012-2013, [92] p.
- Levy D., Ged A. (dir.) (2007), *Partenariat public-privé dans le secteur de l'électricité. Contribution des pays, volume 2*, Québec, Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie (IEPF), 298 p., Points de repères n° 16.
- Madagascar, Ministère de l'Énergie et des Hydrocarbures (2015), *Lettre de politique de l'énergie 2015-2030*, 30 p.
- Magrin G. (2007), « L'Afrique sub-saharienne face aux famines énergétiques », *EchoGéo* [en ligne], n° 3, DOI: 10.4000/echogeo.1976.
- Morisset J. (2009), *Pour que la terre tourne... aussi à Madagascar : vers un agenda de relance économique*, 31 p.
- Nations unies (2002), *Rapport du Sommet mondial pour le développement durable, Johannesburg (Afrique du Sud), 26 août-4 septembre 2002*, New York, Nations unies, 192 p.
- Olivier de Sardan J.-P. (2015), « Practical norms: informal regulations within public bureaucracies (in Africa and beyond) », in De Herdt T., Olivier de Sardan J.-P. (eds), *Real Governance and practical norms in Sub-Saharan Africa: The game of the rules*, Routledge, p. 19-62.
- Pagiola S., Platais G. (2002), « Market-based mechanisms for conservation and development: the simple logic of payments for environmental services », *Environment Matters—Annual Review*, p. 26-27.
- Pnud (2011), *Rapport sur le développement humain 2011 : durabilité et équité, un meilleur avenir pour tous*, Pnud, 1995 p.
- Rakotoarimanana M., Sören D. (2009), *Utilité des plans directeurs pour avancer l'électrification rurale : l'expérience récente de Madagascar*, Africa Electrification Initiative: Practical Know How for Scaling Up Electricity Access in Africa, Maputo Workshop, Session 7 « Can Masterplans work? », 10 June 2009.
- Rakotomalala T., Ratsaraefadahy M. et al. (2015), *Guide standard pour demande de financement en électrification rurale décentralisée fondée sur la biomasse*, Antananarivo, Cirad, 27 p.

- Randrianarivony R. (dir.) (2017), *Guide des procédures Rhyviere pour la réalisation de petites centrales hydroélectriques à Madagascar à l'usage des porteurs de projets*, Madagascar, Gret, 85 p., Cahier pratique n° 1, réalisé dans le cadre du projet Rhyviere I.
- Randrianarivony R. (dir.) (2017), *Guide d'identification et de sélection de sites pour la production en hydroélectricité à l'usage des porteurs de projets*, Madagascar, Gret, 28 p., Cahier pratique n° 2, réalisé dans le cadre du projet Rhyviere I.
- Randrianarivony R. (dir.) (2017), *Cahier des charges de conception des réseaux hydroélectriques ruraux à l'usage des acteurs de l'électrification à Madagascar*, Madagascar, Gret, 174 p., Cahier pratique n° 4, réalisé dans le cadre du projet Rhyviere I.
- Randrianarivony R. (dir.) (2017), *Cahier des charges d'exploitation et de maintenance des réseaux hydroélectriques ruraux à Madagascar à l'usage des élus locaux*, Madagascar, Gret, 131 p., Cahier pratique n° 6, réalisé dans le cadre du projet Rhyviere I.
- Razafindrakoto M., Roubaud F., Wachsberger J.-M. (dir.) (2014), « Madagascar : anatomie d'un état de crise – Dossier », *Afrique contemporaine*, n° 251, 2014/3, p. 13-154.
- Razafindrakoto M., Roubaud F., Wachsberger J.-M. (2017), *L'énigme et le paradoxe : économie politique de Madagascar*, Marseille, IRD Éditions/AFD, 279 p.
- Toillier A. (2011), *Quel schéma de gouvernance pour un mécanisme de paiement pour services hydrologiques ? Le cas de la microcentrale de Tolongoïna, Madagascar*, ANR, programme Serena, 22 p., Document de travail n° 2011-02.
- Toillier A., Andriamahefazafy F., Cahen-Fourot L., Serpantié G., Méral P. (2011), *Les PSE-eau à Madagascar : une gouvernance à deux vitesses*, ANR, Programme Serena (Services environnementaux et usages de l'espace rural), 22 p., Document de travail n° 2011-11.

## RÉFÉRENCES WEB

- Pnud Madagascar, À propos de Madagascar [consulté en 2017], <http://www.mg.undp.org/content/madagascar/fr/home/countryinfo.html>
- Banque mondiale, Madagascar, Doing Business [consulté en 2017], <http://français.doing-business.org/data/exploreconomies/madagascar#getting-electricity>
- Banque mondiale, Madagascar Electricity Sector Operations and Governance Improvement Project - AF to ESOGIP, 2018 [consulté en 2018], <http://projects.banquemondiale.org/P164318?lang=fr>
- Banque mondiale, Madagascar : plan d'investissement du programme de valorisation à grande échelle des énergies renouvelables (SREP) [consulté en 2017], <http://projects.banquemondiale.org/P159725/?lang=fr&tab=documents&subTab=projectDocuments>
- Midi Madagasikara, Code de l'Électricité : le ministre de l'Énergie censuré par la HCC, 13 décembre 2017 [consulté en 2017], <http://www.midi-madagasikara.mg/politique/2017/12/13/code-de-lelectricite-le-ministre-de-lenergie-censure-par-la-hcc>

- RFI Afrique (2015), Madagascar : des inculpés pour corruption toujours en poste, 28 novembre 2015 [consulté en 2017], <http://www.rfi.fr/afrique/20151128-madagascar-corruption-jirama-proces-inculpés-bianco>

## AUTRES SOURCES

- Ader, Bulletins d'information trimestriels, 2016-2017.
- Gret, Rapports d'activités du projet, 2008-2015.
- Pnud, Rapports sur le développement humain, 2011-2016.

## CADRE JURIDIQUE

- Loi n° 94-008 du 26 avril 1995 fixant les règles relatives à l'organisation, au fonctionnement et aux attributions des collectivités territoriales décentralisées.
- Loi n° 98-032 du 20 janvier 1999 portant réforme du secteur de l'électricité.
- Loi n° 2015-039 sur le partenariat public-privé.
- Loi n° 2017-020 portant Code de l'électricité à Madagascar.
- Loi n° 2017-021 portant réforme du Fonds national de l'électricité (FNE).
- PRC-ELEC (s.d.). Proposition de révision du cadre juridique de l'électricité. ●

## ANNEXE 1

### LE PROJET RHYVIERE II

À la suite du premier projet Rhyviere, le Gret a lancé en 2015 le projet Rhyviere II. Financé par l'Union européenne et le Fonds français pour l'environnement mondial (FFEM), pour un budget global d'environ 7 millions d'euros, il est mené en partenariat avec l'Institut de recherche pour le développement (IRD), Enea Consulting et le Cite.

Ce nouveau projet s'appuie sur les acquis et retours d'expérience de la première phase du projet Rhyviere, présentée dans cet ouvrage. Deux centrales hydroélectriques sont prévues, Bealanana, dans la région Sofia, d'une capacité de 1,5 MW, et Sahatona, dans la région Amoron'i Mania, d'une capacité de 1 MW (voir carte page suivante). Elles permettront de raccorder 50 000 personnes.

Ainsi ces nouvelles centrales auront une puissance bien supérieure à celle développée dans le cadre du projet Rhyviere I.

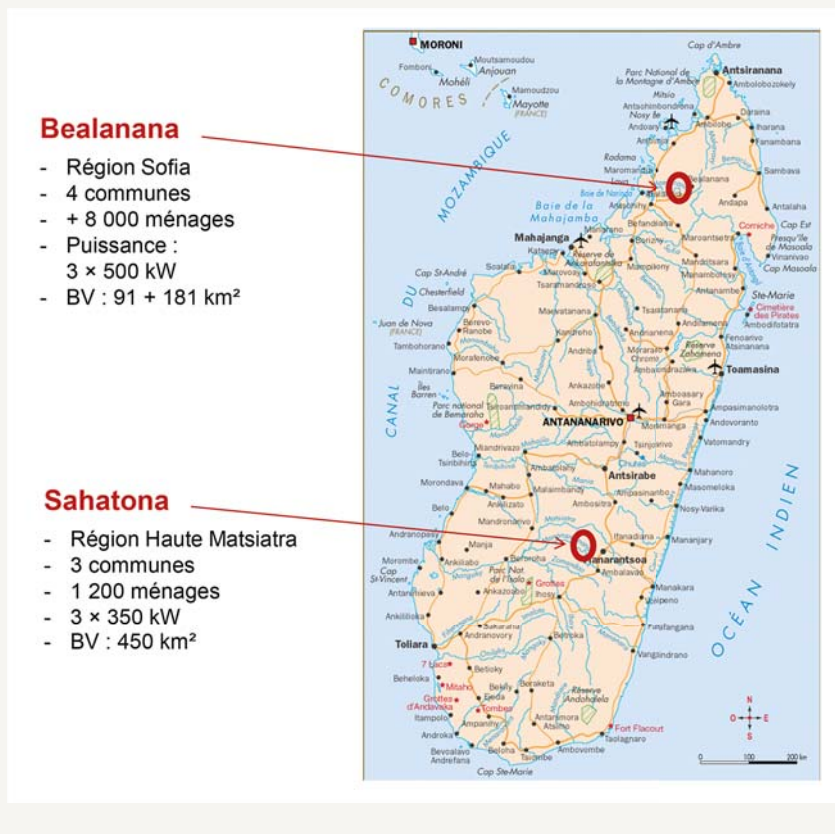
Si la méthodologie d'intervention est globalement similaire à celle de Rhyviere I, quelques aménagements ont toutefois été opérés :

- le délégataire est sélectionné par le biais d'un appel à candidature, et le montant de la contribution en subvention est fixe (autour de 60 %) ;
- pour sécuriser la contribution du délégataire, un compte en banque « projet » dédié a été créé, permettant de sécuriser les fonds du délégataire et d'assurer un suivi transparent des dépenses ;
- le système de la subvention en cascade (voir le paragraphe p. 97) a été abandonné. Les délégataires ne peuvent désormais plus réaliser les travaux par eux-mêmes, et les entreprises de construction sont sélectionnées par appel d'offres (selon les procédures de l'Union européenne). Une entreprise de niveau international réalise les études d'avant-projet détaillé et se charge du suivi des travaux de génie civil. Le Gret effectue toutes les dépenses via le compte dédié, en plus d'être maître d'œuvre<sup>1</sup> global de l'intégralité des travaux ;

---

1. Voir glossaire p. 19-20.

## Localisation des sites présélectionnés pour le projet Rhyviere II



- le délégataire réalise lui-même la production et la pose des poteaux, ainsi que les raccordements. Ces dépenses sont valorisées comme cofinancement. Cette modalité, non prévue initialement dans le contrat signé avec l'Union européenne, a été négociée en cours de projet afin de réduire les coûts. Rajouter un intermédiaire pour les raccordements n'aurait en effet qu'ajouté de la complexité et augmenté le coût du projet ;
- le délégataire s'engage à mettre en place des plans communaux d'électrification pour le site de Sahatona ;
- un volet « environnement » fait partie intégrante du projet : des diagnostics environnementaux ont été réalisés en partenariat avec l'IRD, et des mesures de réduction de l'érosion ont été mises en œuvre ;
- afin d'encourager les banques à financer les délégataires, un travail de sensibilisation et d'information a été conduit, qui a abouti à la signature par ces dernières d'une charte d'engagement. Malgré tout, les banques ont refusé de financer le délégataire sélectionné. ●



## DANS LA COLLECTION « COMPRENDRE, AGIR ET PARTAGER »

---

- 01.** *Gouvernance partagée des aires protégées à Madagascar – Quel contenu donner à la cogestion ?, 2017.*
- 02.** *Pratiques d'alimentation et de soins des femmes enceintes et des jeunes enfants à Nevers – Étude des quartiers Baratte-Courlis et Bords de Loire (2013), 2018.*
- 03.** *Se nourrir et être enfant au Burkina Faso – À la croisée de savoirs anthropologiques et nutritionnels dans la boucle du Mouhoun, 2018.*
- 04.** *Des turbines et des Hommes – Quelles coalitions d'acteurs pour l'électrification rurale à Madagascar ? Retours d'expériences du projet Rhyviere, 2018.*

*Responsables éditoriaux :  
François Enten, Marie Camus.*

*Relecture : Marie Camus, Véronique Beldame,  
François Enten, Jérôme Levet, Caroline Baud.*

*Conception de maquette et composition :  
Hélène Gay (Gret).*

*Photos : © Gret*

*Dépôt légal : janvier 2019.*

*Imprimé en janvier 2019  
sur les presses de Primo (France).*

# DES TURBINES ET DES HOMMES

Quelles coalitions d'acteurs pour l'électrification rurale à Madagascar ?  
Retours d'expériences du projet Rhyviere

Madagascar, l'un des pays les moins électrifiés d'Afrique, enclenche en 1998 la libéralisation de sa politique énergétique par l'adoption d'une réforme du secteur de l'électricité. Le marché de l'électrification rurale s'ouvre aux petits opérateurs privés, mettant fin au monopole de la société d'État, la Jirama. Un organisme spécifique, l'Agence de développement de l'électrification rurale (Ader), est créé afin de mettre en œuvre la stratégie nationale d'électrification rurale et accompagner les initiatives privées. Prenant appui sur ce dispositif institutionnel, et grâce aux financements découlant de l'intégration du secteur de l'énergie dans les politiques de l'aide internationale, de multiples initiatives d'électrification rurale voient le jour, dont le projet Rhyviere I.

Ce projet, mené par le Gret avec Energy Assistance et l'Institut de recherche pour le développement (IRD), et cofinancé par l'Union européenne et l'Ader, s'inscrit dans cette dynamique de partenariat public-privé. Il explore les conditions de développement de la petite hydroélectricité (inférieure à un mégawatt) pour la mise en place d'un service public en milieu rural. Mené de 2007 à 2015, il a accompagné, en mobilisant une coalition d'acteurs publics et privés, locaux et nationaux, la construction de trois microcentrales alimentant huit communes rurales.

Prenant appui sur cette expérience, ce document met en perspective l'action du Gret et de ses partenaires en s'interrogeant sur les modalités de partenariats public-privé et de financement appropriées au secteur électrique malgache. Il formule en conclusion des recommandations destinées aux projets de petite hydroélectricité et, plus largement, d'électrification rurale.

## Financiers



*Cette publication a été cofinancée par l'Union européenne et l'Ader. Son contenu relève de la seule responsabilité du Gret et ne peut aucunement être considéré comme reflétant le point de vue de l'Union européenne ou de l'Ader.*

## Partenaires



Campus du Jardin d'agronomie tropicale de Paris  
45 bis avenue de la Belle Gabrielle  
94736 Nogent-sur-Marne Cedex, France  
Tél. 33 (0)1 70 91 92 00  
[www.gret.org](http://www.gret.org)



ISSN 2645-9477  
ISBN 978-2-86844-321-2



9 782868 443212