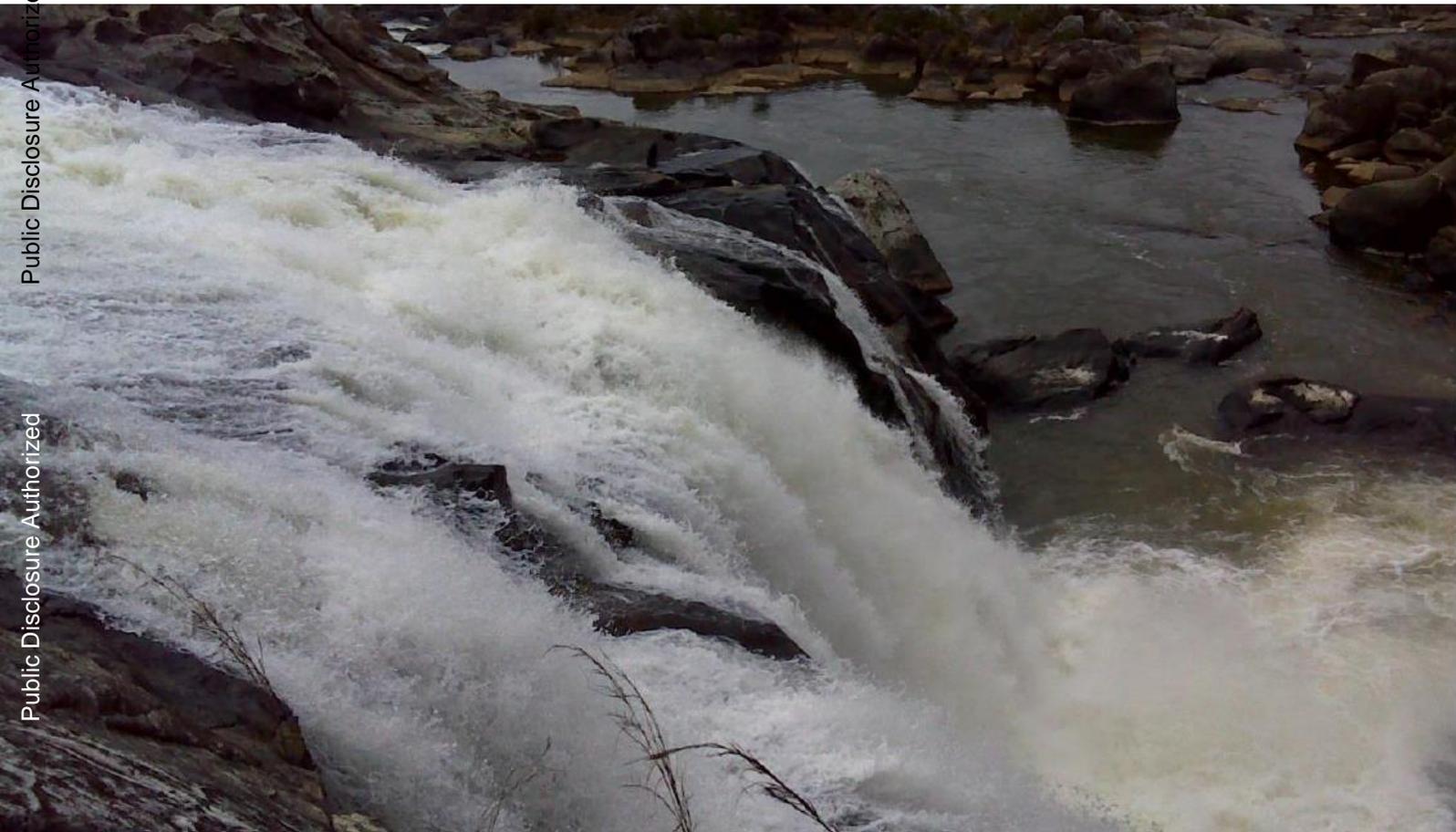


Small Hydro Resource Mapping in Madagascar

SMALL HYDRO MAPPING REPORT

[FRENCH VERSION]

April 2017



This report was prepared by [SHER Ingénieurs-Conseils s.a.](#) in association with [Mhylab](#), under contract to The World Bank.

This is the final output from the **small hydro resource mapping component of the activity “Renewable Energy Resource Mapping and Geospatial Planning – Madagascar”** [Project ID: P145350]. This activity is funded and supported by the Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), a multi-donor trust fund administered by The World Bank, under a global initiative on Renewable Energy Resource Mapping. Further details on the initiative can be obtained from the [ESMAP website](#).

The **Small Hydro Mapping Report** complements the Hydro Atlas for Madagascar and summarizes the analysis methodology and the results of the literature phase and the field phase. This is a **final output** and will be published, together with the Hydro Atlas for Madagascar, **via The World Bank’s main website and** listed on the ESMAP website along with the other project outputs - please refer to the corresponding country page.

Copyright © 2017 THE WORLD BANK
Washington DC 20433
Telephone: +1-202-473-1000
Internet: www.worldbank.org

The World Bank, comprising the International Bank for Reconstruction and Development (IBRD) and the International Development Association (IDA), is the commissioning agent and copyright holder for this publication. However, this work is a product of the consultants listed, and not of World Bank staff. The findings, interpretations, and conclusions expressed in this work do not necessarily reflect the views of The World Bank, its Board of Executive Directors, or the governments they represent.

The World Bank does not guarantee the accuracy of the data included in this work and accept no responsibility for any consequence of their use. The boundaries, colors, denominations, and other information shown on any map in this work do not imply any judgment on the part of The World Bank concerning the legal status of any territory or the endorsement or acceptance of such boundaries.

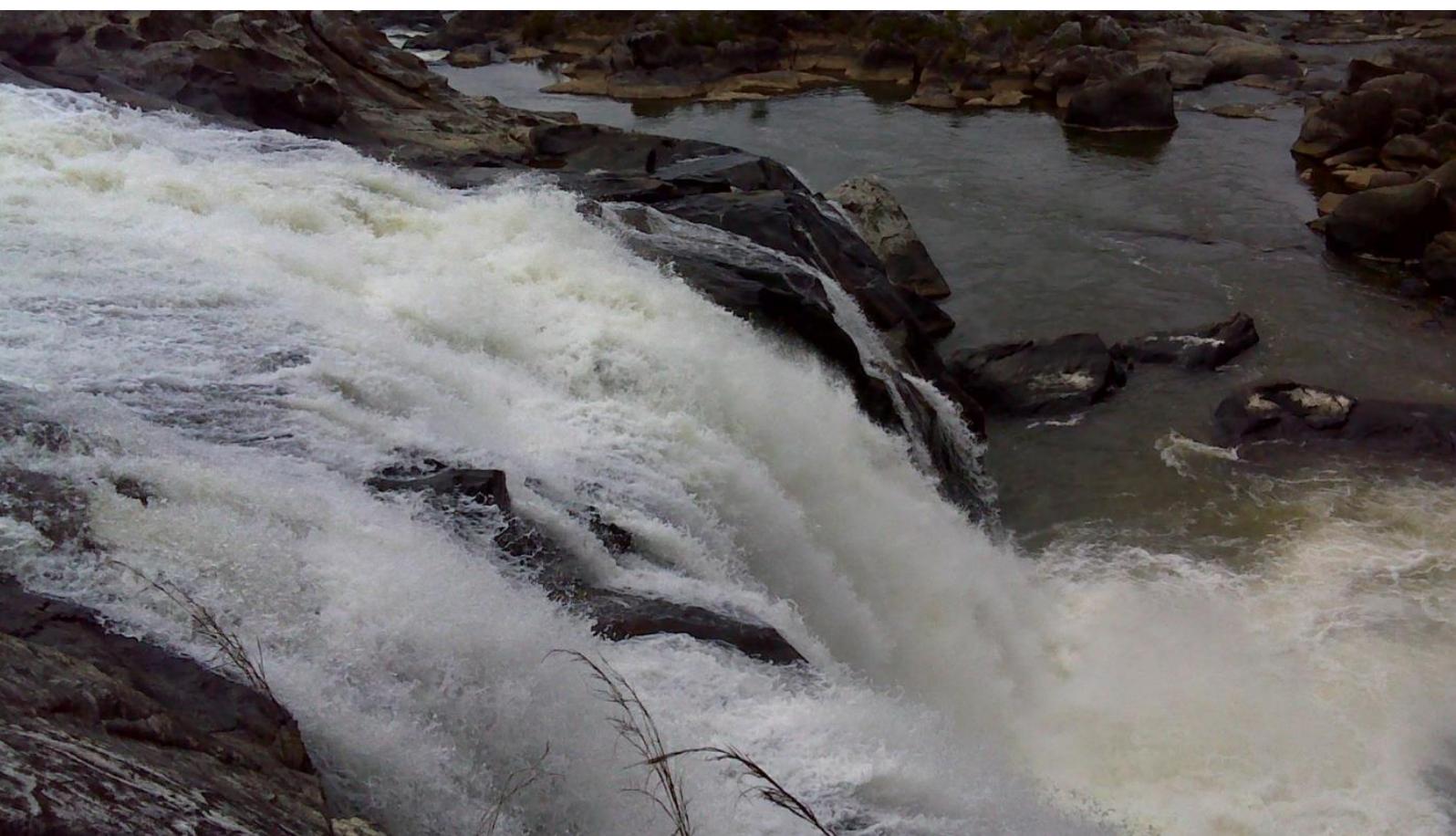
The material in this work is subject to copyright. Because The World Bank encourages dissemination of its knowledge, this work may be reproduced, in whole or in part, for non-commercial purposes as long as full attribution to this work is given. Any queries on rights and licenses, including subsidiary rights, should be addressed to World Bank Publications, The World Bank Group, 1818 H Street NW, Washington, DC 20433, USA; fax: +1-202-522-2625; e-mail: pubrights@worldbank.org. Furthermore, the ESMAP Program Manager would appreciate receiving a copy of the publication that uses this publication for its source sent in care of the address above, or to esmap@worldbank.org.

Phase 3 - Production of a Validated Resource Atlas

SMALL HYDRO MAPPING REPORT

Renewable Energy Resource Mapping: Small Hydro – Madagascar [P145350]

April 2017



Version Française



IN ASSOCIATION WITH



FINAL OUTPUT

Correspondence Table between the terms of reference and reporting and the ESMAP phases:

ESMAP General Phasing	Correspondence with ESMAP-Small Hydro Madagascar ToR
Phase 1 Preliminary resource mapping output based on satellite and site visits	Activity 1 - Data collection and production of Hydro Atlas, review and validation of small hydro potential Activity 2 - Small hydro electrification planning Activity 3 - Small hydro prioritization and workshop
Phase 2 Ground-based data collection	Activity 4 - Data collection and final validation (from the REVISED TERMS OF REFERENCES FOR THE ACTIVITY 4) : A - Review of previously studied small hydropower sites B - Data collection and final validation C - Pre-feasibility study of two priority sites for small hydropower development
Phase 3 Production of a validated resource atlas that combines satellite and ground-based data	D - Support to the Ministry of Energy to build capacity and take ownership of the created GIS database for hydropower E - Updated Small Hydro Mapping Report for Madagascar

SHER Ingénieurs-conseils s.a.

Rue J. Matagne, 15
 5020 Namur – Belgium
 Phone : +32 81 32 79 80
 Fax : +32 81 32 79 89
 www.sher.be

Project Manager: Rebecca DOTET
Référence SHER : MAD04
Phone : +32 (0) 81 327 982
Fax : +32 (0) 81 327 989
E-mail : dotet@sher.be

Rev.n°	Date	Content	Drafted	Verified
0	01/2015	Mapping Report - Interim	Gérard CHASSARD	Pierre SMITS
1	03/2015	Mapping Report - FINAL	Gérard CHASSARD	Pierre SMITS
2	02/2017	Mapping Report – FINAL – update Phase 3	Quentin GOOR	Pierre SMITS

SHER INGÉNIEURS-CONSEILS S.A.
 IS ISO 9001 CERTIFIED



Abréviations et acronymes

ADEME	Agence de Maîtrise de l'Énergie
ADER	Agence de Développement de l'Électrification Rurale
AO	Appel d'Offre
APD	Avant-Projet Détaillé
APIPA	Autorité pour la Protection contre les Inondations de la Plaine d'Antananarivo
APS	Avant-Projet Sommaire
BAD	Banque Africaine de Développement
BDHM	Banque de Données Hydro pluviométriques de Madagascar
BEI	Banque Européenne d'Investissement
BM	Banque Mondiale
BRGM	Bureau de Recherches Géologiques et Minières
CIRAD	Centre International de Recherche pour l'Agriculture et Développement
DGE	Direction de l'Énergie
DGM	Direction Générale de la Météorologie
DGRE	Direction de la Gestion des Ressources en Eau
EDM	Electricité de Madagascar
ENR	ENergie Renouvelable
ERD	Electrification Rurale Décentralisée
ESF	Electriciens Sans frontières
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program
EU	European Union
FAD	Fonds Africains de Développement
FMO	Société néerlandaise pour le financement du développement
FONDEM	Fondation Energies pour le Monde
FTM	Foiben-Taosarintanin'i Madagasikara
FWC	Framework Contract
GEOSIM	Logiciel de planification de l'Electrification Rurale
GES	Gaz à Effet de Serre
GIS	Geographical Information System
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH
GRDC	Global Runoff Data Centre
GRET	Groupe de Recherche et d'Echanges Technologiques
GTE	Groupe de Travail Energie
GTZ/GIZ	Deutsche Gesellschaft für Technische / Internationale Zusammenarbeit GmbH)
GVEP	Global Village Energy Partnership
GWh	Giga Watt heure, Milliards de kWh ou Millions de MW
HFF	Henri Fraise & Fils (société)
IED	Innovation Energie Développement
IEPF	Institut de l'Énergie et de l'Environnement de la Francophonie
INSTAT	Institut National de la Statistique
IPP's	Independent Power Producer's
IRENA	International Renewable Energy Agency

JICA	Japan International Cooperation Agency
JIRAMA	Jiro sy Rano Malagasy (Société d'électricité et d'eau de Madagascar)
kW	kilo Watt
kWh	kilo Watt heure
LCOE	Levelized Cost Of Electricity
MAP	Madagascar Action Plan
MdE	Ministère de l'Énergie
MDE	Maîtrise De l'Énergie
MGA	Malagasy Ariary
MIGA	Multilateral Investment Guarantee Agency
MNT	Modèle numérique de terrain
MW	Mega Watt
MWh	Mega Watt heure
NEPAD	NEw Partnership for Africa's Development
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration
ONE	Office National de l'Environnement
ONG	Organisation Non Gouvernementale
ORE	Office de Régulation de l'Électricité
ORSTOM	Office de la recherche scientifique et technique outre-mer
PADR	Plan d'Action pour le Développement Rural
PIC	Projet Pôles Intégrés de Croissance
PNUD	Programme des Nations Unies pour le Développement
PPP	Partenariat Public Privé
PV	Solaire Photovoltaïque
RFE	Rainfall estimates
RIAED	Réseau International d'Accès aux Energies Renouvelables
RTA	Rio Tinto Alcan
SE	Système Electrique
SFI	Société Financière Internationale
SIG	Système d'Information Géographique
SNAT	Stratégie Nationale d'Aménagement du Territoire
TWh	Tera Watt heure
WB	World Bank
WWF	World Wildlife Fund

Table des matières

1	Introduction	14
1.1	Contexte général du projet ESMAP - FWC.....	14
1.2	Cadre du rapport de cartographie de la petite hydraulique à Madagascar	14
1.3	Objectifs, résultats et activités de l'étude	14
2	Caractéristiques physiques de Madagascar	16
2.1	Géographie.....	16
2.2	Géomorphologie.....	16
2.3	Hydrologie.....	16
3	Mise en place de la base de données géographiques.....	18
3.1	Données géographiques contextuelles	18
3.2	Sites de production d'électricité existants	19
3.3	Sites hydroélectriques potentiels	25
3.3.1	Sources des données	25
3.3.2	Mise en place de la base de données géographiques des sites potentiels.....	27
3.4	Production de la base de données finale	29
4	Processus d'identification et sélection des sites prometteurs	34
4.1	Etablissement d'un portefeuille de projets prometteurs correspondant aux critères d'étude ...	34
4.2	Critères d'étude.....	36
4.2.1	Politique Energétique et espaces de croissance	36
4.2.2	Débit moyen interannuel	36
4.2.3	Puissance potentielle.....	36
4.2.4	Productible moyen annuel	36
4.2.5	Débit d'étiage	36
4.2.6	Longueur approximative de la (des) piste(s) d'accès	37
4.2.7	Raccordement au réseau ou à un centre isolé.....	37
4.2.8	Détermination d'un coût de construction estimatif d'un PAH à Madagascar	37
4.2.9	Impacts environnementaux.....	40
4.3	Résultats de la sélection et portefeuille de projets hydro-électriques 1-20 MW	41
4.4	Planification sommaire	42
5	Meilleurs sites prometteurs pour un investissement à court terme.....	45
5.1	Organisation des visites des sites prometteurs	45

5.2	Etude hydrologique ciblée pour les sites prometteurs.....	47
5.2.1	Objectifs et limitations de l'étude hydrologique sur les sites prometteurs.....	47
5.2.2	Base de données hydrométéorologique	47
5.3	Modélisation des courbes de débits classés	56
5.3.1	Approche méthodologique	56
5.3.2	Analyse descriptive des données hydrologiques et sélection du modèle statistique.....	57
5.3.3	Détermination des paramètres caractéristiques des bassins versants jaugés et non jaugés..	58
5.4	Evaluation économique préliminaire des meilleurs sites prometteurs	68
5.4.1	Calcul du coût des aménagements.....	68
5.4.2	Calcul de la production électrique des sites potentiels	68
5.4.3	Calcul du LCOE (Levelized cost of energy - coût actualisé de l'énergie).....	69
5.5	Caractéristiques principales des sites potentiels visités	69
5.6	Sélection des sites prioritaires pour un développement à court terme	73
5.6.1	Coûts des lignes.....	73
5.6.2	Identification de la demande	73
5.6.3	Sélection des 20 sites prioritaires pour un développement à court terme	74
5.6.4	Analyse par groupe (connexion au centre de distribution/consommation).....	80
6	Sélection de sites prometteur parmi les sites potentiels étudiés à un stade avancé dans les études antérieures ou prévus dans les plans de développement... 89	
6.1	Analyse bibliographique	89
6.2	Processus de sélection de sites prometteurs pour le développement à court terme.....	95
7	Campagne de mesures hydrologiques	100
7.1	Introduction et objectifs	100
7.2	Conclusions et recommandations.....	102
8	Investigation complémentaires	103
9	Etudes de pré faisabilité de deux aménagements hydroélectriques	105
9.1	Introduction et objectifs	105
9.2	Description des critères de sélection des sites à étudier en étude de pré faisabilité.....	105
9.2.1	Critère 1 : Puissance estimée comprise entre 1 et 20 MW	105
9.2.2	Critère 2 : $Q_{50\%}$ et ouvrages hydrauliques adaptés à la petite hydraulique [$Q_{50\%} < 50 \text{ m}^3/\text{s}$]	106
9.2.3	Critère 3 : Coût actualisé de la production d'énergie (LCOE) : LCOE (hors accès et hors lignes) < 70 US\$/MWh ou LCOE (avec accès et lignes) < 120 US\$/MWh	106
9.2.4	Critère 4 : Disponibilité d'information hydrologique	106

9.2.5	Critère 5 : Pas de contrainte environnementale et sociale évidente y compris le transport solide	107
9.2.6	Critère 6 : Pas de contrainte géologique majeure identifiée	107
9.3	Analyse multicritères	107
9.4	Conclusions et sélection des sites	109
9.5	Résumé de l'étude de préfaisabilité du site de Fanovana (G407)	112
9.6	Résumé l'étude de préfaisabilité du site de de Mahatsara (SF196)	114
10	Renforcement des capacités et formations	117
10.1	Système d'Information Géographique	117
10.1.1	Partie 1 : Introduction au SIG	117
10.1.2	Partie 2 : Utilisation et mise à jour de la base de données associée à l'HydroAtlas	117
10.2	Suivi hydrologique de rivière.....	117
10.2.1	Partie 1 : Réseau de mesures hydrologique.....	117
10.2.2	Partie 2 : Notions de mesures hydrologiques appliquées à l'hydroélectricité.....	120
10.3	Concept de base en hydroélectricité.....	120
11	Atlas Hydroélectrique de Madagascar	121
12	Conclusions	123
13	Annexes	125
13.1	SiteFinder : un outil de détection de sites hydroélectriques	125
13.2	EconEval - Un outil de calcul économique préliminaire de site hydro-électrique	133
13.2.1	Données de terrain.....	133
13.2.2	Types d'aménagements	133
13.2.3	Paramètres hydrologiques	134
13.2.4	Conception des ouvrages	135
13.2.5	Estimation des coûts	141
13.2.6	Production électrique.....	151
13.3	Bibliographie	157

Figures

Figure 1	Processus d'analyse et de priorisation	15
Figure 2.	Puissance disponible par type et par région. Les portions des diagrammes représentent les contributions des différentes sources d'énergie en pourcentage de puissance disponible totale dans chaque région.....	21
Figure 3.	Principales centrales hydroélectriques existantes.	24
Figure 4	SiteFinder - tronçon intéressant signalé par des pointillé rouge (exemple pour le site SF038)	26
Figure 5	Répartition géographique des 575 sites détectés par SiteFinder	27
Figure 6.	Extrait de la base de données de l'étude dans Quantum GIS.	33
Figure 7 :	Processus de sélection des sites potentiels.....	35
Figure 8	Localisation d'un site potentiel dans une zone protégée.....	41
Figure 9.	Modèle numérique de terrain de Madagascar.	50
Figure 10.	Nombre de stations de mesure de débit pour lesquelles nous disposons des données validées, en fonction du temps.	54
Figure 11.	Localisation des stations de jaugeage sélectionnées	55
Figure 12.	Modélisation des courbes de débits classés: représentation schématique de la méthodologie de modélisation.....	56
Figure 13.	Courbe des débits classés et modèles statistiques ajustés pour la Station d'Antsindra sur la Mananjary	58
Figure 14.	Bassins versants des 33 sites hydroélectriques prometteurs	61
Figure 15.	Variables explicatives des paramètres des modèles du Versant Est.....	64
Figure 16.	Variables explicatives des paramètres des modèles du Versant Ouest.....	64
Figure 17.	Distribution de la hauteur de chute brute disponible aux 33 sites prometteurs.....	70
Figure 18.	Distribution de la puissance garantie disponible aux 33 sites prometteurs	70
Figure 19.	Distribution de la puissance disponible considérant un débit d'équipement $Q_{50\%}$ aux 33 sites prometteurs	71
Figure 20	Processus de sélection des 20 sites prioritaires	76
Figure 21	Carte de localisation des groupes de sites prometteurs	79
Figure 22.	Sites potentiels antérieurement étudiés ou prévus dans les plans de développement.....	91
Figure 23	Critères appliqués aux sites étudiés à un stade avancé ou prévus dans les plans de développement	95
Figure 24.	Localisation des stations de suivi hydrologique installées dans le cadre de l'étude ESMAP Small Hydro Madagascar	101
Figure 25.	Illustration du processus de sélection des sites	103
Figure 26.	Carte de localisation des 17 sites hydroélectriques potentiels.....	104
Figure 27.	Formation théorique à Antananarivo (26/01/2016)	119
Figure 28.	Formation pratique sur le site de Fanovana le 27/01/2016	119
Figure 29.	Visite du site G191 (Chute d' Andriamanjavona) sur la Rivière Namorona et jaugeage à l'ADCP avec des représentants de la JIRAMA (03/02/2016).....	120
Figure 30	Exemple de profil en long de rivière comparé au débit	125
Figure 31:	Distribution du débit spécifique minimal.....	126
Figure 32:	Echelle utilisée pour la comparaison des résultats entre SRTM et ASTER.....	129
Figure 33 :	Domaine d'application des turbines (Layman. 2005).....	139
Figure 34 :	Conception des barrages en remblais (USB, design of small dams, p.250)	143

Tableaux

Tableau 1 Données géographiques (SIG) collectées.	19
Tableau 2. Parc de production existant en Juin 2014 (Source: site internet de l'ORE).....	20
Tableau 3. Caractéristiques des principales centrales hydroélectriques existantes connectées à l'un des RI.	22
Tableau 4. Sites hydroélectriques potentiels par source d'information.....	25
Tableau 5 Sites hydroélectriques potentiels détectés par SiteFinder.....	26
Tableau 6. Contenu de la base de donnée cartographique.	33
Tableau 7 Décompte des 49 sites correspondant aux critères d'étude.....	41
Tableau 8 Liste des 33 sites potentiels prometteurs à visiter.....	43
Tableau 9. Répartition des stations de mesure de débit par source.	48
Tableau 10. Chronogramme des stations de mesure de débit disponibles.....	52
Tableau 11. Répartition des stations de mesure de débit sélectionnées.	53
Tableau 12. Caractéristiques statistiques principales des stations de mesure de débit retenues.	57
Tableau 13. Caractéristiques statistiques principales des stations de mesure de débit retenues.	60
Tableau 14. Caractéristiques principales des bassins versants jaugés.....	63
Tableau 15. Débits spécifiques extrapolés aux 33 sites hydroélectriques prometteurs	67
Tableau 16. Caractéristiques principales des sites hydroélectriques prometteurs visités	72
Tableau 17 coûts au MWh pour différentes sources de production	77
Tableau 18 Niveaux de prix des combustibles GO et FO.....	77
Tableau 19 Groupes de sites suivant leur option de raccordement	78
Tableau 20 Table synoptique des 20 sites prioritaires.....	88
Tableau 21 Talaviana : exemple de site multi-référencé	89
Tableau 22 Sites potentiels antérieurement étudiés ou prévus dans les plans de développement : statistiques	90
Tableau 23 Sites potentiels antérieurement étudiés ou prévus dans les plans de développement	94
Tableau 24 Résultats du processus de sélection de sites prometteurs pour un développement à court terme.....	99
Tableau 25. Localisation des stations de mesure.....	100
Tableau 26. Résultat de l'analyse multicritère	108
Tableau 27. Caractéristiques principales du projet d'aménagement hydroélectrique du site de Fanovana	112
Tableau 28. Caractéristiques principales du projet d'aménagement hydroélectrique de Mahatsara (SF196)	114



1 Introduction

1.1 CONTEXTE GÉNÉRAL DU PROJET ESMAP - FWC

ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program) est un programme d'assistance technique administré par la Banque Mondiale et soutenu par 11 donateurs bilatéraux. ESMAP a lancé, en janvier 2013, une initiative qui permet de soutenir les efforts menés par les pays pour améliorer la connaissance des ressources en énergie renouvelable (ENR), mettre en place des cadres institutionnels appropriés pour le développement des ENR, et fournir un «libre accès» aux ressources et données géospatiales. Cette initiative appuiera également le programme IRENA-GlobalAtlas en améliorant la disponibilité et la qualité des données consultables à travers un Atlas interactif.

La présente étude "Renewable Energy Resource Mapping: Small Hydro Madagascar", fait partie d'un projet d'assistance technique, financé par ESMAP, mis en œuvre par la Banque Mondiale à Madagascar (le «Client»), qui vise à soutenir les ressources cartographiques et la planification géospatiale pour la petite hydraulique. Il est mené en étroite coordination avec le Ministère de l'Énergie et des Hydrocarbures, l'Office de Régulation de l'Électricité (ORE), Agence de Développement de l'Électrification Rurale (ADER) et la JIRAMA.

1.2 CADRE DU RAPPORT DE CARTOGRAPHIE DE LA PETITE HYDRAULIQUE À MADAGASCAR

Le Rapport de Cartographie de la Petite Hydraulique (en anglais : Hydro Mapping Report) est le résultat de la consolidation des résultats de l'étude. Il a été rédigé en interaction avec le Rapport de Planification (en anglais : Hydro Planning Report) et vient en complément de l'HydroAtlas. Il inclut la méthodologie d'analyse et les résultats de la phase documentaire et de la phase de terrain. Ce rapport présente l'ensemble des activités réalisées dans le cadre de cette étude ainsi leur articulation les unes par rapport aux autres.

1.3 OBJECTIFS, RÉSULTATS ET ACTIVITÉS DE L'ÉTUDE

Les objectifs de l'étude sont :

- L'amélioration de la qualité et de la disponibilité de l'information sur la ressource hydro-électrique de Madagascar;
- Une revue détaillée et mise à jour du potentiel de petite hydroélectricité (1-20 MW), et
- Des recommandations concernant l'implémentation de la petite hydroélectricité dans le cadre de la planification du secteur énergie.

Les résultats attendus de l'étude sont :

- Des données rassemblées dans une base de données géographiques (SIG);
- Un atlas thématique sur l'hydroélectricité à Madagascar avec une emphase particulière sur la petite hydroélectricité, et
- Des recommandations pour développer le secteur de la petite hydroélectricité à Madagascar.

Les 3 phases de l'étude ESMAP sont :

- **PHASE 1** : Cartographie préliminaire de la ressource basée sur une analyse géographique et des visites de sites
- **PHASE 2** : Campagne de collecte des informations de terrain
- **PHASE 3** : Production d'un Atlas validé des ressources combinant des données cartographiques et des mesures de terrain

Pour Madagascar, ces trois phases ont été ventilées dans 4 activités :

- **Activité 1** : Récolte de données et production d'un HydroAtlas / Revue et validation du potentiel de la petite hydroélectricité
- **Activité 2** : Intégration du développement de la petite hydroélectricité dans la planification de l'électrification (rurale et interconnectée) à Madagascar
- **Activité 3** : Priorisation de la petite hydroélectricité, visite des sites et atelier de validation
- **Activité 4** : Récolte de données de terrain et validation finale (update de l'HydroAtlas/ campagne de mesures hydrologiques / études complémentaire en géologie et environnement)

Un processus d'analyse et de priorisation a été proposé, débattus et approuvé avec la partie malgache lors de l'activité 1 du projet. Ce processus, présenté à la Figure 1 ci-dessous permet de comprendre les interactions entre les différentes phases d'étude.

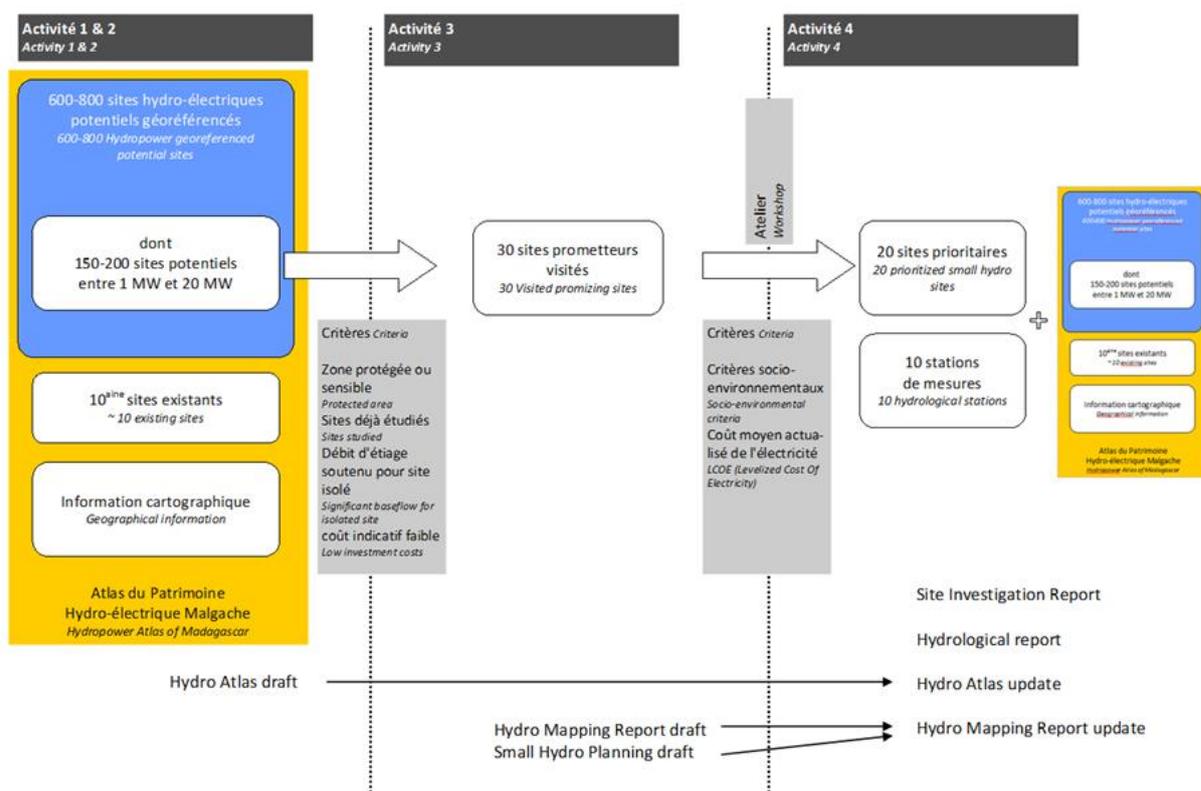


Figure 1 Processus d'analyse et de priorisation

2 Caractéristiques physiques de Madagascar

2.1 GÉOGRAPHIE

L'île de Madagascar est située au sud-ouest de l'Océan Indien, à proximité de l'Afrique orientale, dont elle n'est séparée que par un bras de mer de 400 km de large environ, le canal de Mozambique. Suivant une orientation générale N.N.E.- S.S.W elle s'étend sur une longueur de 1 600 km, du Cap d'Ambre au Cap Sainte-Marie, entre 11°57' et 25°39' de latitude sud. Dans sa plus grande largeur, Madagascar mesure 570 km environ. Le méridien 47° est de Greenwich partage l'île en deux parties à peu près égales. Sa superficie est voisine de 590.000 km², soit la surface de la France, la Belgique et les Pays-Bas réunis.

Antananarivo, la capitale, se trouve à environ 2000 km de l'équateur et à 8000 km du pôle sud. Les petites îles "limitrophes" du continent antarctique (îles Crozet, Kerguelen, etc.) se trouvent à 4000 km plus au sud. L'île est traversée par le tropique du Capricorne, un peu au-dessous de la latitude de Toliara, c'est-à-dire que sa partie méridionale se trouve à la hauteur des déserts africains de l'hémisphère sud. Ceci entraîne dans cette région une certaine aridité du climat modérée, cependant, par le voisinage de la mer. Madagascar est donc presque entièrement située dans la zone tropicale. Mais l'influence du relief, de la latitude, de l'exposition crée une très grande diversité du climat entraînant une complexité extrême des régimes hydrologiques.

2.2 GÉOMORPHOLOGIE

Ce qui frappe immédiatement lorsqu'on examine une carte physique de Madagascar, c'est la dissymétrie de l'île normalement à son grand axe. Le versant occidental s'étale doucement vers le canal de Mozambique, tandis que la pente du versant oriental est toujours très forte, la ligne de partage des eaux étant toujours à moins de 100 km en moyenne de l'Océan Indien.

Ce caractère du relief aura donc une conséquence directe sur le tracé du réseau hydrographique : les fleuves les plus longs seront ceux du versant occidental tandis que sur le versant oriental, les fleuves plus courts, auront un profil très accentué avec de nombreuses chutes parfois très importantes.

L'examen plus détaillé du relief de Madagascar va montrer certaines particularités qui influenceront plus ou moins directement l'écoulement des eaux de surface.

On peut diviser Madagascar en trois grands ensembles orographiques : les hautes terres centrales, le versant oriental, la zone sédimentaire du nord-ouest, de l'ouest et du sud.

2.3 HYDROLOGIE

Les principaux fleuves et rivières drainent environ de 335.405 km² de bassins versants, soit 57% de la superficie totale du pays. Les ressources en eau de surface sont estimées 332 km³/an et les ressources souterraines à 55 km³/an. Les 13 retenues les plus importantes ont une capacité totale estimée à 493 millions de m³, dont 108 millions sont destinés à l'irrigation et 385 millions à l'hydro-électricité.

Les effets du changement climatique difficiles à quantifier à Madagascar. La détection des changements des précipitations annuelles s'avère difficile car les changements au cours de l'année peuvent se compenser, et c'est surtout la répartition des pluies au cours de l'année qui varie. L'effet

sur la période d'intérêt (20-25 ans) pour la petite hydro-électricité ne devrait pas être important. Les projets d'investissement futurs devront être attentifs aux futures études sur le sujet.

Concernant les régimes hydrologiques, des phénomènes sont cités tel que « la capture » entre les deux rivières la Mahajamba et le Kamoro qui évolue actuellement vers la Mahajamba. On observe également la diminution du niveau et l'envasement du lac Alaotra. Ces 25 dernières années, le nombre moyen annuel ainsi que l'intensité des cyclones qui touchent Madagascar ont augmenté (50 cyclones de catégorie 4-5 entre 1990 et 2004 contre 23 entre 1975 et 1989).

Tous ces événements perturbent énormément le calendrier cultural entraînant des chutes de rendement et provoquant également des dévastations de cultures par inondation et ensablement des parcelles. Parmi les mesures spécifiques pour lutter contre ces phénomènes, la mesure prioritaire est la réhabilitation des stations météorologiques, des stations de jaugeages des grands bassins et rivières pour le suivi des régimes hydrographiques et également pour les grands lacs afin de mieux appréhender l'importance et l'évolution des variations.

Notons que seules les rivières autour de la ville d'Antananarivo disposent d'échelles limnigraphiques dans le cadre d'un système d'alerte des crues et la protection de la ville en cas d'inondation.

3 Mise en place de la base de données géographiques

Tous les éléments relatifs au secteur de l'hydroélectricité à Madagascar possédant une référence géographique sont regroupés dans un système d'information géographique (SIG) et présentés dans les sections suivantes.

3.1 DONNÉES GÉOGRAPHIQUES CONTEXTUELLES

Il existe deux types de données géographiques:

- **Données matricielles:** celles-ci représentent l'information par une grille de cellules de taille uniforme auxquelles sont assignées des attributs (valeurs). Chaque cellule couvre une aire géographique considérée comme étant homogène (valeur de l'attribut).
- **Données vectorielles :** Il s'agit de données graphiques décrites en tant que points, lignes, ou polygones auxquels sont assignés des attributs.

Les données géographiques collectées durant l'Activité 1 et qui alimentent le système d'information géographique (SIG) de l'étude, leurs caractéristiques principales ainsi que leurs sources, sont présentées dans le tableau suivant (Tableau 1):

THÉMATIQUE	FORMAT	CARACTÉRISTIQUES PRINCIPALES	SOURCES
Limites administratives	Vectorel	Pays / Provinces / Régions / Districts / Communes	Institut Géographique et Hydrographique de Madagascar (FTM) FTM BD500, FTM BD200
Villes principales	Vectorel	32 cites and towns	Open Street Map, 2014
Cartes topographiques	Matriciel	1:1,000,000	FTM
	Matriciel	1:500,000	FTM
	Matriciel	1:100,000 couverture complète du pays	FTM
	Matriciel	1:50,000 couverture partielle du pays	IGN France / FTM
Modèle numérique de terrain (MNT)	Matriciel	SRTM v4.1 résolution spatiale ~ 90m	NASA, 2014 http://www2.jpl.nasa.gov/srtm/
	Matriciel	ASTER GDEM v2 résolution spatiale ~ 30m (expérimental)	http://www.jspacesystems.or.jp/en_/
Occupation du sol	Vectorel	11 classes d'occupation du sol	Schéma National d'Aménagement du Territoire (SNAT)
Zones protégées	Vectorel	SAPM / sites prioritaires / sites potentiels	Atlas numérique du système des aires protégées de Madagascar (SAPM) http://atlas.rebioma.net/
Géologie	Matriciel	1:1,000,000	Schéma National d'Aménagement du Territoire (SNAT)
	Vectorel	Digitalisation des planches au 1:500,000	Service Géologique 1969
Carte des sols	Matriciel	1:1,000,000	ISRIC-WISE, 2006
Dégradation des sols	Matriciel	1:1,000,000	ISRIC-GLASOD, 1991
Pédologie	Matriciel	1:1,000,000	Schéma National d'Aménagement du Territoire (SNAT)
	Matriciel	1:10,000,000	
Géomorphologie	Matriciel	1:1,000,000	Schéma National d'Aménagement du Territoire (SNAT)

THÉMATIQUE	FORMAT	CARACTÉRISTIQUES PRINCIPALES	SOURCES
Concessions minières	Vectorel	-	Bureau Du Cadastre Miniers de Madagascar (BCMM)
Image satellite	Matriciel	Image Landsat 1999	Google Earth
	Matriciel	Image Landsat 2005	Google Earth
Densité de population	Matriciel	Image Landsat Résolution ~1km (moyenne sur 24h)	Oak Ridge National Laboratory, 2012
Pôles de développement	Vectorel	Zones bénéficiant d'actions d'appuis spécifiques de la part du gouvernement	Schéma National d'Aménagement du Territoire (SNAT)
Lacs	Vectorel	Inland water bodies in Africa	FAO, 2000 http://www.fao.org/geonetwork
Hydrographie	Vectorel	River "flow accumulation" network from the HYDRO1k for Africa	FAO, 2006 http://www.fao.org/geonetwork
Stations de mesure de débit	Vectorel	Localisation des stations	GRDC, Direction Générale de la Météorologie de Madagascar, ouvrage « Fleuves et Rivières de Madagascar, 1992 »
Moyenne mensuelle des précipitations et des températures	Matriciel	résolution spatiale ~ 1km	WorldClim, v1.4 http://www.worldclim.org/
Routes	Vectorel	Routes nationales, routes principales et pistes	FTM BD500, FTM BD200
Réseaux interconnectés (RI)	Vectorel	Reconstitué à partir de plusieurs fichiers et sources différentes	JIRAMA, ORE, SHER
Centres de production et de distribution d'électricité existants	Vectorel	Produit à partir du document « Diagnostic du Secteur Energie, 2012 »	JIRAMA, 2012
Centrales hydroélectriques existantes	Vectorel	Compilation de sources différentes	JIRAMA, ORE, MdE, SHER
Sites hydroélectriques potentiels	Vectorel	Compilation de sources différentes	JIRAMA, ORE, World Bank, MdE, ADER, SHER

Tableau 1 Données géographiques (SIG) collectées.

3.2 SITES DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EXISTANTS

Selon les statistiques sur les parcs des Concessionnaires et Permissionnaires publiées au mois de Juin 2014 sur le site web de l'ORE ¹, Madagascar possède une capacité installée de production d'électricité de 552 MW dont 162 MW et 389 MW produits respectivement par l'hydroélectricité et le thermique. Le reste étant produit par d'autres sources d'énergie renouvelable telles que l'éolien, le solaire et la biomasse. De cette capacité installée de 552 MW, seuls 303 MW sont actuellement disponibles (juin 2014), soit 54.9%.

¹ www.ore.mg

REGION	HYDROELECTRIQUE		THERMIQUE		AUTRES ER	
	Nominale (kW)	Disponible (kW)	Nominale (kW)	Disponible (kW)	Nominale (kW)	Disponible (kW)
Alaotra Mangoro	24160	20150	6085	3203	130	-
Amoron'i Mania	213	130	4359	1958	-	-
Analamanga	14280	12358	132562	75312	6	6
Analanjirifo	2576	1000	6499	2630	-	-
Androy	-	-	1498	667	19	19
Anosy	-	-	5198	4195	305	5
Atsimo Andrefana	95	5	24151	7699	7	4
Atsimo Atsinanana	-	-	2364	1269	-	-
Atsinanana	97960	66420	51794	17636	-	-
Betsiboka	85	80	1414	624	-	-
Boeny	-	-	29758	16522	104	104
Bongolava	-	-	1452	977	-	-
Diana	-	-	61064	32227	82	82
Haute Matsiatra	6050	3840	6856	4190	1	-
Ihorombe	20	15	3632	1270	81	80
Itasy	30	-	-	-	3	3
Melaky	-	-	1307	670	-	-
Menabe	-	-	5515	2935	-	-
SAVA	-	-	15878	5581	-	-
Sofia	-	-	6037	2852	-	-
Vakinankaratra	16720	10890	16308	3082	6	-
Vatovavy Fitovinany	60	50	5237	2134	-	-
TOTAL (MW)	162.2	114.94	388.97	187.63	0.74	0.30
Pourcentage du total	29.4%	37.9%	70.5%	62.0%	0.1%	0.1%

Tableau 2. Parc de production existant en Juin 2014 (Source: site internet de l'ORE).

La répartition des puissances installées (puissance nominale) et disponibles par source et par région est décrite au Tableau 2 et illustrée à la Figure 2. On y voit que le thermique domine le mix énergétique disponible dans la plupart des régions de Madagascar à l'exception des régions de Alaotra-Mangoro, Atsinanana et Vakinankaratra dans lesquelles se trouvent les principales centrales hydroélectriques du pays. Les autres sources d'énergie renouvelable sont marginales, excepté dans la province d'Itasy où seul un groupe solaire de 3 kW est actuellement opérationnel.

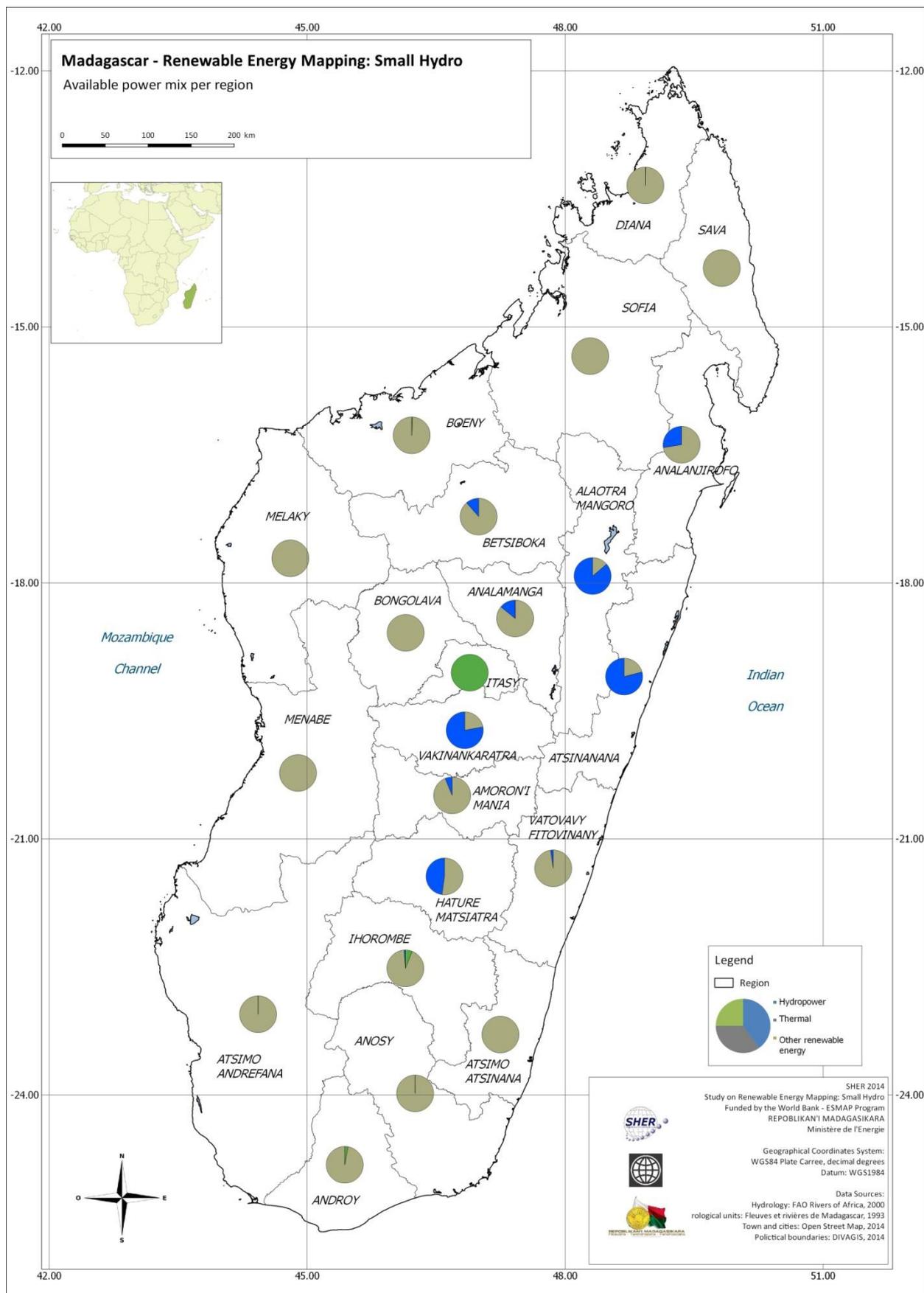


Figure 2. Puissance disponible par type et par région. Les portions des diagrammes représentent les contributions des différentes sources d'énergie en pourcentage de puissance disponible totale dans chaque région

En juin 2014, Madagascar possédait une puissance installée de 162.25 MW de source hydroélectrique. Cette dernière était répartie entre 11 centrales hydroélectriques majeures dont la puissance installée varie entre 0.45 MW à Manandray dans la province de Fianarantsoa à 91 MW à Andekaleka dans la province de Toamasina. Les caractéristiques des 10 centrales principales raccordées aux différents réseaux interconnectés sont présentées au Tableau 3.

NOM	GESTIONNAIRE	TYPE		PUISSANCE		ENERGIE MOYENNE ANNUELLE (GWH)	MISE EN SERVICE	RÉSEAU	
				INSTALLÉE (MW)	GARANTIE (MW)				
Manandona	JIRAMA	Fil de l'eau	Total	1.6	1.0	5		RIA	
			Gr. 1	0.5					1930
			Gr. 2	0.5					1930
			Gr. 3	0.6					1960
Antelomita 1	JIRAMA	Réservoir	Total	4.1	4.0	21		RIA	
			Gr. 1	1.4					1930
			Gr. 2	1.4					1930
			Gr. 3	1.4					1952
Antelomita 2	JIRAMA	Réservoir	Total	4.1	4.0	20		RIA	
			Gr. 1	1.4					1952
			Gr. 2	1.4					1953
			Gr. 3	1.4					1953
Mandraka	JIRAMA	Réservoir	Total	24.0	20.0	60		RIA	
			Gr. 1	6.0					1956
			Gr. 2	6.0					1956
			Gr. 3	6.0					1966
			Gr. 4	6.0					1972
Andekaleka	JIRAMA	Fil de l'eau	Total	91.0	56.0	538		RIA	
			Gr. 1	29.0					1982
			Gr. 2	29.0					1982
			Gr. 3	33.0					2012
Sahanivotry	IPP (HYDELEC)	Fil de l'eau	Total	15.0	5.0	80		RIA	
			Gr. 1	5.0					2008
			Gr. 2	5.0					2008
			Gr. 3	5.0					2008
Tsiacompaniry	IPP (HFF)	Fil de l'eau	Total	5.2	2.0	21		RIA	
			Gr. 1	2.6					2010
			Gr. 2	2.6					2010
Namorona	JIRAMA	Fil de l'eau	Total	5.6	3.5	42		RIF	
			Gr. 1	2.80					1980
			Gr. 2	2.80					1980
Manandray	JIRAMA	Fil de l'eau	Total	0.5	0.4	2		RIF	
			Gr. 1	0.14					1932
			Gr. 2	0.14					1932
			Gr. 3	0.17					1963
Volobe	JIRAMA	Fil de l'eau	Total	6.8	6.0	42		RIT	
			Gr. 1	1.5					1931
			Gr. 2	1.5					1931
			Gr. 3	1.5					1955
			Gr. 4	2.2					1977
TOTAL				157.8	101.9	830.6			

Tableau 3. Caractéristiques des principales centrales hydroélectriques existantes connectées à l'un des RI.

Le fonctionnement de ces centrales est caractérisé par 125.6 MW (79.6%) au fil de l'eau et seulement 32.2 MW (20.4%) avec capacité de régulation (réservoir).

En termes de gestion, 20.2 MW (12.8%) appartiennent à des producteurs indépendants (Hydelec et HFF) et 137.6 MW (82.2%) sont gérés par la JIRAMA. Toutes ces centrales sont raccordées aux réseaux interconnectés mais la majorité de la puissance produite est injectée sur le Réseau Interconnecté d'Antananarivo : 145 MW (91.8%) sont injectés sur le Réseau Interconnecté d'Antananarivo (RIA), 6.1 MW (3.9%) sur le Réseau Interconnecté de Fianarantsoa (RIF) et 6.8 MW (4.3%) sur le Réseau interconnecté de Toamasina (RIT). On remarque également que le parc est relativement ancien, avec des centrales mises en service dans les années 1930 pour les plus anciennes. En 2012, un nouveau groupe de 33 MW a été ajouté à la centrale hydroélectrique d'Andekaleka portant ainsi sa puissance installée à 91 MW.

La localisation de ces centrales hydroélectriques existantes est illustrée à la Figure 3.



Figure 3. Principales centrales hydroélectriques existantes.

3.3 SITES HYDROÉLECTRIQUES POTENTIELS

3.3.1 Sources des données

La base de données des sites hydroélectriques potentiels à Madagascar est constituée de deux sources principales d'information décrites dans les paragraphes ci-dessous : (i) la littérature reprenant diverses études et listes ainsi que (ii) un logiciel d'analyse spatiale permettant d'identifier les tronçons de rivière à fort potentiel hydroélectrique sur base de la pluviométrie et de la topographie. Ce logiciel est un outil développé par SHER Ingénieurs-Conseils.

3.3.1.1 Littérature existante

Une synthèse de la littérature existante à été réalisée au travers de l'analyse de nombreuses études techniques, documents stratégiques, plans directeurs et listes.

Un résumé des documents analysés se trouve dans le Rapport Hydro Atlas (draft) ainsi que les cinq listes de sites potentiels qui ont été remises au Consultant, présentées à l'Annexe 3 de ce rapport. Le Tableau 4 ci-dessous résume la répartition des sites potentiels suivant la source de l'information.

SOURCE	NOMBRE DE SITES
Liste du secteur Energie ²	501
Liste du Ministère de l'Energie	80
Liste ADER	780
Liste ORE (sites communs à d'autres listes)	67
Etudes diverses / littérature	109
TOTAL	1537

Tableau 4. Sites hydroélectriques potentiels par source d'information.

Ces listes, qui possèdent des sites en commun, possèdent des coordonnées géographiques et quelques informations techniques telles que la puissance installée, une hauteur de chute brute ou un débit.

Il est important de rappeler que les listes sont le plus souvent des synthèses de plusieurs documents. La plupart du temps, ces derniers ne sont pas ou plus disponibles. Très souvent, il existe des erreurs importantes sur le positionnement ou sur les paramètres techniques, et il n'est pas possible de remonter à l'origine de celles-ci et ni de les corriger. Aussi, il existe une grande incertitude sur les paramètres techniques, lorsqu'ils sont renseignés, car nous ne disposons généralement pas d'information sur les hypothèses qui ont permis de les déterminer.

3.3.1.2 Contribution de SiteFinder : outil de détection de sites hydroélectriques

L'objet du logiciel SiteFinder est de détecter les chutes d'eau naturelles ou les portions de rivière à forte pente, associées à un débit, pour faire ressortir les tronçons favorables au développement de l'hydro-électricité. Le programme se base principalement sur un Modèle Numérique de Terrain (MNT) et sur un certain nombre de données climatiques et/ou hydrologiques.

² Liste provenant des archives de la Banque Mondiale

Le principe de base du programme est de détecter les chutes d'eau associée à une taille de bassin versant fixée suivant les besoins de l'étude. Le débit moyen des rivières est estimé à partir de la taille du bassin et/ou des données de répartition de la pluviométrie annuelle moyenne. Le programme déduit la puissance spécifique pour chaque tronçon de rivière. Ces résultats, affichés à l'écran, permettent d'identifier les sites potentiels. Un exemple de résultat (Site potentiel SF038), reporté sur la carte topographique, est présenté à la Figure 4.

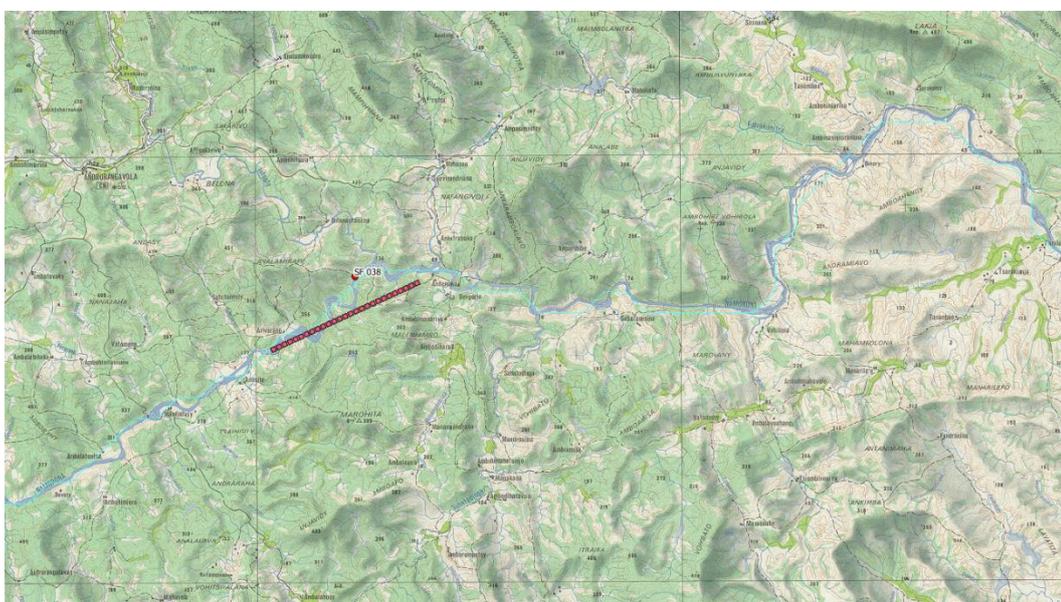


Figure 4 SiteFinder - tronçon intéressant signalé par des pointillé rouge (exemple pour le site SF038)

Une analyse complète de la mise en place de SiteFinder dans le contexte de Madagascar est détaillée en Annexe 13.1.

Un total de 575 sites a été détecté. Ces derniers sont illustrés à la Figure 5.

SOURCE	NOMBRE DE SITES
SiteFinder	575 (dont 412 n'ont pas d'équivalence avec des sites déjà répertoriés)

Tableau 5 Sites hydroélectriques potentiels détectés par SiteFinder

Parmi ces 575 sites détectés, 163 sites avaient déjà été abordés dans des documents existants dont 109 sites répertoriés dans la liste des sites potentiels de l'ADER. SiteFinder a donc permis d'**inclure un total de 412 nouveaux sites** à la base de données de sites hydroélectriques potentiels.

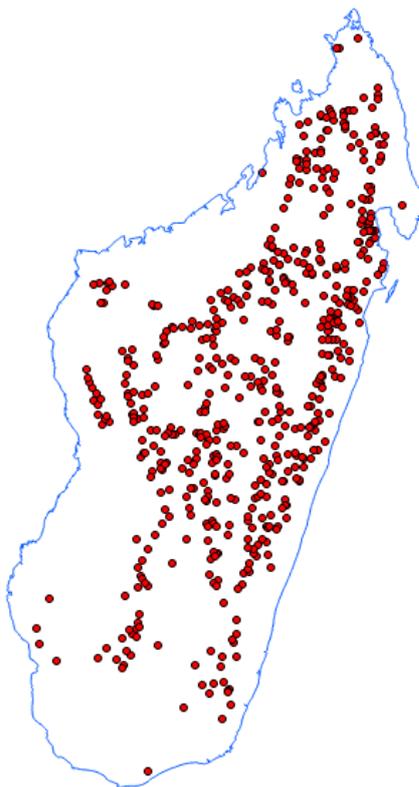


Figure 5 Répartition géographique des 575 sites détectés par SiteFinder

3.3.2 Mise en place de la base de données géographiques des sites potentiels

La mise en place de la base de données des sites hydroélectriques potentiels à Madagascar est le résultat d'un long et minutieux processus de consolidation de l'information recueillie via les différentes sources décrites ci-dessus. Les sections suivantes décrivent en détails les étapes de ce processus de consolidation ainsi que les résultats intermédiaires.

La base de données a été consolidée à partir de 6 listes de sites potentiels :

- Liste du secteur Energie : 501 sites, la plupart avec des coordonnées géographiques et quelques informations techniques;
- Le Ministère de l'Energie: 84 sites avec pour chacun des sites une référence géographique;
- L'ADER: 780 sites avec informations géographiques pour la plupart des sites. Néanmoins, les paramètres techniques ne sont pas toujours complets;
- L'ORE: 67 sites sans références géographiques. Néanmoins, ces sites se retrouvent dans d'autres études et ont été par conséquent pris en compte.

3.3.2.1 Format de la base de données

Après analyse des documents et listes de sites collectés, les paramètres suivants, lorsqu'ils existent, ont été consignés dans une base de données géographique (SIG):

- Localisation : nom du site, Province, Région, District, Commune ;
- Nom du cours d'eau sur lequel se trouve le site ;
- Coordonnées géographiques de l'ouvrage qui barre le cours d'eau ;
- Bassin versant délimités à partir du MNT ;
- Type d'ouvrage (au fil de l'eau, avec réservoir) ;
- Hauteur de chute brute (vérifiées sur base des cartes topographiques et/ou du MNT) ;
- Hydrologie : Débit moyen interannuel, débit d'équipement ;
- Puissance d'équipement ;
- Productible annuel moyen ;
- Destination de la production : centres de consommation susceptibles d'être alimentés (réseau, villes, villages et hameaux),
- Etudes réalisées : niveaux d'études, nom du Bureau d'Etudes et années de réalisation,
- Autres renseignements.

3.3.2.2 Intégration

La base de données provenant de l'intégration de l'information provenant des différentes sources contient 2045 sites hydroélectriques potentiels (1470 provenant de la littérature et 575 identifiés par SiteFinder).

3.3.2.3 Nettoyage et état des lieux de la base de données (first screening) des sites hydroélectriques

La base de données a été nettoyée manuellement de 744 doublons et sites ne présentant aucune donnée concernant la hauteur de chute brute, le débit et la puissance. La **BASE DE DONNÉES BRUTE** comporte finalement un nombre de **1301 sites potentiels recensés toute puissance confondue**. Notons cependant que de nombreux sites peuvent encore se retrouver en plusieurs exemplaires étant donné les erreurs liées aux coordonnées géographiques et à la toponymie. Les données collectées ne réfèrent aucune indication quant à la source d'information et l'auteur de l'étude.

Un tableau récapitulatif des sources des données est présenté dans le tableau ci-dessous.

Origine	Nombre de sites	Informations manquantes
Liste du secteur Energie	501	12 sites n'ont pas de puissance indiquée 448 sites n'ont pas de hauteur de chute brute 442 sites n'ont pas de débit d'équipement indiqué
liste du MdE	80	Pas de données de débit d'équipement Pas de données de hauteur de chute

Origine	Nombre de sites	Informations manquantes
liste ADER	780	593 sites n'ont pas de puissance indiquée 317 sites n'ont pas de hauteur de chute brute 777 sites n'ont pas de débit d'équipement indiqué
Identifié par SiteFinder	575	Hauteur mesurés sur carte topo 1:100.000 ^e , débit calculé à partir du MNT et hydrologie simplifiée
Liste ORE (sites communs à d'autres listes)	67	Ces sites, qui n'ont pas de coordonnées, se retrouvent dans les autres listes.
Issus d'études diverses	109	18 sites n'ont pas de puissance indiquée 3 sites n'ont pas de hauteur de chute brute 14 n'ont pas de débit d'équipement indiqué
Total intermédiaire	2045	
Sites sans données et doublons	(-) 744	
Base de données Brute de sites potentiels	1301	

3.4 PRODUCTION DE LA BASE DE DONNÉES FINALE

La totalité des 1301 sites recensés à partir des sources décrites ci-dessus ont fait l'objet d'une analyse sur base d'images satellite, de cartes topographiques, géologiques et d'une étude hydrologique régionale afin de juger du caractère favorable ou non de chaque site pour le développement d'un aménagement hydroélectrique.

Cette analyse a notamment permis une évaluation/confirmation de la chute brute disponible, de la taille du bassin versant drainé par le site, des contraintes de développement évidentes en raison de la présence de village, de zones protégées, de terrains militaires, etc.

Les cartes géologiques ont donné une première indication sur la nature des roches en présence, des éventuels accidents tectoniques et présence de failles qui pourrait complexifier la mise en œuvre d'un aménagement hydroélectrique.

Le résultat est une base de données consolidée contenant 403 sites hydroélectriques potentiels répartis sur la Grande Îles.

Sur base de ces éléments, une estimation de la puissance potentielle de chacun des sites a été réalisée, considérant un débit d'équipement correspondant au débit médian interannuel, estimé sur base d'une étude hydrologique régionale.

Tous les éléments relatifs au secteur de l'hydroélectricité à Madagascar possédant une référence géographique sont regroupés dans un système d'information géographique (SIG) dont le système de coordonnées de référence est GCS_WGS_1984 (Datum: D_WGS_1984 ; Prime Meridian: Greenwich ; Angular Unit: Degree).

Le système d'information géographique a été conçu pour rencontrer les conditions de compatibilité et de standardisation définies dans les termes de référence afin que les données géographiques être publiées aisément sur la plateforme SIG de la Banque Mondiale. En outre, le consultant a utilisé le logiciel de système d'information géographique QuantumGIS, libre d'accès, pour le traitement et la publication des données géographiques, ce qui permet sa diffusion et son transfert gratuit au terme de l'étude.

La base de données contient les données spatiales vectorielles et matricielles présentées dans le Tableau 6 ci-dessous. Cette base de données a été développée aux formats internationaux standards (ESRI shapefiles et images TIFF géoréférencées). Un projet Quantum GIS³ a également été créé afin de regrouper l'ensemble de ses données spatiales dans un système d'information géographique (SIG) dont la symbologie est explicite et similaire aux cartes produites dans l'HydroAtlas. Une illustration de la base de données dans le logiciel SIG est présentée à la Figure 6.

Un fichier Excel contenant les informations attributaires des couches a également été remis. Ce fichier contient l'ensemble des métadonnées relatives aux différents champs attributaires des couches.

De plus, les principaux éléments sont également disponibles au format KML (Keyhole Markup Language) utilisable dans le logiciel Google Earth⁴ afin de faciliter l'utilisation et la dissémination de l'information à un public moins spécialisé.

Thématique	Format	Caractéristiques principales	Source	Attributs
Limite administrative: Pays	ESRI Shapefile	-	Institut Géographique et Hydrographique de Madagascar (FTM) - BD500 et BD200	PAYS =Nom du pays
Limites administratives: Provinces	ESRI Shapefile	6 provinces	Institut Géographique et Hydrographique de Madagascar (FTM) - BD500 et BD201	PAYS =Nom du pays PROVINCE =Nom de la province
Limites administratives: Régions	ESRI Shapefile	22 régions	Institut Géographique et Hydrographique de Madagascar (FTM) - BD500 et BD202	PAYS =Nom du pays PROVINCE =Nom de la province REGION = Nom de la région
Limites administratives: Districts	ESRI Shapefile	110 districts	Institut Géographique et Hydrographique de Madagascar (FTM) - BD500 et BD203	PAYS =Nom du pays PROVINCE =Nom de la province REGION = Nom de la région DISTRICT = Nom du district

³ Quantum GIS est un logiciel SIG puissant, gratuit et open source. (www.qgis.org).

⁴ <https://www.google.com/earth/>

Thématique	Format	Caractéristiques principales	Source	Attributs
Limites administratives: Communes	ESRI Shapefile	1433 communes	Institut Géographique et Hydrographique de Madagascar (FTM) - BD500 et BD204	PAYS =Nom du pays PROVINCE =Nom de la province REGION = Nom de la région DISTRICT = Nom du district COMMUNE = Nom de la commune
Sites hydroélectriques existants	ESRI Shapefile	11 sites principaux	Compilation de données JIRAMA et ORE	SITE =Nom du site PUISS_MW =Puissance installée [MW] OPERATEUR = Nom de l'opérateur LON_DD =Longitude [Degrés décimaux] LAT_DD =Latitude [Degrés Décimaux]
Centrales thermiques existantes	ESRI Shapefile	171 groupes thermiques principaux	Réalisé à partir du document « Diagnostic du Secteur Energie, JIRAMA, 2012"»	NOM =Nom du site REGION =Nom de la région LOCALITE =Nom de la localité déservie CONCESSION =Nom du concessionnaire CARBURANT =type de carburant PUISS_kW = Puissance installée [kW]
Villes	ESRI Shapefile	32 villes principales	Open Street Map, 2014	NOM =Nom de la ville
Sites du Système des Aires Protégées de Madagascar (SAPM)	ESRI Shapefile	Shapefile des sites du SAPM - Arrêté interministériel n°9874/2013 modifiant certaines dispositions de l'arrêté n°52005/2010 (version Avril 2011)	Atlas numérique du système des aires protégées de Madagascar (SAPM) - http://atlas.rebioma.net/	
Modèle numérique de terrain (MNT)	GeoTiff	résolution spatiale de ~90m	NASA, 2014 - http://www2.jpl.nasa.gov/srtm/	Altitude [m]
Réseau routier	ESRI Shapefile	Routes nationales, routes principales et pistes principales	Institut Géographique et Hydrographique de Madagascar (FTM) - BD500 et BD200	TYPE ='rnc'=Route Non Classée ; 'm'=Route Nationale ; 'rip'=(Route d'Intérêt Provincial ; 'cip'=Chemin d'Intérêt Provincial ; 'autre'=autre Numéro =Numéro de la route
Réseaux électriques interconnectés (RI)	ESRI Shapefile	RIA (Réseau Interconnecté d'Antananarivo) - RIT (Réseau Interconnecté de Toamasina) - RIF (Réseau Interconnecté de Fianarantsoa)	Compilation de données JIRAMA et ORE	RI =Nom du Réseau Interconnecté VOLTAGE_kv =Voltage de la ligne (si information disponible) NOM =Nom de la ligne (si information disponible) CREATION =Date de mise en service de la ligne (si information disponible)
Image satellite de Madagascar	GeoTiff	Image Landsat (2005)	Google Earth	-

Thématique	Format	Caractéristiques principales	Source	Attributs
Occupation du sol	ESRI Shapefile	8 classes d'occupation du sol: - Culture - Forêt - Fourree - Mangrove - Marécage - Plan d'eau - Savane - Zone reboisée	Schéma National d'Aménagement du Territoire (SNAT)	CLASSE =Classe d'occupation du sol NATURE =sous classe d'occupation du sol HA = superficie [hectares]
Sites hydroélectriques potentiels	ESRI Shapefile	33 sites hydroélectriques potentiels prometteurs dans la gamme de puissance ~1-20MW	SHER, 2015	CODE =Code HydroAtlas NOM =Nom du site LAT_DD = Latitude [Degrés décimaux] LON_DD =Longitude [Degrés décimaux] PROVINCE =Province REGION =Région DISTRICT =District COMMUNE =Commune IGN =Feuille carte topographique RIVIERE =Nom de la rivière BASSIN_KM2 =Superficie du bassin versant au niveau du site [km ²] Q95 =Débit garanti 95% du temps [m ³ /s] Q70 =Débit garanti 70% du temps [m ³ /s] Q50 =Débit garanti 50% du temps [m ³ /s] Q20 =Débit garanti 20% du temps [m ³ /s] CONFIANCE =Indice de confiance dans l'estimation des données hydrologiques CHUTE_M =Hauteur de chute brute [m] Pgar_MW =Puissance garantie 95% du temps [MW] P_MW =Puissance installée [MW] Egar_GWh =Production d'énergie annuelle garantie à 95% [GWh] E_GWh =Production d'énergie annuelle [GWh]
Sites hydroélectriques potentiels	ESRI Shapefile	Sites hydroélectriques potentiels connus ou étudiés par le Ministère de l'Energie et des Hydrocarbures et ses organismes rattachés	SHER, 2015	CODE =Code HydroAtlas NOM =Nom du site RIVIERE =Nom de la rivière LAT_DD = Latitude [Degrés décimaux] LON_DD =Longitude [Degrés décimaux] CHUTE_M =Hauteur de chute brute [m] Qeq_M3S =Débit d'équipement [m ³ /s] PUISS_MW =Puissance installée [MW] STATUS =Statde d'étude SOURCE =Source de l'étude de référence ALT_LAYOUT =Variante d'aménagement PROVINCE =Province REGION =Région

Thématique	Format	Caractéristiques principales	Source	Attributs
				DISTRICT=District COMMUNE=Commune
Sites hydroélectriques potentiels	ESRI Shapefile	Base de données brute des 403 sites hydroélectriques potentiels à Madagascar	SHER, 2017	CODE=Code HydroAtlas NOM=Nom du site RIVIERE=Nom de la rivière LAT_DD= Latitude [Degrés décimaux] LON_DD=Longitude [Degrés décimaux] CHUTE_M=Hauteur de chute brute [m] Qeq_M3S=Débit d'équipement [m³/s] PUISS_MW=Puissance installée [MW]

Tableau 6. Contenu de la base de donnée cartographique.

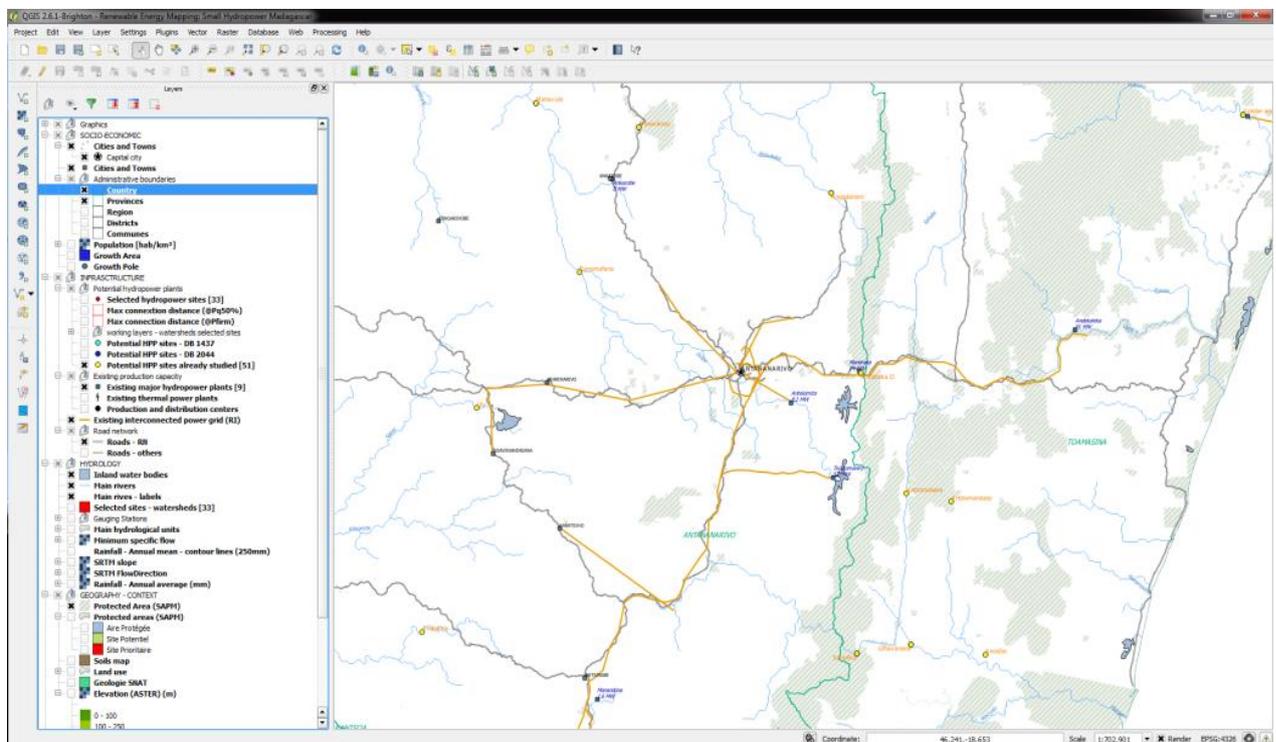


Figure 6. Extrait de la base de données de l'étude dans Quantum GIS.

4 Processus d'identification et sélection des sites prometteurs

4.1 ETABLISSEMENT D'UN PORTEFEUILLE DE PROJETS PROMETTEURS CORRESPONDANT AUX CRITÈRES D'ÉTUDE

Un travail de fond a été mené pour établir un portefeuille de projets hydro-électriques correspondant aux critères de l'étude. Ce travail s'est déroulé en concertation étroite avec le Ministère de l'Energie et les organismes rattachés et dans le respect des termes de références de l'étude. Les critères retenus, et présenté ci-dessous, ont été débattus et validés à plusieurs reprises lors de la mission de présentation du rapport de démarrage et lors des réunions du 01/07/2014 et du 03/07/2014.

Le gouvernement de Madagascar a fortement insisté dès le démarrage de l'étude pour que les projets puissent suivre la philosophie de développement de projet à moindre coût. Ce facteur économique a été intégré dès les premiers stades du processus malgré les contraintes liées au caractère lacunaire et hétérogène des données.

Le diagramme de la page suivante présente le processus d'étude de manière schématique. Il apparaît que l'avancement du processus d'étude réduit, en fonction des critères préalablement déterminés, le nombre de site et qu'en parallèle, l'information et la connaissance sur les sites potentiels augmente.

Notons également que le processus de planification est un processus dynamique et itératif qui va en s'affinant en fonction de l'augmentation de la connaissance sur les sites potentiels.

- Base de données brute et nettoyée : **Aucune planification n'est possible** car l'incertitude sur les données techniques et les coordonnées des sites est maximale

Pour exemple, le site AD158-Vohipary a une puissance de 3,7 MW dans le listing du secteur énergie, une puissance de 1,38 MW dans le listing de l'ORE, une puissance de 18,7 MW dans le listing du Ministère de l'Energie et une puissance recalculée après visite de site à 38,9 MW.

- Portefeuille de 49 sites potentiels qui correspondent aux critères d'étude : **une planification sommaire est possible** qui tient compte de la distance de raccordement des sites soit à l'un des trois réseaux interconnectés (Antananarivo-Antsirabe - RIA, Toamasina - RIT et Fianarantsoa - RIF) soit à un centre isolé déjà équipé d'un groupe thermique.
- 33 sites prometteurs visités : **une planification indicative est possible** car une partie des inconnues techniques sur les sites potentiels sont levées. Les calculs de puissance, de production et de coûts permettent d'envisager de manière réaliste des hypothèses de raccordement. Cette planification pourra permettre à terme d'intégrer ces projets dans un futur Plan national électrique.

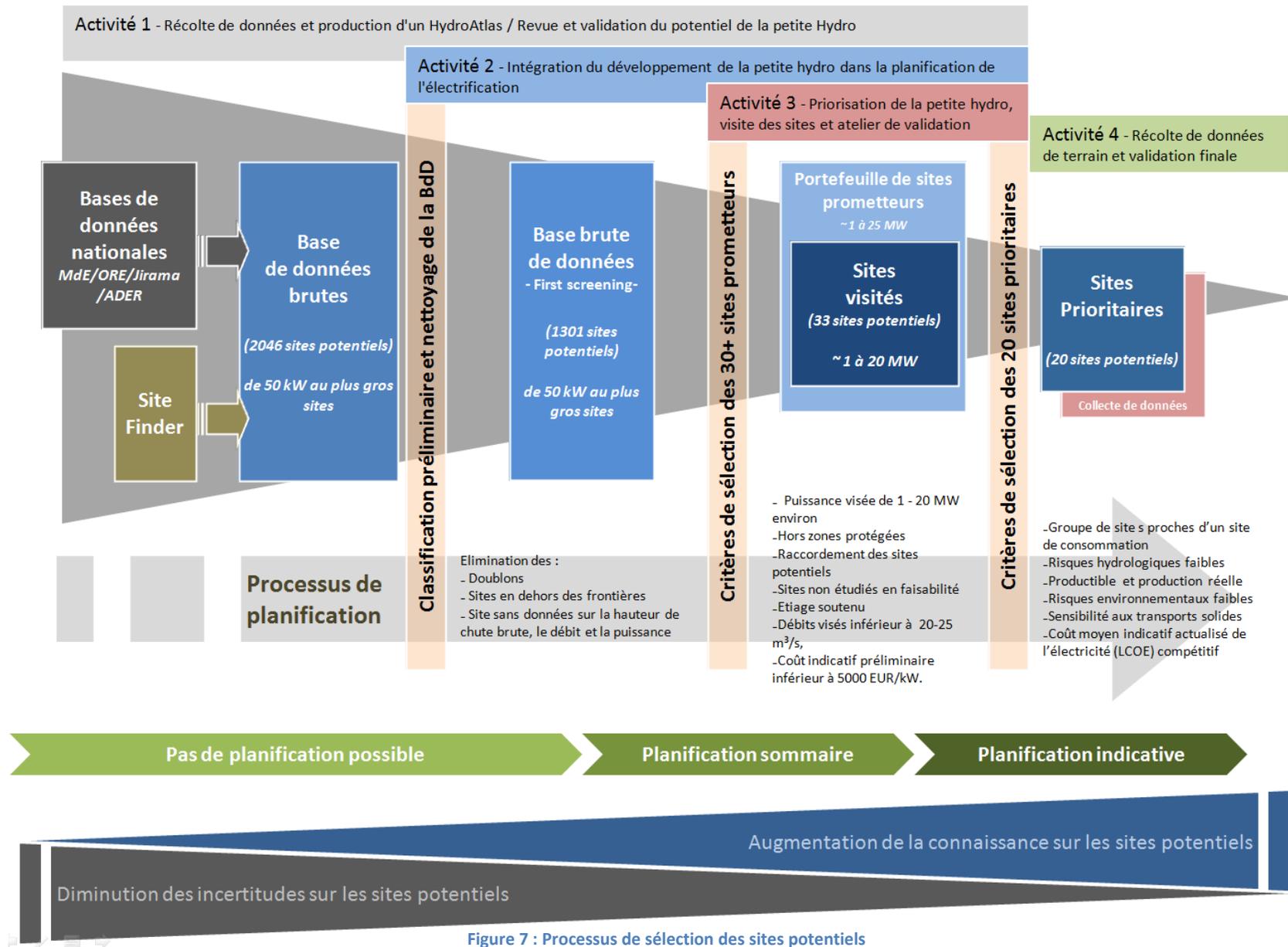


Figure 7 : Processus de sélection des sites potentiels

4.2 CRITÈRES D'ÉTUDE

4.2.1 Politique Energétique et espaces de croissance

Dans le cadre de la recherche de cohérence, de synergie et de coordination du développement de la petite hydroélectricité vis-à-vis des autres objectifs de développement du gouvernement Malgache, la sélection des sites se conforme aux objectifs d'Aménagement du Territoire à moyen terme en mettant l'emphase sur les espaces de croissances tel que défini dans le Schéma National d'Aménagement du Territoire.

La sélection de sites est cohérente avec ce critère en privilégiant le raccordement des sites potentiels aux agglomérations situées à l'intérieur des espaces de croissances. La philosophie étant de concentrer des efforts publics et privés en faveur d'espaces limités pour « dynamiser » le reste du pays.

4.2.2 Débit moyen interannuel

Le débit a été repris des informations contenues dans les fiches et les études mises à la disposition du consultant et consigné dans la base de données. Lorsque les données d'un site sont complètes, c'est ce débit qui a été utilisé dans le processus de classification.

4.2.3 Puissance potentielle

Pour les sites qui ne contiennent pas de données sur la puissance et sur le débit mais bien sur la hauteur de chute, le débit a été recalculé avec la même méthode que celle utilisée pour les sites identifiés avec SiteFinder (voir paragraphe 13.1.1.1.3). De cette valeur, une puissance est déduite. Ces sites sont retenus dans les étapes suivantes. Les sites n'ayant aucune information sur le débit, sur la chute et sur la puissance n'ont pu être considérés pour la suite du traitement.

Les sites dont la puissance 'installée' est inférieure à 800 kW ou supérieure à 25MW ont été écartés. Néanmoins, pour les sites issus de SiteFinder, une tolérance plus grande a été prise (>700kW et pas de limite supérieure). Ceci est justifié par les éléments suivants. Les sites les plus faibles ont pu être sous-estimés à cause d'une hydrologie estimée défavorablement en première approche (celle-ci est en effet basée sur les débits minimum d'étiage). Les sites de puissance plus élevée ont pu être surestimés sur base d'une topographie à priori trop favorable (par exemple de longues pentes, même prononcées pourront n'être aménagées que sur un tronçon finalement plus limité).

4.2.4 Productible moyen annuel

Le productible moyen annuel a été repris des informations contenues dans les fiches et les études mises à la disposition du consultant et consigné dans la base de données. Il a été jugé hasardeux, à ce stade de l'étude, de traiter le productible moyen annuel pour les sites avec très peu d'information ou les sites identifiés par SiteFinder.

4.2.5 Débit d'étiage

Une approximation du débit d'étiage a été faite pour tous les sites SiteFinder et reconstruit pour les sites potentiels qui ne disposaient pas de données de débit mais disposaient d'une hauteur de chute brute.

4.2.6 Longueur approximative de la (des) piste(s) d'accès

Etant donné le très grand nombre de sites identifiés, les longueurs approximatives des pistes d'accès ont été calculées en ligne directe entre le site potentiel et la piste la plus proche. Cette valeur a ensuite été multipliée par un coefficient afin de tenir compte de la sinuosité réelle de la route/piste d'accès.

4.2.7 Raccordement au réseau ou à un centre isolé

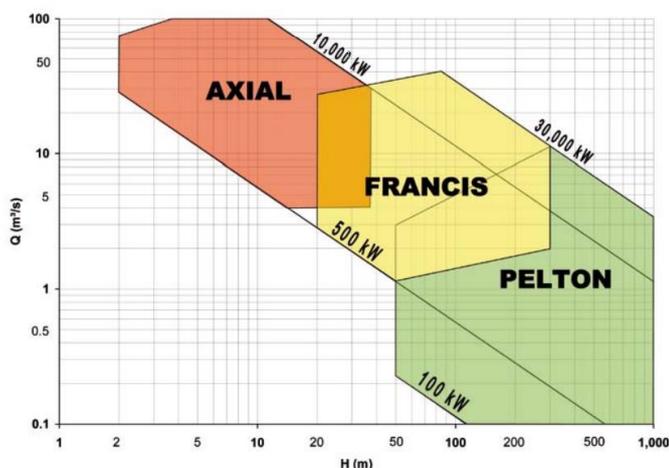
Le raccordement des sites potentiels à un point de consommation a été systématiquement évalué en fonction de la distance la plus proche soit d'un centre de consommation, soit du réseau existant.

4.2.8 Détermination d'un coût de construction estimatif d'un PAH à Madagascar

L'objectif de la méthode décrite dans ce paragraphe est de permettre de comparer l'ensemble des sites hydroélectriques répertoriés à Madagascar sur base d'un coût indicatif déterminé empiriquement à partir d'un ensemble de projets similaires chiffrés. Le coût complet de construction [C] d'un petit aménagement hydro-électrique (PAH) de 1 à 20 MW en fonction de sa puissance électrique installée [P] et pour de sa hauteur de chute [H] comprise entre 5 à 300 m, peut être approximativement estimé à partir de l'expression suivante avec une certaine précision :

$$C = K \cdot P^\alpha \cdot H^\beta \text{ (en Million d'Euros)}$$

Dans cette gamme de hauteur de chute et de puissance unitaire, on trouve des turbines de type Pelton, Francis, Kaplan, Bulbe ou Banki.



Source: Compact Hydro Program (ANDRITZ HYDRO)

Pour établir une formule de coût spécifique à un pays, il faut disposer d'une base de données relativement récente d'aménagements réalisés ou étudiés avec une décomposition si possible détaillée des installations pour évaluer les spécificités de chacun des sites. Les petits aménagements hydroélectriques sont en général constitués d'ouvrages avec une conception la plus simple et donc

5 Mais ne comprenant pas la ligne d'évacuation d'énergie et la route principale d'accès à la centrale

peu complexe à réaliser mais quelquefois ils peuvent comprendre une conduite forcée ou une galerie d'amenée d'une longueur importante par rapport à la hauteur de chute et /ou une retenue de stockage saisonnier qui ont pour conséquence d'augmenter fortement le coût de construction.

Pour Madagascar, on ne dispose pas actuellement d'une importante base de données homogène et cohérente compte tenu du nombre restreint de réalisations faites durant les dix dernières années et d'études (APD / APS) disponibles relativement récentes.

Pour les PAH de 1 à 20 MW à Madagascar, une formule de coût ($C = K P^\alpha H^\beta$ en M€) a été établie (hors coûts des lignes et accès) après une actualisation des prix aux conditions économiques du 1/1/2014 et d'éventuels ajustements liés aux spécificités des sites avec une précision de +/-30%.

La formule proposée de coût pour les PAH compris entre 1 et 20 MW à Madagascar est la suivante :

$$C = 5,0 P^{0,97} H^{-0,12} \text{ (en Million d'Euros)}$$

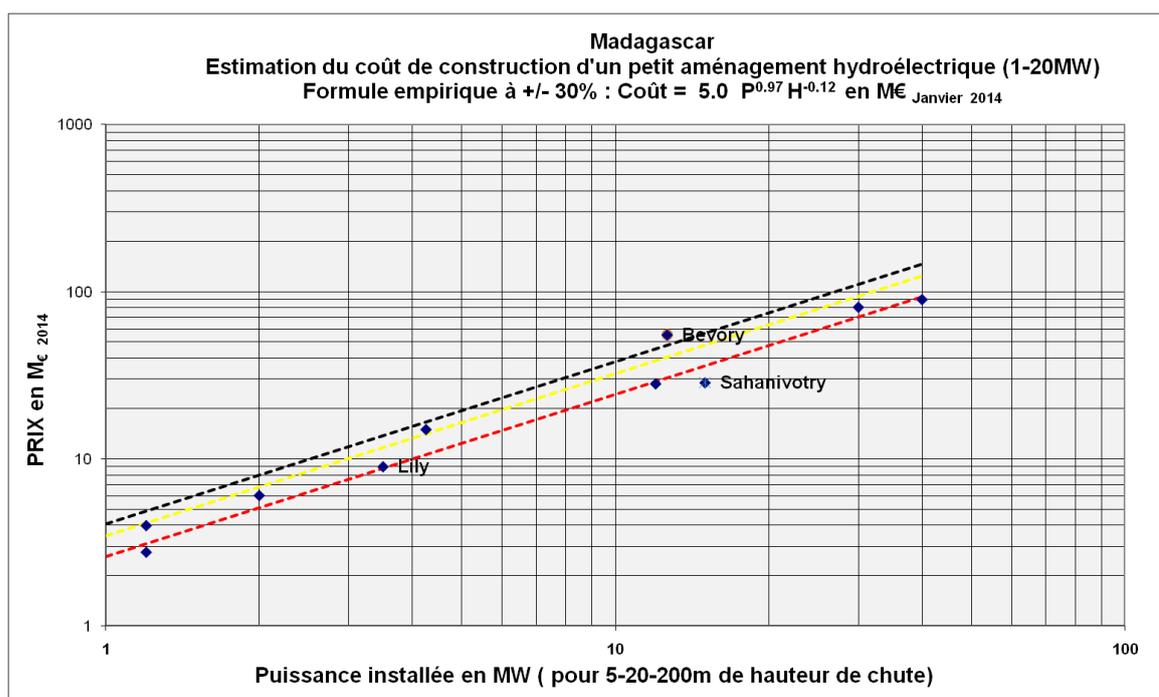
Remarque : A titre de comparaison, le coût par kW pour la plage de puissance comprise entre 1 et 20 MW diminue moins sensiblement que pour les microcentrales⁶ inférieures à 1 MW en Suisse ; ce qui explique en partie le coefficient obtenu pour la puissance de 0,97 (proche de 1) et supérieur au coefficient obtenu pour les microcentrales suisses de 0,91.

La liste des aménagements retenus (12) entre 0,5 et 40 MW pour établir la fonction de coût donnée est la suivante:

Aménagement	Puissance
Sahanivotry	15 MW
Maroantsetra-Vodiriana	1.2 MW
Beandrarezona	0.5 MW
Farahanstana-Mahisty	12 MW
Ampandriambazana	30 MW
Ambodiroka	40 MW
Ampitabepoky	1.2 MW
Bevory-Andriamanjavona	13 MW
Lokoho aval	2.0 MW
Lily	3.5 MW
Tsiafampiana 3	4.3 MW
Tazonana aval 2	0.6 MW

Une représentation graphique en log-log des PAH identifiés en fonction de la puissance installée et de la hauteur de chute est donnée ci-après.

⁶ Pour les petites centrales hydroélectriques en Suisse de moins de 1MW, MHyLab a établi en Juin 2000 une formule de coût en Frs Suisse : $C = 34,12 + 16,99 \times P^{0,91} \times H^{-0,14}$ en 1000 FR_{S2000}, mais comprenant un coefficient de surcoût pour les aménagements dont la longueur (L) du circuit hydraulique est 3 fois supérieure à la hauteur (H) de chute. Ce coefficient α est égal à $1 + 0,006 \times H^{0,8} \times (L - 3H)$; il est à titre indicatif pour une hauteur de chute de 100 m de 1,1 pour une galerie de 1km et 1,4 pour une galerie de 3 km, et pour une hauteur de chute de 200 m, il passe de 1,09 à 1,2 pour une galerie respectivement de 1km à 3km



Une majoration (m) ou une minoration (m) de 10 à 50% doit être appliquée pour les projets hydroélectriques ayant une conception plus complexe comme par exemple l'aménagement de Bévory en projet comprenant une galerie de 4 km ou bien l'aménagement existant de Sahanivotry dont le coût de la réalisation constatée a été peu élevé notamment grâce à des prix d'équipements relativement bas par rapport aux prix mondiaux.

La formule adaptée de coût devient donc la suivante:

$$C = (1+m) 5,0 P^{0,97} H^{-0,12} \quad (m = 0 \text{ si ouvrage peu complexe})$$

Les coûts de construction obtenus en €/kW par la formule de coût (sans ajustement de complexité) pour les projets retenus de la base de données sont les suivants :

PETIT AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE :	HAUTEUR (M)	PUISSANCE (MW)	DEBIT (M3/s)	RATIO (EN €/kW)
Sahanivotry	210	15	9	2 376
Maroantsetra-Vodiriana	91.5	1.2	3.5	2 840
Beandrarezona	35.8	0.5	2	3 281
Farahanstana-Mahisty	29	12	57	3 056
Ampandriambazana	268	30	16	2 258
Ambodiroka	72	40	72	2 634
Ampitabepoky	20	1.2	9	3 429
Bevory-Andriamanjavona	89	13	19	2 656
Lokoho aval	60	2.0	5	2 947
Lily	75	3.5	6	2 819
Tsiafampiana 3	38	4.3	15	3 049
Tazonana aval 2	98.8	0.6	1	2 875

Le coût de construction d'un aménagement peu complexe varie donc entre 2300 et 3500 €/kW mais avec des ajustements il peut varier entre 1600 et 5000 €/kW.

Dans le cas où la hauteur de chute n'est pas donnée, l'approximation suivante a été faite:

$$C = 3,95 P^{0,87}$$

Les estimations du coût de la ligne d'évacuation d'énergie et du coût de la route d'accès au site sont généralement proportionnelles à la distance sauf pour les ponts et les postes d'arrivée. Pour les lignes, les niveaux de tension à Madagascar pour les PAH seront principalement le 35kV pour les plus petits projets (inférieurs à 4/5MW) et le 63kV pour les projets inférieurs à 20MW. Le niveau de tension en 138kV est plus spécifique au projet d'une puissance supérieure à 20MW.

Le coût de la ligne d'évacuation d'énergie d'un PAH est fonction de sa longueur et de son niveau de tension (35 ou 63kV) et le coût des accès au site est en moyenne fonction de la distance entre le site et le poste d'arrivée.

La grille de coût proposée en M€/km est la suivante :

Coût des lignes et routes	en M€ _{1/1/2014}
Ligne simple terne en :	
- 35 kV (en 75mm ²)	0,08 M€/km
- 63 kV (en 148mm ²)	0,175 M€/km
Route d'accès :	0,2 M€/km

Un exemple d'application : pour l'aménagement hydroélectrique de Bévory-Andriamanjavona d'une puissance installée de 13MW comprenant une galerie d'amenée longue de 4km et situé à environ 30/40km du poste d'arrivée:

BEVORY-ANDRIAMANJAVONA	CARACTÉRISTIQUES ET COÛTS ESTIMATIFS
Puissance	13 MW
Hauteur	89 m
Débit	19 m ³ /s
Coût aménagement estimé avec la formule de coût	34,6 M€ (2660 €/kW)
Galerie	4 km
Coût aménagement ajusté avec m= 0,4 (i)	48 M€
Ligne	35 km
Coût de la ligne (ii)	6 M€
Route	40 km
Coût de la route d'accès (iii)	8 M€
Coût complet du projet (hors poste d'arrivée) i + ii + iii	62 M€ (4800 €/kW)

Le seuil maximal pour lequel un site n'est pas retenu a été fixé à 5000 €/kW.

4.2.9 Impacts environnementaux

Les zones protégées sont issues du Système d'Aires Protégées de Madagascar (SAPM). Celui-ci décrit la situation et répartition régionale des différentes zones mentionnées dans l'Arrêté Interministériel n°18633/2008/MEFT/MEM du 17 octobre 2008 portant mise en protection temporaire globale des sites visés par l'Arrêté interministériel n°17914/2006/MEFT/MEM du 18 octobre 2006.

Les sites situés à l'intérieur des zones protégées ont été écartés. Les sites situés en bordure de zone protégée, dont l'impact sur celle-ci n'est pas critique ont été maintenus dans la sélection.

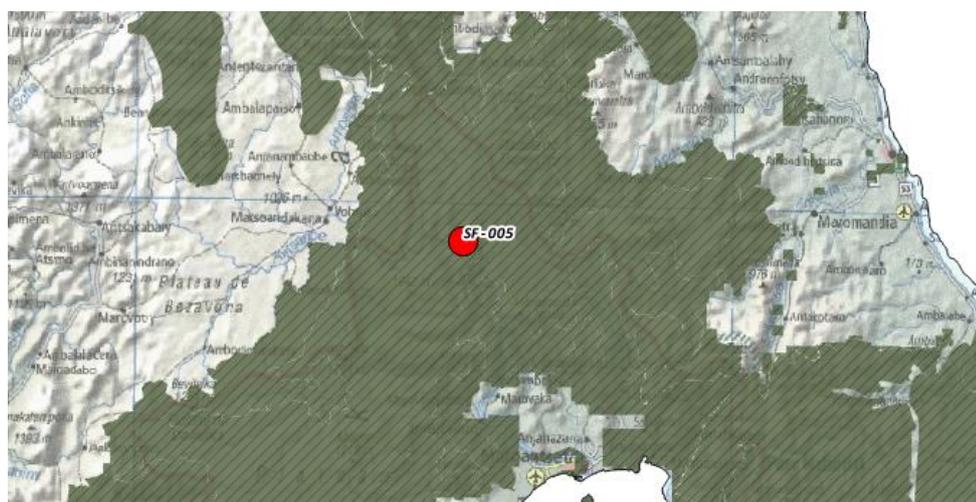


Figure 8 Localisation d'un site potentiel dans une zone protégée

4.3 RÉSULTATS DE LA SÉLECTION ET PORTEFEUILLE DE PROJETS HYDRO-ÉLECTRIQUES 1-20 MW

Le décompte suivant reprend les critères tels qu'ils ont été appliqués dans le processus de sélection des sites prometteurs.

CRITÈRES DE L'ÉTUDE	NOMBRE DE SITES POTENTIELS RETENUS
Base de données Brute des sites hydro-électriques potentiels de Madagascar	1301 sites
- 168 sites avec une puissance et un débit manquant ou une dénivelée nulle	1133 sites
- 5 sites existants	1128 sites
- 36 sites de puissance > 25 MW	1092 sites
- 646 sites de puissance < 800 kW (ou < 700 kW pour les sites SiteFinder)	446 sites
- 80 sites situés en zone protégée	366 sites
- 305 sites avec un coût de construction estimé au kW installé > 5000 EUR/kW	61 sites
- 12 sites, ne présentant aucune caractéristique favorable ont été retirés de la liste finale après une analyse qualité réalisée par un ingénieur senior hydro-électricité.	49 sites

Tableau 7 Décompte des 49 sites correspondant aux critères d'étude

A l'issue du processus de sélection, un portefeuille de 49 sites les plus prometteurs a pu être identifié. Des fiches techniques ont été élaborées et présentées dans l'HydroAtlas. Ces 49 sites ont été soit peu, soit pas étudiés soit encore l'information a été perdue (cas de Tsinjoarivo). Parmi ce portefeuille de 49 sites, 24 sites ont été identifiés par SiteFinder et constituent dès lors de tout nouveaux sites pour Madagascar. L'étape suivante a consisté à retenir, parmi ce portefeuille de 49 sites, les meilleurs sites potentiels à visiter durant l'activité 3.

4.4 PLANIFICATION SOMMAIRE

A ce stade de l'étude, étant donné l'absence de visites et de mesures permettant de confirmer les paramètres techniques des sites, il n'est pas possible de tirer des conclusions techniques sur les 49 sites. Les données sont très lacunaires et peu précises. Il y a cependant assez d'éléments pour nous permettre d'affirmer qu'ils présentent un potentiel hydro-électrique dans le cadre de l'étude et qu'ils méritent une visite de terrain.

Le consultant a considéré les possibilités de raccordement soit au réseau, soit au centre isolé alimenté thermiquement le plus proche ainsi que l'accessibilité aux sites. Un focus particulier sur les sites pouvant être développés à court terme par des investisseurs privés. Ceux-ci constitueront probablement la part principale des prochains investissements productifs dans le secteur hydro-électrique.

9 sites parmi les 49 ont un accès très problématique et/ou une connexion au réseau en inadéquation avec leur puissance. Ces sites sont situés : soit à plus d'une journée de marche à pied à partir d'une piste, soit leur raccordement, en première approximation, est supérieures à 40 km. A moyen terme, on considère que ces sites ne seront pas visités tant que l'aménagement d'un accès raisonnable ne sera pas réalisé ou seront exclus des futures priorisations : des projets plus proches ou une extension du réseau existant leurs étant préférés.

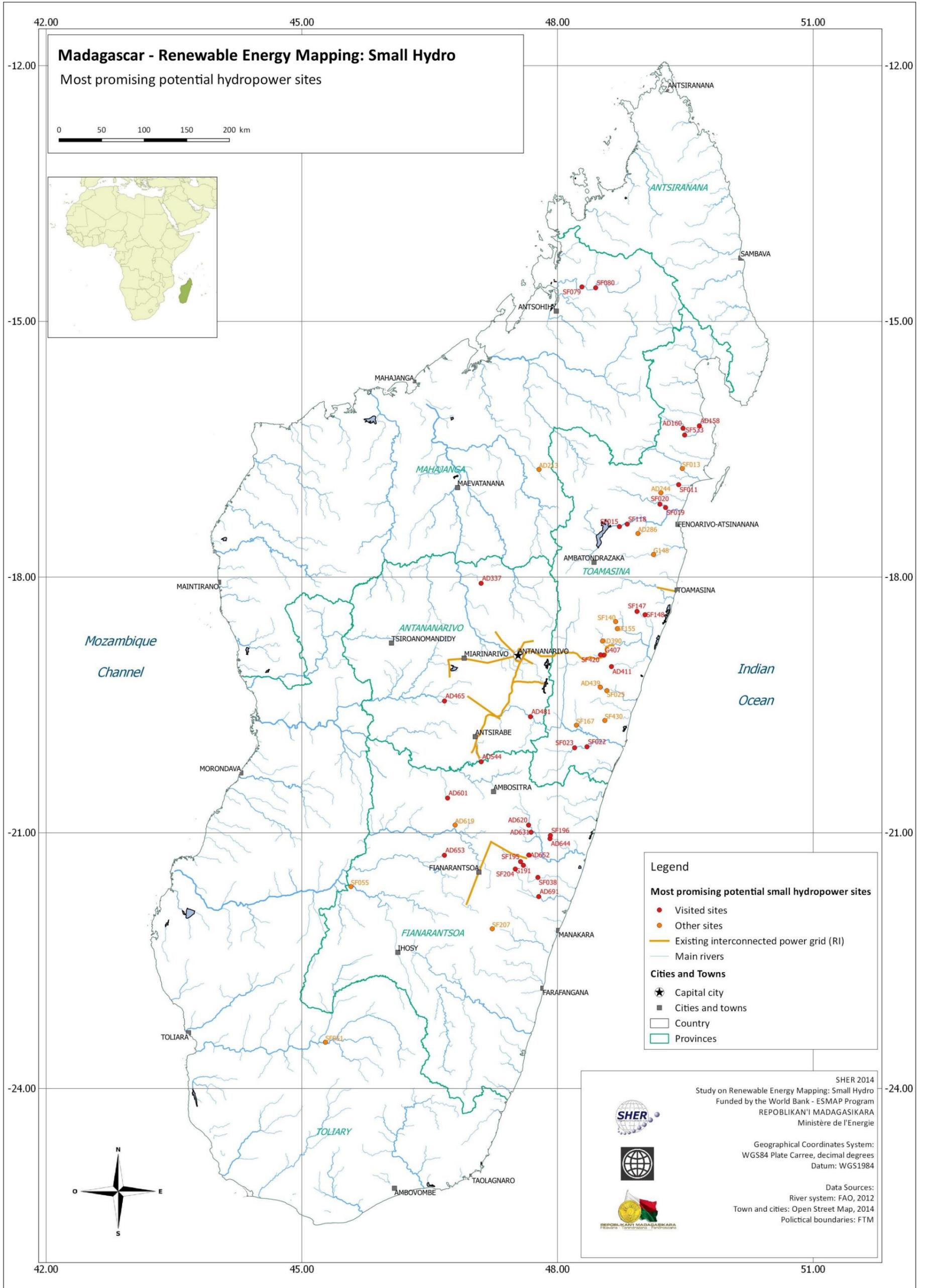
7 sites parmi ces 49 sont situés dans des zones classées rouge du point de vue sécuritaire. Pour des raisons évidentes de sécurité, ces sites n'ont pas été visités durant la période d'étude. Ils gardent cependant leur intérêt intrinsèque et pourront faire l'objet d'investigations, dans le cadre d'études futures, lorsque le niveau de sécurité sera à nouveau favorable.

Liste finale de sites à visiter comporte 33 sites prometteurs:

CODE	NOM DU SITE
AD158	Vohipary
AD160	Ilengy
AD337	Tsaravao
AD411	Ambodimanga
AD465	Marianina
AD481	Tsinjoarivo
AD544	Analamanaha
AD601	Antaralava
AD620	Behingitika
AD631	Antanjona
AD644	Antaninaren

CODE	NOM DU SITE
AD652	Tambohorano
AD653	Vohinaomby
AD691	Ambatosada
G191	Andriamanjavona
G407	Fanovana
SF011	SF011
SF015	SF015
SF019	SF019
SF020	SF020
SF022	SF022
SF023	SF023
SF038	SF038
SF079	SF079
SF080	SF080
SF118	SF118
SF147	SF147
SF148	SF148
SF195	SF195
SF196	SF196
SF204	SF204
SF420	SF420
SF533	SF533

Tableau 8 Liste des 33 sites potentiels prometteurs à visiter



5 Meilleurs sites prometteurs pour un investissement à court terme

5.1 ORGANISATION DES VISITES DES SITES PROMETTEURS

À la suite du processus de sélection, les visites de terrain ont permis, outre une meilleure appréciation du site, de relever les diverses données nécessaires à l'évaluation du potentiel hydroélectrique des différents sites et d'en déterminer un coût préliminaire.

Les visites ont eu lieu entre la fin septembre 2014 et la fin novembre 2014, soit une période de 2 mois. Le travail de reconnaissance a été mené par plusieurs équipes d'experts. Des équipes du Ministère de l'Energie et des organismes rattachés ont accompagné les experts du Consultant sur le terrain dans la semaine du 27 septembre 2014.

Les données pour chacun des sites peuvent être classées en données primaires (mesurées sur site) et données secondaire (dédites des données primaires).

On peut définir six (6) catégories de données :

- Les données **Administratives**, permettant de valider le nom du site (ou de l'invalider le cas échéant) ;
- Les données **Point**, obtenues à l'aide d'un GPS / altimètre, définies par leurs coordonnées tridimensionnelles (longitude, latitude, altitude) ;
- Les données **Vectorielles**, déduite des données de type Point et permettant d'obtenir la longueur des différents ouvrages linéaires;
- Les données **Mesurées**, effectuées sur site à l'aide d'un décamètre pour les mesures de longueur, d'un turbidimètre pour les mesures de turbidité, ou d'un débitmètre pour les mesures de débit ;
- Les données d'**Appréciation**, permettant de décrire textuellement des éléments particuliers au site étudié ;
- Les **photos**, donnant au lecteur une meilleure perception du site visité. Les photos sont géoréférencées et orientées.

Le tableau ci-après résume les différentes données récoltées selon leur type. Les moyens matériels utilisés pour récolter ces données ainsi que la classe à laquelle appartiennent ces données sont également précisés.

TYPE DE DONNÉE	DONNÉE RÉCOLTÉE	MOYEN MATÉRIEL UTILISÉ	CLASSE	
			1 ^{AIRE}	2 ^{AIRE}
Administrative	Nom de la rivière	Questionnement des locaux	x	
	Nom du village le plus proche du site	Questionnement des locaux	x	
Point	Le long de la rivière	GPS / altimètre	x	
	Au site de prise	GPS / altimètre	x	
	Au site de la chambre de mise en charge	GPS / altimètre	x	
	Au site de la centrale	GPS / altimètre	x	
	En tout point remarque identifié sur site (chute d'eau, affluent, pont, gué,...)	GPS / altimètre	x	
Trace	Du trajet effectué lors de la visite de site	GPS / altimètre	x	
	Du canal ou du tunnel d'amenée	Programme SIG		x
	De la conduite forcée	Programme SIG		x
	De la ligne électrique à créer	Programme SIG		x
	De la route d'accès à créer	Programme SIG		x
	De la section de route à réhabiliter afin de permettre l'accès au site	GPS / altimètre	x	
Mesure	Largeur du lit majeur de la rivière	Décamètre	x	
	Largeur estimée du barrage	Décamètre	x	
	Hauteur estimée du barrage	Carte topographique		x
	Turbidité	Turbidimètre	x	
	Débit	Débitmètre	x	
	Pente des flancs de la vallée	Carte topographique		x
	Chute brute	GPS / altimètre	x	
Appréciation	Description générale de l'aménagement prévu	Observation	x	
	Forme de la vallée	Observation	x	
	Type de barrage envisagé	Observation	x	
	Type d'aménagement envisagé	Observation	x	
	Type de raccordement envisagé	Observation		x
	Réseau auquel le projet sera raccordé	Programme SIG		x
	Géologie générale du site	Observation	x	
	Disponibilité des matières premières à proximité du site	Observation	x	
	Transport solide	Observation	x	
	Impact potentiel de l'aménagement	Observation et discussion avec les locaux	x	
	Accessibilité du site	Observation	x	
	Infrastructures existantes	Observation et discussion avec les locaux	x	
	Infrastructures futures	Observation et discussion avec les locaux	x	
	Photos			x

5.2 ETUDE HYDROLOGIQUE CIBLÉE POUR LES SITES PROMETTEURS

5.2.1 Objectifs et limitations de l'étude hydrologique sur les sites prometteurs

L'objectif de cette étude hydrologique est de déterminer les caractéristiques statistiques des séries temporelles de débits au niveau des sites hydroélectriques préalablement identifiés comme les plus prometteurs au regard des objectifs de cette étude. Plus précisément, il s'agit de déterminer la courbe des débits classés (distribution statistique des débits) ainsi que d'estimer les débits de crues pour différentes périodes de retour (probabilités d'occurrence).

Ces caractéristiques hydrologiques ont un rôle majeur pour l'estimation des paramètres techniques et économiques des schémas d'aménagement des sites hydroélectriques ainsi que leur planification de développement et type de raccordement pour l'évacuation de l'énergie produite.

Pour la majorité des sites hydroélectriques potentiels étudiés dans cadre de cette étude, il n'existe pas ou peu d'information précise sur leur régime hydrologique. Par conséquent, nous avons développé une méthodologie permettant d'obtenir une estimation des caractéristiques statistiques des séries temporelles de débits aux sites d'intérêt, à partir de données disponibles à d'autres stations de mesure de débit réparties sur le territoire de Madagascar. Cette méthodologie de régionalisation, les données disponibles ainsi que les résultats sont explicités dans les sections ci-dessous.

Les courbes de tarage (relation entre les hauteurs d'eau mesurées et les débits correspondants) ainsi que toute autre information relative à la qualité des mesures, n'ont pas été mises à notre disposition. De plus, seules des données mensuelles de débits ont été mises à notre disposition par les différentes sources. Par conséquent, l'analyse de ces données n'apportera qu'une information limitée pour l'identification des débits extrêmes en période d'étiage et de crues.

La résolution temporelle et spatiale de l'information disponible sur les débits des rivières à Madagascar qui ont un intérêt dans le cadre de cette étude, ainsi que la méthodologie d'analyse qui en découle, permettent d'avoir une estimation indicative des caractéristiques hydrologiques des sites d'intérêt. Par conséquent, ces dernières ne peuvent en aucun cas être utilisées pour le dimensionnement d'infrastructures sans études hydrologiques complémentaires.

5.2.2 Base de données hydrométéorologique

5.2.2.1 Données disponibles et sources

Données hydrologiques: Les historiques de mesure de débit sur le territoire de Madagascar ont été obtenus de trois sources : (i) l'ouvrage « Fleuves et Rivières de Madagascar » publié par l'ORSTOM en 1993 (FR)⁷, (ii) la base de donnée du Global Runoff Data Center (GRDC)⁸ et (iii) la Direction Générale de la Météorologie de Madagascar (DGMET). La localisation géographique des données est illustrée à la **Error! Reference source not found.**

Données pluviométriques : les données pluviométriques de la base de données climatique WORLDCLIM⁹ (version 1.4) ont été compilées dans notre base de données géographique. Ces

⁷ Caperon P., Danloux J. et Ferry L., Fleuves et Rivières de Madagascar, ORSTOM Editions, Paris, 1993.

⁸ http://www.bafg.de/GRDC/EN/Home/homepage_node.html

⁹ <http://www.worldclim.org/>

données sont disponibles pour l'ensemble du territoire de Madagascar à l'échelle mensuelle et une résolution spatiale d'environ 1km. Ces données présentent l'avantage d'être disponibles en libre accès sur internet. La pluviométrie interannuelle moyenne de Madagascar est illustrée à la **Error! Reference source not found.**

Modèle numérique de terrain : Le modèle numérique de terrain (MNT) utilisé dans le cadre de l'étude hydrologique est le « Shuttle Radar Topography Mission. Ces données ont été acquises par l'Agence Spatiale Américaine (NASA) au travers de mesures radar à partir d'une navette spatiale en Février 2013 et disposent d'une résolution spatiale de 3 arc-seconde (environ 30m à l'équateur). Cet ensemble de donnée est particulièrement bien adapté pour la délimitation des bassins versants hydrographiques, l'identification des réseaux hydrographiques ainsi que le calcul des pentes. De plus, ces données présentent l'avantage d'être disponibles en libre accès sur internet. Le MNT de Madagascar est illustré à la Figure 9.

5.2.2.2 Compilation et consolidation de la base de données hydrologiques

Les historiques de mesure de débit sur le territoire de Madagascar ont été obtenus de trois sources : (i) l'ouvrage « Fleuves et Rivières de Madagascar » publié par l'ORSTOM en 1993 (FR)¹⁰, (ii) la base de donnée du Global Runoff Data Center (GRDC)¹¹ et (iii) la Direction Générale de la Météorologie de Madagascar (DGMET).

L'ensemble de ces données ont été compilées dans une seule base de données hydrologique comprenant 149 stations. Une consolidation de cette base de données suivant les différentes sources d'information a été réalisée sur base des coordonnées géographiques des stations, du nom des stations et des rivières sur lesquelles les stations sont installées ainsi que de la taille des bassins versants jaugés par ces stations. Finalement, nous avons procédé, pour chacune de 149 stations, à une validation visuelle sur carte et images satellites au travers du SIG développé dans le cadre de cette étude.

Au terme de cet exercice, 87 stations différentes ont été identifiées, sur le total de 149 stations. Un code unique, commençant par la lettre « M » et suivie de deux chiffres (de M01 à M87), a été attribué à ces 87 stations. La répartition des 149 stations, suivant leur source, est présentée dans le tableau ci-dessous :

Tableau 9. Répartition des stations de mesure de débit par source.

SOURCE DES DONNÉES	FORMAT DE DONNÉES REÇU	NOMBRE DE STATIONS	PAS DE TEMPS	RECOURVEMENT DE L'INFORMATION :		
				1 STATION	2 STATIONS	3 STATIONS
GRDC	Numérique : fichiers .dat	34	Mensuel	3	13	18
FR	Papier	43	Mensuel	7	18	18
DGMET	Numérique : fichiers .xls	72	Mensuel	33	21	18
	Total	149	-	43	26	18

¹⁰ Caperon P., Danloux J. et Ferry L., Fleuves et Rivières de Madagascar, ORSTOM Editions, Paris, 1993.

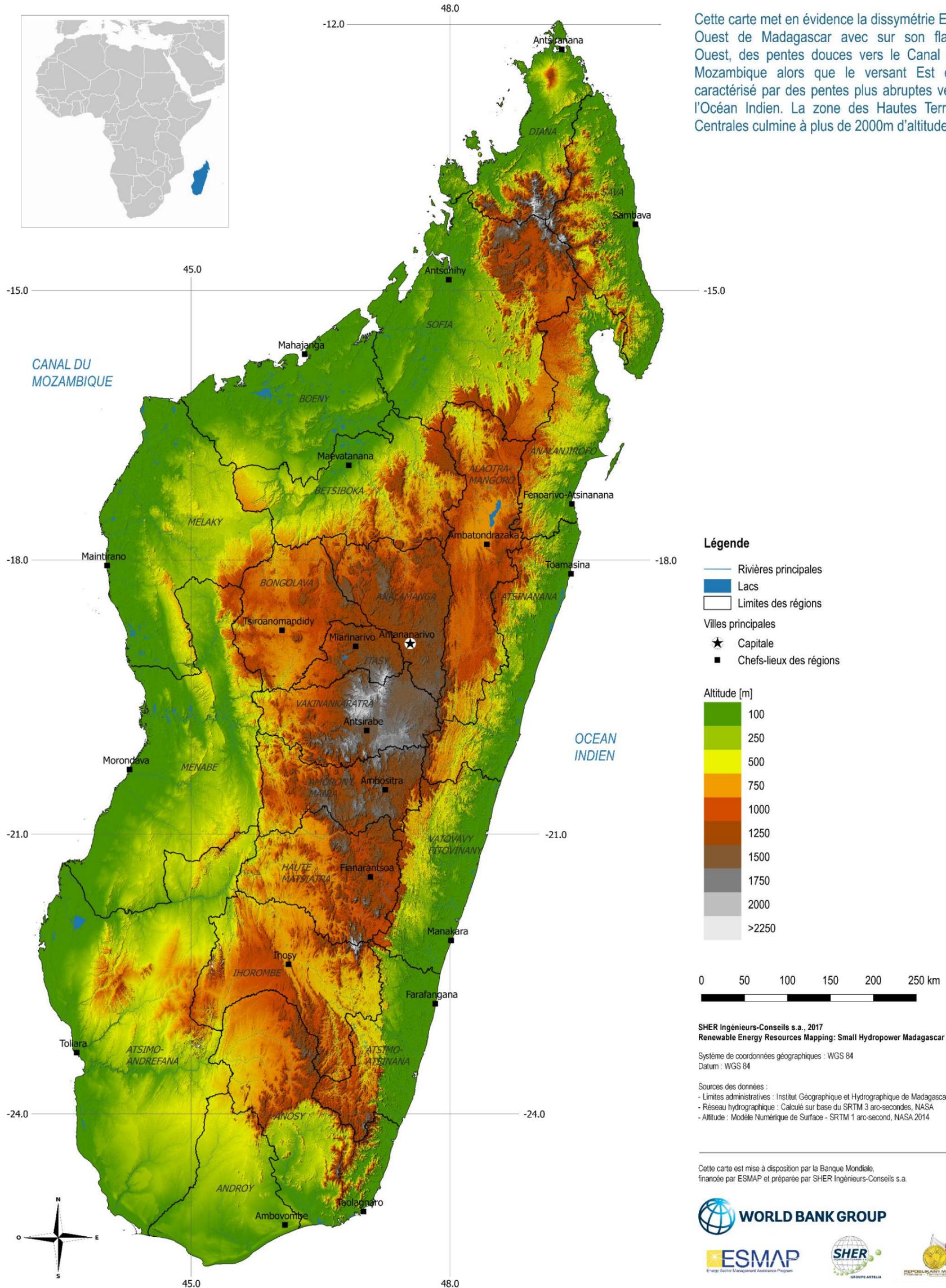
¹¹ http://www.bafg.de/GRDC/EN/Home/homepage_node.html

La couverture temporelle de chacune des 149 stations est représentée par un chronogramme dans le Tableau 10. On remarque que les mesures les plus anciennes en notre possession débutent en 1947 et que les mesures les plus récentes datent de 2001. Il apparaît clairement que la plupart des séries temporelles de débits sont caractérisées par un faible pourcentage d'années de mesure complètes allant de 0% à rarement plus de 80%. Sur cette base, il n'est pas possible d'établir une fenêtre temporelle commune à toutes les stations ayant une durée suffisamment longue pour une analyse spatio-temporelle détaillée des données entre les stations.

MADAGASCAR

Atlas de la Ressource Hydroélectrique (1-20 MW)

TOPOGRAPHIE : ALTIMETRIE



Cette carte met en évidence la dissymétrie Est-Ouest de Madagascar avec sur son flanc Ouest, des pentes douces vers le Canal du Mozambique alors que le versant Est est caractérisé par des pentes plus abruptes vers l'Océan Indien. La zone des Hautes Terres Centrales culmine à plus de 2000m d'altitude.

Figure 9. Modèle numérique de terrain de Madagascar.

CODE	SOURCE	RIVER	STATION	MAJORE RIVER BASIN	1940				1950				1960				1970				1980				1990				2000			First Y	Last Y	Length	completés	Nbre data	Data type*																							
					5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1							2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3											
M01	FR	SAMBIANO	AMBANJA	SAMBIANO																																		1952	1983	32	75%	308	M																	
M01	GRDC	SAMBIANO	AMBANJA	SAMBIANO																																				1953	1983	31	77%	329	M															
M01	DGMET	SAMBIANO	AMBANJA	SAMBIANO																																					1951	1984	34	65%	308	M														
M02	DGMET	SISAONY	AMBATOFOTSY AU P.K. 22	BETSIBOKA																																						1958	2001	44	48%	435	M													
M03	GRDC	MANAMBOLO	AMBATOLAHY	TSIRIBIHINA																																							1971	1988	18	17%	116	M												
M03	DGMET	MANAMBOLO	AMBATOLAHY	TSIRIBIHINA																																								1979	1995	17	29%	115	M											
M04	GRDC	MAHAVAVY	AMBILOBE	MAHAVAVY NORD																																									1963	1986	24	63%	235	M										
M04	DGMET	MAHAVAVY - NORD	AMBILOBE PONT NOUV. ECHELLE ORANGE	MAHAVAVY NORD																																										1971	1995	25	60%	238	M									
M05	FR	MANDRARE	AMBOASARY	EFAHO																																										1951	1977	27	96%	0	M									
M05	GRDC	MANDRARE	AMBOASARY	EFAHO																																										1951	1973	23	91%	264	M									
M06	DGMET	BESALY	AMBOASARY - EST	MANDRARE																																											1959	1994	36	22%	172	M								
M07	FR	RAMENA	AMBODIMANGA	SAMBIANO																																											1953	1976	24	88%	272	M								
M07	GRDC	RAMENA	AMBODIMANGA	SAMBIANO																																											1953	1976	24	88%	270	M								
M07	DGMET	RAMENA	AMBODIMANGA	SAMBIANO																																												1951	1977	27	52%	275	M							
M08	FR	ISINKO	AMBODIROKA	BETSIBOKA																																												1957	1974	18	94%	204	M							
M09	FR	BETSIBOKA	AMBODIROKA	BETSIBOKA																																												1957	1975	19	89%	209	M							
M09	GRDC	BETSIBOKA	AMBODIROKA	BETSIBOKA																																												1957	1969	13	85%	144	M							
M09	DGMET	BETSIBOKA	AMBODIROKA AMONT	BETSIBOKA																																													1956	1994	39	32%	248	M						
M10	GRDC	MAEVARANO	AMBODIVOHITRA	MAEVARANO																																													1963	1983	21	67%	180	M						
M10	FR	MAEVARANO	AMBODIVOHITRA	MAEVARANO																																													1955	1983	29	80%	308	M						
M11	FR	IKOPA	AMBOHIMANAMBOLA	BETSIBOKA																																														1956	1980	25	88%	262	M					
M11	DGMET	IKOPA	AMBOHIMANAMBOLA	BETSIBOKA																																													1955	2001	47	74%	495	M						
M12	DGMET	IHAZOLAVA	AMBOHIMANDROSO RN 7 (P.K. 85)	MANGORO																																														1966	1997	32	78%	342	M					
M13	GRDC	BEMARIVO	AMPASIMATERA	SOFIA																																														1968	1983	16	50%	150	M					
M13	DGMET	BEMARIVO	AMPASIMATERA	SOFIA																																															1967	1988	22	23%	135	M				
M14	DGMET	SISAONY	AMPITATAFIKA	BETSIBOKA																																															1961	2001	41	46%	312	M				
M15	FR	MANDRARE	ANDABOLAVA	MAEVARANO																																															1953	1977	25	84%	0	M				
M15	GRDC	MANDRARE	ANDABOLAVA	MAEVARANO																																															1953	1973	21	90%	240	M				
M16	DGMET	SALOHY	ANDAMPIHELY	SOFIA																																															1969	1981	13	62%	117	M				
M17	DGMET	LOKHO	ANDAPA (JIRAMA)	LOKHO																																																1986	1997	12	8%	62	M			
M18	GRDC	VOHITRA	ANDEKALEKA	RIANILA																																															1948	1973	26	69%	252	M				
M19	FR	VOHITRA	ANDEKALEKA AVAL	RIANILA																																															1951	1979	29	90%	105	M				
M19	DGMET	VOHITRA	ANDEKALEKA AVAL	RIANILA																																															1963	1995	33	28%	160	M				
M20	FR	SISAONY	ANDRAMASINA	BETSIBOKA																																																1957	1980	24	83%	245	M			
M20	DGMET	SISAONY	ANDRAMASINA	BETSIBOKA																																															1957	2001	45	82%	494	M				
M21	FR	MANIGORY	ANDROMBA	MANINGORY																																																	1945	1979	35	67%	135	M		
M21	DGMET	MANIGORY	ANDROMBA	MANINGORY																																																	1975	1988	14	54%	135	M		
M22	DGMET	MANANARA	ANJOZOROBE	BETSIBOKA																																																		1983	1999	17	0%	62	M	
M23	FR	ZOMANDAO	ANKARAMENA	MANGOKY																																																	1952	1976	25	62%	237	M		
M23	GRDC	ZOMANDAO	ANKARAMENA	MANGOKY																																																1952	1979	28	75%	308	M			
M24	DGMET	SISAONY	ANKAZOBE	BETSIBOKA																																																	1968	1990	23	61%	224	M		
M25	DGMET	TSINJOMORONA	ANKOKAKOBAKA	TSINJOMORONA																																																	1967	1991	25	16%	184	M		
M26	GRDC	MANIA	ANKOTROFOTSY	TSIRIBIHINA																																																		1980	1983	4	75%	40	M	
M26	DGMET	MANIA	ANKOTROFOTSY	TSIRIBIHINA																																																			1979	1984	6	33%	38	M
M27	DGMET	IKOPA	ANOSIZATO	BETSIBOKA				</																																																				

Etant donné l'importance des données hydrologiques dans l'estimation des paramètres techniques et économiques des schémas d'aménagement hydroélectrique et de leur développement, nous avons attribué à chacune des 149 stations un indice de confiance (bon, moyen ou faible) dans qualité de ces données. Cet indice de confiance se base sur les critères suivants :

- Pour les stations disposant de plusieurs sources de donnée (FR, GRDC ou DGMET), la comparaison, suivant les sources de données, des moyennes et variances mensuelles et interannuelles calculées pour chacune des 149 stations de mesure de débit ;
- La longueur de la série temporelle de mesure ;
- Le pourcentage de lacune dans la série temporelle de mesure ;
- La cohérence des données avec la superficie du bassin versant relatif à la station de mesure du débit et la pluviométrie ;
- La disponibilité de documentation relative aux mesures effectuées à la station de mesure de débit (traitement statistique existant).

Suivant ces critères, 43 stations de mesure de débit ont été retenues. Les caractéristiques statistiques principales de ces stations sont présentées dans le Tableau 13 et leur couverture spatiale est illustrée à la Figure 11. On remarque que les stations sont réparties de la manière suivante : 47% dans le versant Ouest, 33% dans le versant Est, 14% dans le versant Sud et 7% dans le versant du Tsaratanana. Cette répartition, par grands bassins versant est explicitée dans le Tableau 11.

RÉGION HYDROLOGIQUE	BASSIN VERSANT	NOMBRE STATIONS
Versant du Tsaratanana		3
	Maevarano	1
	Sambirano	2
Versant Est		14
	Mananara	1
	Rianila	1
	Faraony	1
	Ivondro	1
	Mananjary	2
	Mangoro	3
	Maningory	1
	Namorona	1
	Rianila	3
Versant Ouest		20
	Betsiboka	9
	Mangoky	5
	Morondava	1
	Onilahy	1
	Tsiribihina	4
Versant Sud		6
	Efaho	2
	Maevarano	2
	Manambovo	1
	Menarandra	1

Tableau 11. Répartition des stations de mesure de débit sélectionnées.

Ces 43 stations sélectionnées couvrent une période mesure allant de 1945 à 1989 tel qu'illustré à la Figure 10 et leurs caractéristiques principales sont explicitées dans le Tableau 14.

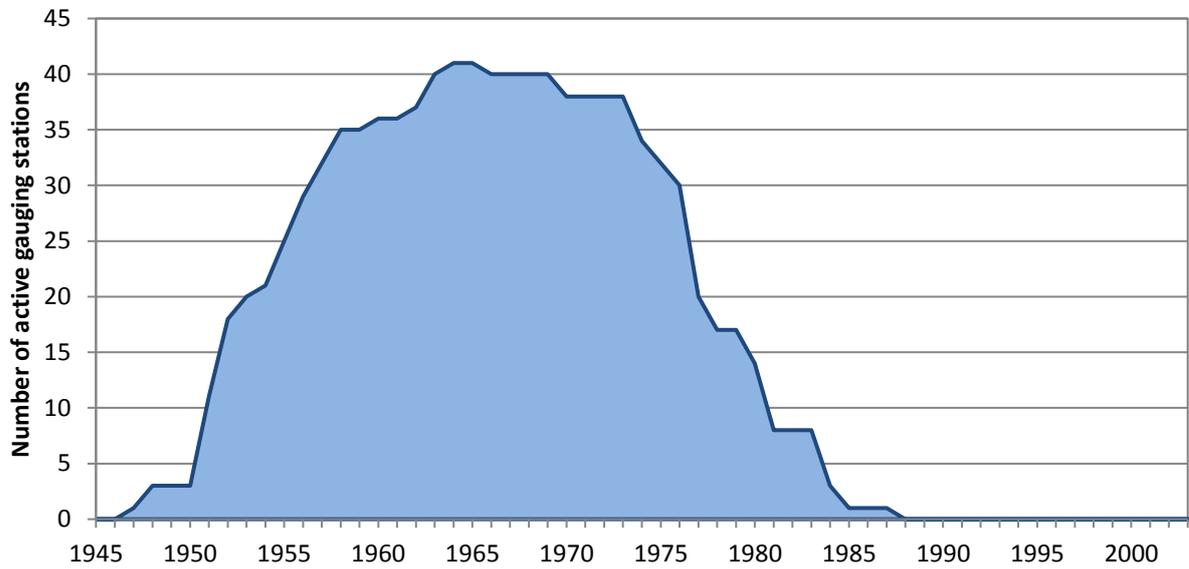


Figure 10. Nombre de stations de mesure de débit pour lesquelles nous disposons des données validées, en fonction du temps.

MADAGASCAR Small Hydropower Resource Atlas (1-20 MW)



Stations hydrométriques

Cette carte présente les stations hydrométriques de références utilisées dans le cadre de l'étude ainsi que leurs bassins versants. Ces stations sont au nombre de 43 et leur bassin versant couvrent une superficie totale d'environ 226 000 km², soit près de 38% de la superficie de Madagascar.

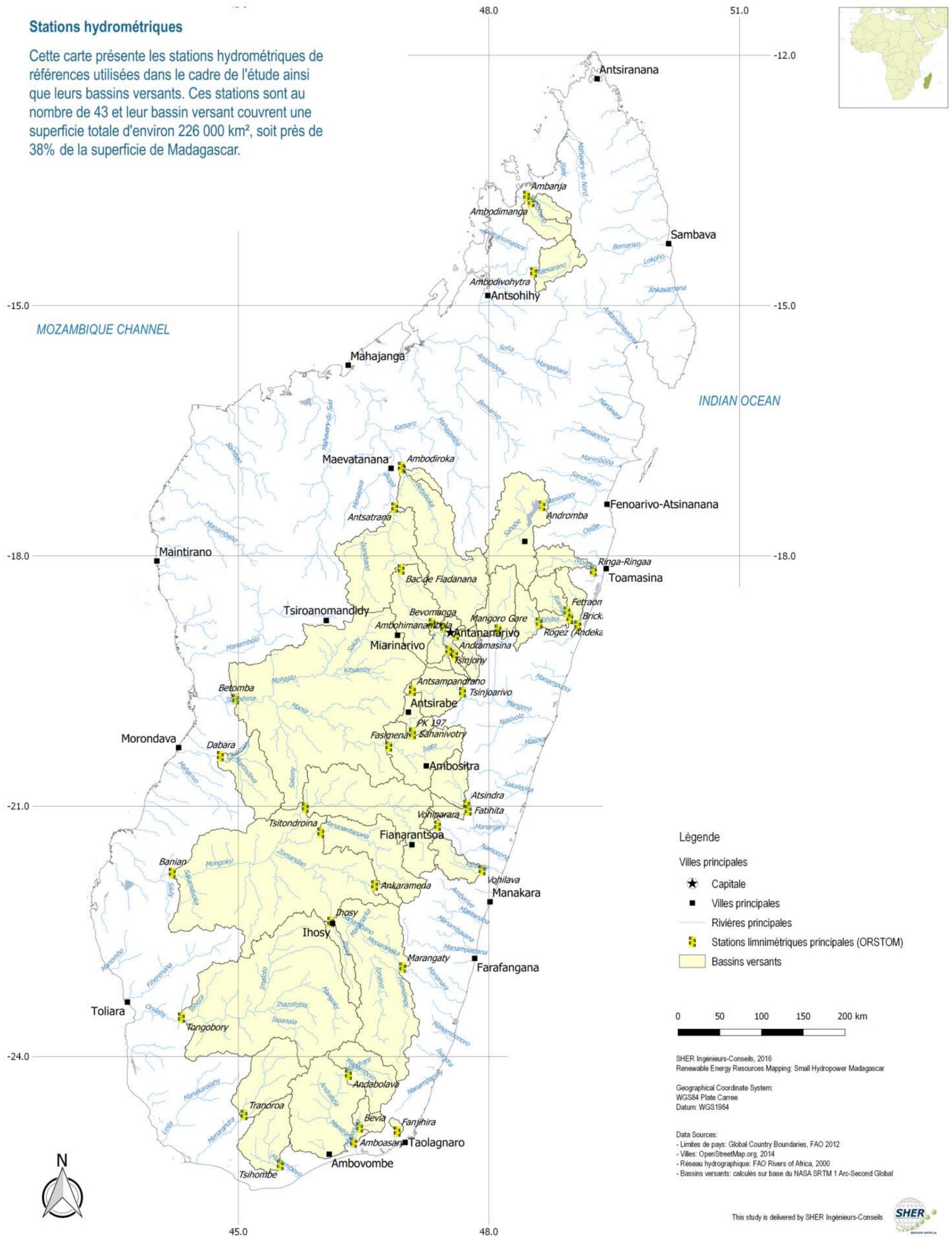


Figure 11. Localisation des stations de jaugeage sélectionnées

5.3 MODÉLISATION DES COURBES DE DÉBITS CLASSÉS

5.3.1 Approche méthodologique

Comme indiqué précédemment dans ce chapitre, il n'existe pas ou peu d'information sur le régime hydrologique des cours d'eau au niveau des sites hydroélectriques potentiels sélectionnés. Par conséquent, nous proposons d'obtenir une estimation des caractéristiques statistiques des séries temporelles de débits aux sites d'intérêt, à partir des données disponibles aux autres stations de mesure réparties sur le territoire de Madagascar.

La méthodologie de régionalisation comprend les 4 étapes suivantes :

- 1) Analyse descriptive des données hydrologiques et sélection du modèle statistique ;
- 2) Détermination des paramètres caractéristiques des bassins versants jaugés et non jaugés ;
- 3) Comparaison régionales ;
- 4) Transfert des modèles aux sites d'intérêt et estimation des débits.

Ces différentes étapes sont présentées de manière schématique dans les figures ci-dessous et sont explicitées dans les paragraphes ci-dessous, avec la présentation des résultats saillants.

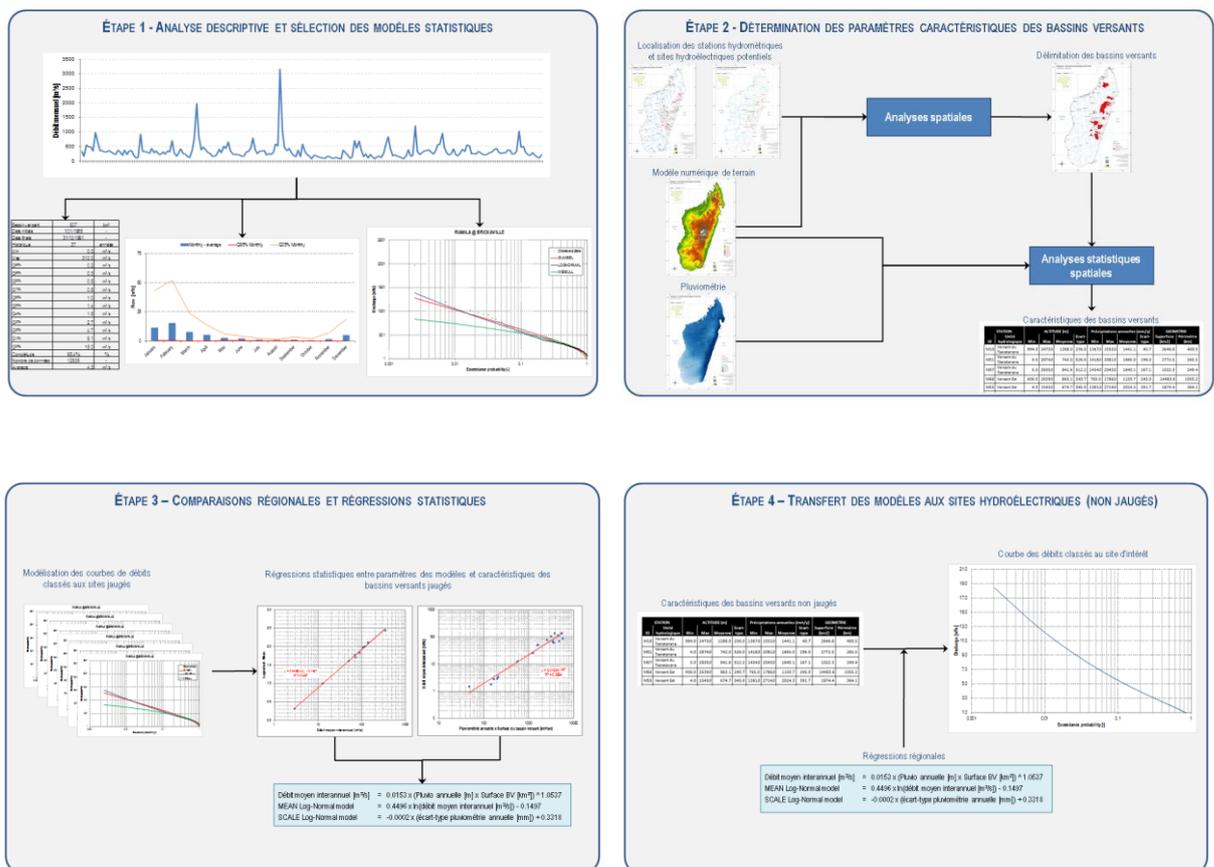


Figure 12. Modélisation des courbes de débits classés: représentation schématique de la méthodologie de modélisation

5.3.2 Analyse descriptive des données hydrologiques et sélection du modèle statistique

Cette étape consiste notamment en la détermination des caractéristiques statistiques mensuelles et interannuelles des séries temporelles de données hydrologiques, la visualisation des données ainsi qu'un contrôle de leur qualité. Les principales caractéristiques des stations de mesure sont présentées dans le Tableau 13 ci-dessous.

Tableau 12. Caractéristiques statistiques principales des stations de mesure de débit retenues.

Code	Rivière	Nom station	Débit mensuel moyen [m³/s]												
			Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Inter-annuel
M01	SAMBIRANO	AMBANJA	275.0	368.0	336.0	214.0	105.0	56.1	35.8	26.2	20.8	19.4	36.5	120.0	133.1
M05	MANDRARE	AMBOASARY	242.0	187.0	121.0	37.0	19.6	14.1	10.8	10.6	7.5	9.0	28.1	152.0	69.5
M07	RAMENA	AMBODIMANGA	144.0	187.0	158.0	107.0	55.2	28.6	19.3	14.9	10.7	10.7	17.0	62.6	67.2
M08	ISINKO	AMBODIROKA	51.6	65.6	58.3	21.5	9.4	7.1	5.5	4.2	3.2	2.8	12.3	26.4	22.1
M09	BETSIBOKA	AMBODIROKA	625.0	737.0	695.0	295.0	167.0	136.0	112.0	95.5	74.5	70.4	159.0	414.0	296.2
M10	MAEVARANO	AMBODIVOHYTRA	86.8	130.0	121.0	84.8	34.9	21.4	15.7	11.7	7.7	5.4	8.6	34.2	46.3
M11	IKOPA	AMBOHIMANAMBOLA	42.0	41.2	40.0	25.9	22.8	23.0	23.9	25.0	23.4	23.1	27.2	37.4	29.5
M15	MANDRARE	ANDABOLAVA	115.0	90.1	57.3	25.2	15.3	11.2	9.0	9.0	6.5	6.9	22.5	72.9	36.5
M19	VOHITRA	ANDEKALEKA AVAL	234.0	256.0	274.0	151.0	105.0	97.5	105.0	110.0	81.2	66.8	77.3	127.0	139.9
M20	SISAONY	ANDRAMASINA	12.2	12.7	10.8	5.5	3.7	3.3	3.2	3.0	2.4	2.2	3.9	9.6	6.0
M21	MANIGORY	ANDROMBA	62.6	115.0	160.0	155.0	107.0	77.7	59.5	45.9	34.0	24.3	19.2	27.2	73.6
M23	ZOMANDAO	ANKARAMENA	32.4	29.5	19.6	6.9	3.2	2.4	2.0	1.8	1.3	1.3	5.0	21.6	10.5
M31	AMBOROMPOTSY	ANTSAMPANDRANO	5.5	5.8	6.5	3.5	1.9	1.5	1.2	1.0	0.9	0.9	1.8	3.8	2.9
M32	IKOPA	ANTSATRANA	933.0	1050.0	1040.0	523.0	286.0	219.0	179.0	149.0	121.0	122.0	264.0	640.0	457.6
M33	MANANJARY	ANTSINDRA	178.0	216.0	208.0	152.0	102.0	82.1	80.5	82.5	63.7	48.6	66.0	128.0	116.8
M35	IVONGORO	RINGA-RINGAA	143.0	158.0	180.0	123.0	93.5	90.8	95.3	98.0	79.7	65.3	65.5	93.6	106.9
M36	FARAONY	VOHILAVA	183.0	261.0	224.0	140.0	99.6	77.2	79.7	83.7	58.7	48.3	62.0	124.0	119.3
M39	IKOPA	BAC DE FIADANANA	362.0	391.0	361.0	203.0	111.0	82.2	71.3	60.9	47.2	43.3	106.0	268.0	174.5
M40	MANGOKY	BANIAN	1520.0	1370.0	999.0	419.0	221.0	181.0	154.0	129.0	101.0	97.8	234.0	858.0	519.9
M42	TSIRIBIHINA	BETOMBA	2390.0	3430.0	2020.0	937.0	399.0	297.0	248.0	223.0	202.0	223.0	424.0	1200.0	985.3
M44	MANANARA	BEVIA	17.8	12.8	12.2	3.6	2.5	2.8	1.9	2.1	1.7	1.3	2.6	8.9	5.8
M46	IKOPA	BEVOMANGA	152.0	153.0	156.0	101.0	52.3	40.9	37.5	32.8	26.6	24.5	44.2	108.0	77.0
M48	RIANILA	BRICKAVILLE	465.0	508.0	720.0	382.0	291.0	284.0	294.0	279.0	221.0	179.0	222.0	299.0	344.7
M49	MORONDAVA	DABARA	144.0	151.0	95.4	21.9	16.1	19.4	12.4	10.9	9.6	9.1	18.0	106.0	50.7
M51	EFAHO	FANJIHIRA	21.3	30.9	22.7	12.8	8.7	5.8	10.2	9.9	3.7	3.3	7.2	9.3	12.0
M53	MANIA	FASIMENA	285.0	330.0	276.0	175.0	119.0	100.0	94.4	87.2	74.1	71.0	100.0	193.0	157.8
M54	IVOHANANA	FATIHITA	73.2	104.0	96.1	67.1	52.3	33.4	31.7	31.8	25.5	20.1	26.0	47.6	50.4
M55	RIANILA	FETRAOMBY	245.0	233.0	216.0	146.0	107.0	100.0	104.0	140.0	94.4	80.8	85.2	115.0	138.4
M59	IHOSY	IHOSY	50.0	42.1	28.3	13.3	7.4	5.8	4.8	4.4	3.3	3.4	5.6	24.9	16.0
M64	MATSIATRA	MALAKIALINA	652.0	531.0	431.0	166.0	92.6	77.4	64.0	58.8	47.3	39.1	90.2	680.0	243.4
M65	MANGORO	MANGORO GARE	155.0	185.0	179.0	105.0	66.6	53.8	49.1	43.1	33.4	30.0	53.1	119.0	88.9
M66	MANANARA SUD	MARANGATY	496.0	545.0	435.0	249.0	145.0	110.0	108.0	115.0	76.8	61.9	108.0	303.0	227.8
M72	SAHANIVOTRY	PK 197	18.1	21.4	18.2	12.6	8.1	6.1	5.5	4.7	3.7	4.0	8.1	13.8	10.3
M73	IKOPA	PONT DE MAHITSY	52.8	53.2	54.5	33.3	24.0	22.5	22.0	20.7	16.9	16.4	24.1	40.7	31.7
M75	VOHITRA	ROGEZ	105.0	116.0	132.0	77.4	54.9	53.2	56.8	58.6	45.8	36.2	41.3	62.1	69.7
M78	MANANDONA	SAHANIVOTRY	53.6	66.1	54.3	36.8	21.0	14.5	12.7	10.5	8.1	8.2	17.7	38.2	28.3
M81	ONILAHY	TONGOBOBY	373.0	327.0	229.0	87.2	56.5	51.6	45.8	43.8	40.3	48.7	121.0	327.0	145.2
M82	MENARANDRA	TRANOROA	108.0	80.3	42.2	11.2	5.5	3.1	2.1	2.0	2.2	4.5	19.6	84.6	30.3
M83	MANOMBOVO	TSIHOMBE	15.3	14.5	6.5	1.4	0.4	0.2	0.2	0.0	0.2	0.6	3.6	12.4	4.6
M84	ONIVE	TSINJOARIVO	137.0	166.0	149.0	89.2	47.3	34.3	30.8	27.1	20.2	16.6	42.4	110.0	72.0
M85	AMDROMBA	TSINJONY	17.0	18.4	18.5	10.5	6.0	4.6	4.4	3.7	3.3	3.0	5.6	13.8	9.0
M86	MANANANTANANA	TSITONDROINA	261.0	224.0	172.0	64.3	31.2	27.0	20.4	19.4	14.9	13.5	42.4	208.0	91.0
M87	NAMORONA	VOHIPARARA	19.6	27.6	23.6	14.3	10.0	9.6	8.9	8.9	6.3	4.8	6.8	12.3	12.6

Ensuite, pour chacune des stations hydrométriques, la courbe des débits classés est déterminée et modélisée par trois modèles statistiques différents couramment utilisés en hydrologie : (i) Weibull, (ii) Gumbel (EV1) et (iii) Log-Normal. Chacun de ces modèles est caractérisé par deux paramètres. Les paramètres de ces trois modèles sont optimisés pour chacune des stations hydrométriques afin que ces modèles s’ajustent aux mieux à la courbe des débits classés mesurés. Rappelons ici qu’il s’agit des courbes des débits mensuels classés.

A titre d’exemple, la Figure 13 montre la courbe des débits classés pour la station d’Antsindra sur la rivière Mananjary ainsi que les trois modèles statistiques ajustés. On observe que ce sont les lois de type Gumbel et Log normale qui s’ajustent le mieux aux observations avec la loi Log normale qui permet de mieux représenter les faibles débits, dont la probabilité de dépassement est supérieure à 90%.

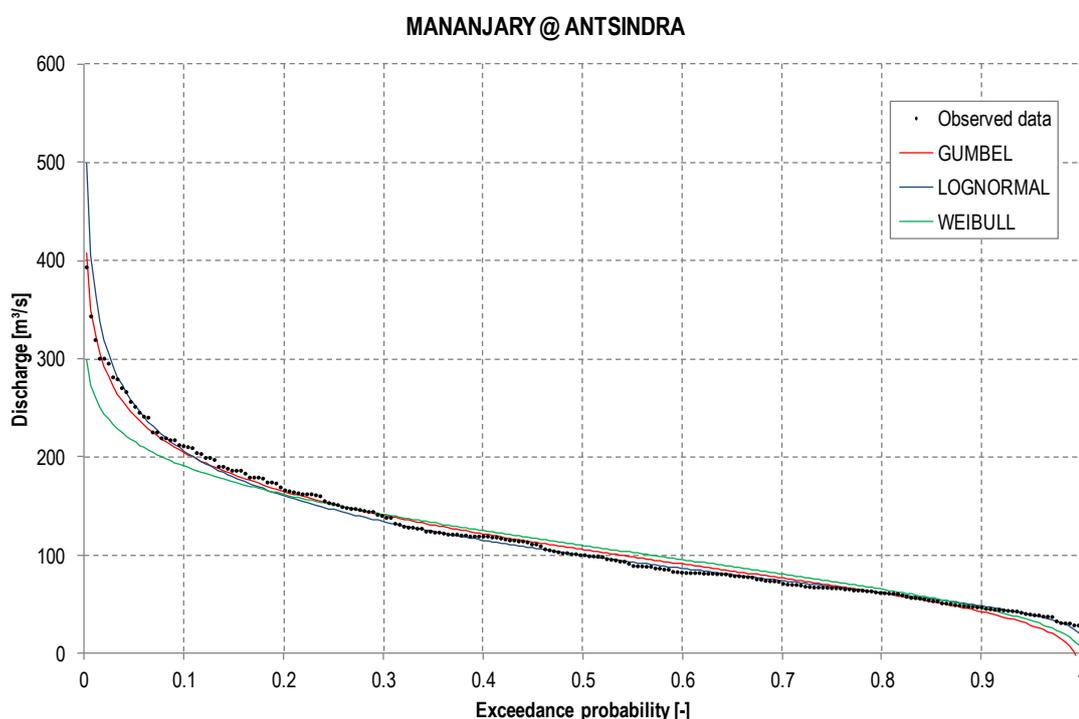


Figure 13. Courbe des débits classés et modèles statistiques ajustés pour la Station d'Antsindra sur la Mananjary

5.3.3 Détermination des paramètres caractéristiques des bassins versants jaugés et non jaugés

1.1.1.1 Délimitation des bassins versants

Dans un premier temps, les bassins versants des sites jaugés (43 stations de mesure de débit) et non jaugés (17 sites hydroélectriques potentiels) sont délimités à l’aide de l’outil ArcHydro du logiciel d’information géographique de ESRI au travers des étapes intermédiaires suivantes:

- 1) Correction du modèle numérique de terrain (MNT) afin de combler par interpolation les éventuelles zones qui ne contiennent pas de valeur ainsi que d’éliminer certaines imperfections du MNT.

- 2) Calcul de la direction des flux pour chacune des mailles du MNT correspondant à la direction du plus fort gradient de pentes entre mailles adjacentes.
- 3) Calcul de la couche d'accumulation des flux correspondant aux tracés des écoulements superficiels avec pour chacune des mailles du MNT, le calcul du nombre de mailles situées en amont s'écoulant dans chacune de ces dernières.
- 4) Validation visuelle de la position des points pour lesquels la délimitation des bassins versants est souhaitée (stations hydrométriques et sites hydroélectriques potentiels). Il s'agit en effet de s'assurer que ces derniers soient bien positionnés sur le bon tronçon d'accumulation des écoulements superficiels déterminés à l'étape précédente, faute de quoi la délimitation du bassin versant serait erronée.
- 5) Sur base des couches précédentes, calcul des limites des bassins versants.
- 6) Validation visuelle des limites de bassin versant sur fond de cartes topographiques.

Les résultats de ces procédures d'analyses spatiales sont différentes couches SIG (au format vectoriel et matriciel) et sont un prérequis pour la suite de la détermination des caractéristiques des bassins versants.

Code	Position		Alt [masl]	Rivière	Nom station	Basin versant [km²]	Précipitations moyenne annuelle [mm/y]	Débit mensuel moyen [m³/s]												
	Lat (DD)	Lon (DD)						Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Inter-annuel
M01	13.6833	48.4500	13	SAMBIRANO	AMBANJA	2830	1585.7	275.0	368.0	336.0	214.0	105.0	56.1	35.8	26.2	20.8	19.4	36.5	120.0	133.1
M05	25.0500	46.4667	17	MANDRARE	AMBOASARY	12435	1445.1	242.0	187.0	121.0	37.0	19.6	14.1	10.8	10.6	7.5	9.0	28.1	152.0	69.5
M07	13.7500	48.5000	10	RAMENA	AMBODIMANGA	1080	1478.6	144.0	187.0	158.0	107.0	55.2	28.6	19.3	14.9	10.7	10.7	17.0	62.6	67.2
M08	16.9489	46.9608	146	ISINKO	AMBODIROKA	600	1449.3	51.6	65.6	58.3	21.5	9.4	7.1	5.5	4.2	3.2	2.8	12.3	26.4	22.1
M09	16.9333	46.9500	108	BETSIBOKA	AMBODIROKA	11800	2033.9	625.0	737.0	695.0	295.0	167.0	136.0	112.0	95.5	74.5	70.4	159.0	414.0	296.2
M10	14.6000	48.5333	1284	MAEVARANO	AMBODIVOHYTRA	2585	910.0	86.8	130.0	121.0	84.8	34.9	21.4	15.7	11.7	7.7	5.4	8.6	34.2	46.3
M11	18.9453	47.5989	1267	IKOPA	AMBOHIMANAMBOLA	1407	1389.5	42.0	41.2	40.0	25.9	22.8	23.0	23.9	25.0	23.4	23.1	27.2	37.4	29.5
M15	24.2167	46.3167	236	MANDRARE	ANDABOLAVA	4035	1548.0	115.0	90.1	57.3	25.2	15.3	11.2	9.0	9.0	6.5	6.9	22.5	72.9	36.5
M19	18.8000	48.9500	14	VOHITRA	ANDEKALEKA AVAL	2615	1421.2	234.0	256.0	274.0	151.0	105.0	97.5	105.0	110.0	81.2	66.8	77.3	127.0	139.9
M20	19.1861	47.5889	1353	SISAONY	ANDRAMASINA	318	1378.6	12.2	12.7	10.8	5.5	3.7	3.3	3.2	3.0	2.4	2.2	3.9	9.6	6.0
M21	17.4000	48.6333	741	MANIGORY	ANDROMBA	6855	1381.7	62.6	115.0	160.0	155.0	107.0	77.7	59.5	45.9	34.0	24.3	19.2	27.2	73.6
M23	21.9500	49.6500	825	ZOMANDAO	ANKARAMENA	610	1622.0	32.4	29.5	19.6	6.9	3.2	2.4	2.0	1.8	1.3	1.3	5.0	21.6	10.5
M31	19.6167	47.0833	1878	AMBOROMPOTSY	ANTSAMPANDRANO	95	1859.6	5.5	5.8	6.5	3.5	1.9	1.5	1.2	1.0	0.9	0.9	1.8	3.8	2.9
M32	17.4333	46.8833	450	IKOPA	ANTSATRANA	18645	1798.3	933.0	1050.0	1040.0	523.0	286.0	219.0	179.0	149.0	121.0	122.0	264.0	640.0	457.6
M33	20.9833	47.7333	423	MANANJARY	ANTSINDRA	2260	1441.1	178.0	216.0	208.0	152.0	102.0	82.1	80.5	82.5	63.7	48.6	66.0	128.0	116.8
M35	18.1833	49.2500	15	IVONGORO	RINGA-RINGAA	2560	1111.1	143.0	158.0	180.0	123.0	93.5	90.8	95.3	98.0	79.7	65.3	65.5	93.6	106.9
M36	21.7667	47.9167	11	FARAONY	VOHILAVA	2005	854.6	183.0	261.0	224.0	140.0	99.6	77.2	79.7	83.7	58.7	48.3	62.0	124.0	119.3
M39	18.1625	46.9483	974	IKOPA	BAC DE FIADANANA	9450	1150.7	362.0	391.0	361.0	203.0	111.0	82.2	71.3	60.9	47.2	43.3	106.0	268.0	174.5
M40	21.8000	44.2069	210	MANGOKY	BANIAN	50000	1417.0	1520.0	1370.0	999.0	419.0	221.0	181.0	154.0	129.0	101.0	97.8	234.0	858.0	519.9
M42	19.7167	44.9667	12	TSIRIBIHINA	BETOMBA	45000	1876.8	2390.0	3430.0	2020.0	937.0	399.0	297.0	248.0	223.0	202.0	223.0	424.0	1200.0	985.3
M44	24.8500	46.4500	47	MANANARA	BEVIA	1085	793.9	17.8	12.8	12.2	3.6	2.5	2.8	1.9	2.1	1.7	1.3	2.6	8.9	5.8
M46	18.8083	47.3200	1236	IKOPA	BEVOMANGA	4184	984.3	152.0	153.0	156.0	101.0	52.3	40.9	37.5	32.8	26.6	24.5	44.2	108.0	77.0
M48	18.8167	49.0667	12	RIANILA	BRICKAVILLE	6000	994.4	465.0	508.0	720.0	382.0	291.0	284.0	294.0	279.0	221.0	179.0	222.0	299.0	344.7
M49	20.4000	44.7833	91	MORONDAVA	DABARA	4640	1524.3	144.0	151.0	95.4	21.9	16.1	19.4	12.4	10.9	9.6	9.1	18.0	106.0	50.7
M51	24.9000	46.9000	21	EFAHO	FANJHIRA	195	1441.6	21.3	30.9	22.7	12.8	8.7	5.8	10.2	9.9	3.7	3.3	7.2	9.3	12.0
M53	20.2833	46.8000	1269	MANIA	FASIMENA	6795	1188.1	285.0	330.0	276.0	175.0	119.0	100.0	94.4	87.2	74.1	71.0	100.0	193.0	157.8
M54	21.0500	47.7500	293	IVOHANANA	FATIHITA	835	525.6	73.2	104.0	96.1	67.1	52.3	33.4	31.7	31.8	25.5	20.1	26.0	47.6	50.4
M55	18.6667	48.9333	22	RIANILA	FETRAOMBY	1863	1280.2	245.0	233.0	216.0	146.0	107.0	100.0	104.0	140.0	94.4	80.8	85.2	115.0	138.4
M59	22.3833	46.1167	704	IHOSY	IHOSY	1500	710.5	50.0	42.1	28.3	13.3	7.4	5.8	4.8	4.4	3.3	3.4	5.6	24.9	16.0
M64	21.0167	45.8000	527	MATSIATRA	MALAKIALINA	11715	1099.5	652.0	531.0	431.0	166.0	92.6	77.4	64.0	58.8	47.3	39.1	90.2	680.0	243.4
M65	18.8833	48.1083	874	MANGORO	MANGORO GARE	3600	1398.4	155.0	185.0	179.0	105.0	66.6	53.8	49.1	43.1	33.4	30.0	53.1	119.0	88.9
M66	22.9333	46.9667	545	MANANARA SUD	MARANGATY	14160	783.7	496.0	545.0	435.0	249.0	145.0	110.0	108.0	115.0	76.8	61.9	108.0	303.0	227.8
M72	20.1167	47.0833	1376	SAHANIVOTRY	PK 197	430	1451.2	18.1	21.4	18.2	12.6	8.1	6.1	5.5	4.7	3.7	4.0	8.1	13.8	10.3
M73	18.8631	47.4581	1260	IKOPA	PONT DE MAHITSY	1684	1640.1	52.8	53.2	54.5	33.3	24.0	22.5	22.0	20.7	16.9	16.4	24.1	40.7	31.7
M75	18.8000	48.6000	374	VOHITRA	ROGEZ (ANDEKALEKA)	1910	2153.8	105.0	116.0	132.0	77.4	54.9	53.2	56.8	58.6	45.8	36.2	41.3	62.1	69.7
M78	20.1333	47.0833	1426	MANANDONA	SAHANIVOTRY	1450	2024.3	53.6	66.1	54.3	36.8	21.0	14.5	12.7	10.5	8.1	8.2	17.7	38.2	28.3
M81	23.5333	44.3167	79	ONILAHY	TONGOBORY	27700	1413.1	373.0	327.0	229.0	87.2	56.5	51.6	45.8	43.8	40.3	48.7	121.0	327.0	145.2
M82	24.7000	45.0667	201	MENARANDRA	TRANOROA	5330	1665.0	108.0	80.3	42.2	11.2	5.5	3.1	2.1	2.0	2.2	4.5	19.6	84.6	30.3
M83	25.3000	45.5000	88	MANOMBOVO	TSIHOMBE	2712	1387.3	15.3	14.5	6.5	1.4	0.4	0.2	0.2	0.0	0.2	0.6	3.6	12.4	4.6
M84	19.6333	47.6833	1603	ONIVE	TSINJOARIVO	3200	1419.6	137.0	166.0	149.0	89.2	47.3	34.3	30.8	27.1	20.2	16.6	42.4	110.0	72.0
M85	19.1333	47.5167	1360	AMDROMBA	TSINJONY	350	2022.7	17.0	18.4	18.5	10.5	6.0	4.6	4.4	3.7	3.3	3.0	5.6	13.8	9.0
M86	21.3167	45.9861	600	MANANANTANANA	TSITONDROINA	6510	1796.6	261.0	224.0	172.0	64.3	31.2	27.0	20.4	19.4	14.9	13.5	42.4	208.0	91.0
M87	21.2333	47.3833	1188	NAMORONA	VOHIPARARA	445	1068.5	19.6	27.6	23.6	14.3	10.0	9.6	8.9	8.9	6.3	4.8	6.8	12.3	12.6

Tableau 13. Caractéristiques statistiques principales des stations de mesure de débit retenues.

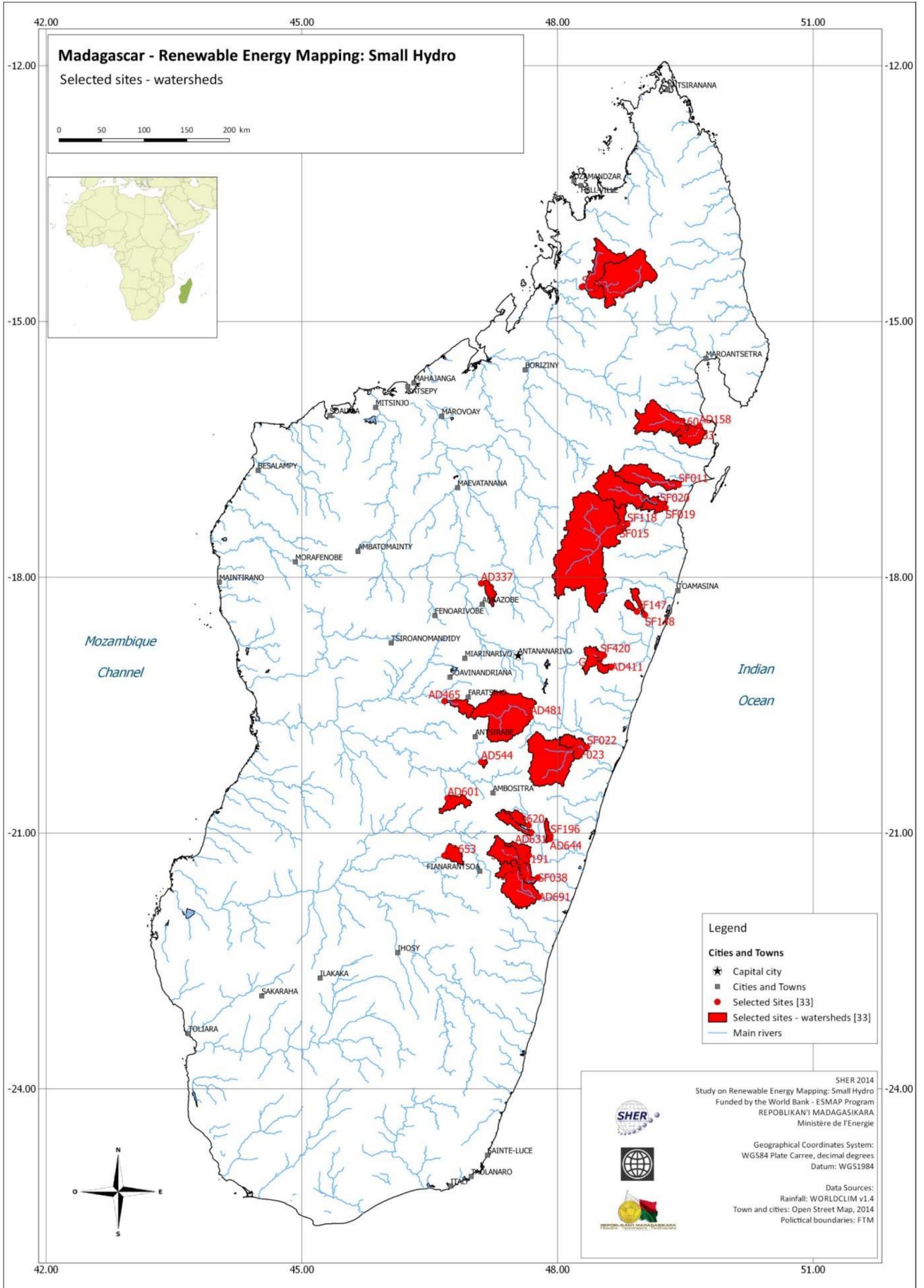


Figure 14. Bassins versants des 33 sites hydroélectriques prometteurs

5.3.3.1 Détermination des paramètres caractéristiques des bassins versants

Ces paramètres comprennent la météorologie (précipitations, température), la topographie et la morphologie (superficie, périmètre, altitude, pente, coefficient de Gravelius, dénivelée, etc.) des bassins versants. L'ensemble de ces paramètres sont calculés, par analyse spatiale, pour chacun des bassins versants jaugés et non-jaugés et sont repris dans le Tableau ci-dessous.

ID	STATION Unité hydrologique	ALTITUDE (m)				Précipitations annuelles (mm/y)				GEOMETRIE	
		Min	Max	Moyenne	Ecart- type	Min	Max	Moyenne	Ecart- type	Superficie (km ²)	Périmètre (km)
M10	Versant du Tsaratanana	994.0	2473.0	1288.0	236.0	1367.0	1552.0	1441.1	40.7	2646.8	400.5
M01	Versant du Tsaratanana	4.0	2874.0	742.0	526.0	1418.0	2081.0	1665.0	196.0	2772.5	265.5
M07	Versant du Tsaratanana	5.0	2835.0	841.6	512.2	1434.0	2043.0	1640.1	167.1	1022.3	249.4
M66	Versant Est	436.0	2639.0	863.1	240.7	765.0	1786.0	1150.7	245.0	14483.6	1055.2
M55	Versant Est	4.0	1543.0	674.7	345.0	1381.0	2714.0	2024.3	391.7	1874.4	364.1
M36	Versant Est	1.0	1444.0	496.1	365.7	1368.0	2421.0	2033.9	313.9	2068.2	431.9
M35	Versant Est	4.0	1462.0	730.8	359.0	1213.0	3031.0	1798.3	512.5	2109.1	417.9
M33	Versant Est	345.0	1836.0	993.3	336.7	1408.0	2392.0	1876.8	304.8	2394.7	384.0
M54	Versant Est	201.0	1696.0	927.1	330.3	1399.0	2406.0	1859.6	361.2	834.1	251.6
M31	Versant Est	1777.0	2292.0	2049.1	68.3	1544.0	1612.0	1585.7	14.6	106.3	65.2
M65	Versant Est	809.0	1619.0	1015.2	167.3	1253.0	1814.0	1524.3	137.1	3735.9	566.0
M84	Versant Est	1479.0	2626.0	1703.8	158.3	1369.0	1607.0	1451.2	51.3	3282.4	315.2
M21	Versant Est	640.0	1567.0	904.0	134.9	1071.0	1482.0	1188.1	74.5	8053.7	830.7
M87	Versant Est	1117.0	1582.0	1254.1	76.7	1285.0	1520.0	1398.4	54.9	390.6	147.6
M19	Versant Est	4.0	1538.0	775.5	342.1	1386.0	2745.0	2022.7	423.7	2613.5	399.1
M48	Versant Est	2.0	1543.0	624.2	387.5	1381.0	2903.0	2153.8	452.2	6059.7	679.6
M75	Versant Est	347.0	1538.0	956.8	153.7	1378.0	2618.0	1796.6	268.7	1895.8	378.1
M08	Versant Ouest	119.0	1364.0	725.2	367.4	1428.0	1710.0	1622.0	92.1	607.8	239.7
M09	Versant Ouest	60.0	1777.0	987.6	325.1	1221.0	1783.0	1478.6	138.2	11904.5	1092.5
M11	Versant Ouest	1226.0	1800.0	1456.4	95.3	1313.0	1469.0	1389.5	29.2	1545.5	347.0
M20	Versant Ouest	1293.0	1782.0	1513.4	84.0	1345.0	1425.0	1387.3	17.8	326.4	158.2
M32	Versant Ouest	383.0	2598.0	1189.1	272.5	1302.0	1837.0	1548.0	151.8	18515.1	1002.4
M39	Versant Ouest	921.0	2598.0	1361.0	165.6	1302.0	1642.0	1421.2	75.2	9532.8	660.7
M46	Versant Ouest	1176.0	2598.0	1433.7	151.1	1302.0	1560.0	1378.6	44.6	4221.0	402.4
M73	Versant Ouest	1224.0	1800.0	1444.4	103.8	1313.0	1471.0	1381.7	28.8	2422.6	293.3
M85	Versant Ouest	1321.0	2598.0	1584.8	205.2	1347.0	1560.0	1445.1	51.5	356.0	158.6
M23	Versant Ouest	752.0	2599.0	1257.3	406.5	923.0	1396.0	1068.5	114.5	613.3	176.9
M40	Versant Ouest	44.0	2599.0	772.1	368.9	732.0	1525.0	994.4	202.1	50354.3	1854.0
M59	Versant Ouest	684.0	1810.0	1094.0	230.8	764.0	1087.0	910.0	90.0	1542.4	417.1
M64	Versant Ouest	389.0	2001.0	1099.4	311.6	1116.0	1525.0	1280.2	61.1	11876.9	1175.7
M86	Versant Ouest	519.0	2094.0	1003.4	245.3	957.0	1385.0	1111.1	73.4	6617.4	803.7

STATION ID	Unité hydrologique	ALTITUDE (m)				Précipitations annuelles (mm/y)				GEOMETRIE	
		Min	Max	Moyenne	Ecart- type	Min	Max	Moyenne	Ecart- type	Superficie (km2)	Périmètre (km)
M49	Versant Ouest	50.0	957.0	334.0	144.7	897.0	1294.0	1099.5	84.5	4705.6	541.4
M81	Versant Ouest	55.0	1815.0	705.2	293.8	551.0	1094.0	783.7	88.2	28579.3	1341.6
M42	Versant Ouest	3.0	2620.0	922.8	525.9	1092.0	1953.0	1419.6	117.2	45429.0	1528.4
M53	Versant Ouest	987.0	2376.0	1528.8	209.1	1334.0	1612.0	1441.6	53.9	7026.2	538.5
M72	Versant Ouest	1348.0	2060.0	1812.5	78.3	1392.0	1444.0	1413.1	10.2	432.8	144.6
M78	Versant Ouest	1333.0	2376.0	1701.0	167.9	1347.0	1569.0	1417.0	43.3	1437.3	211.2
M05	Versant Sud	4.0	1966.0	378.4	273.5	526.0	1296.0	793.9	169.0	13349.5	597.7
M51	Versant Sud	4.0	1299.0	283.8	287.8	1099.0	1786.0	1449.3	206.5	258.5	97.6
M15	Versant Sud	177.0	1966.0	601.6	315.9	817.0	1295.0	984.3	94.3	3870.1	475.4
M44	Versant Sud	27.0	1875.0	389.6	283.8	669.0	1138.0	854.6	104.9	1124.3	234.2
M83	Versant Sud	35.0	692.0	213.6	87.9	441.0	688.0	525.6	54.4	4076.2	423.0
M82	Versant Sud	155.0	1423.0	448.9	150.6	553.0	855.0	710.5	72.6	5368.0	532.6

Tableau 14. Caractéristiques principales des bassins versants jaugés.

5.3.3.2 Comparaison régionales

Pour rappel, Madagascar est caractérisé par cinq grandes unités hydrologiques naturelles résultant de la superposition du découpage climatique et géomorphologique. Ces cinq grandes unités sont (i) le versant Nord, (ii) versant du Tsaratanana, (iii) versant Est, (iv) versant Ouest et (v) versant Sud.

Les stations de mesure de débit ont été regroupées dans ces catégories et pour chacune de ces dernières, nous avons déterminé une relation entre les paramètres des modèles statistiques les plus pertinents (Weibull, GEV, Log-Normal ou Log-Pearson type 3) et les caractéristiques des bassins versants déterminées lors de l'étape précédente.

Bassins du Versant Est - Pour les bassins versants jaugés du versant Est (se déversant dans l'Océan Indien), il est apparu que le modèle statistique de type GEV était le plus adapté pour décrire la courbe des débits classés de ces sites. Les analyses de variance-covariance ont montrés que les paramètres de la distribution GEV étaient le plus corrélés avec l'altitude moyenne des bassins versant et la pluviométrie annuelle moyenne sur ces derniers. Les régressions entre ces variables explicatives et les paramètres des distributions de type GEV sont présentées à la Figure 15 ci-dessous.

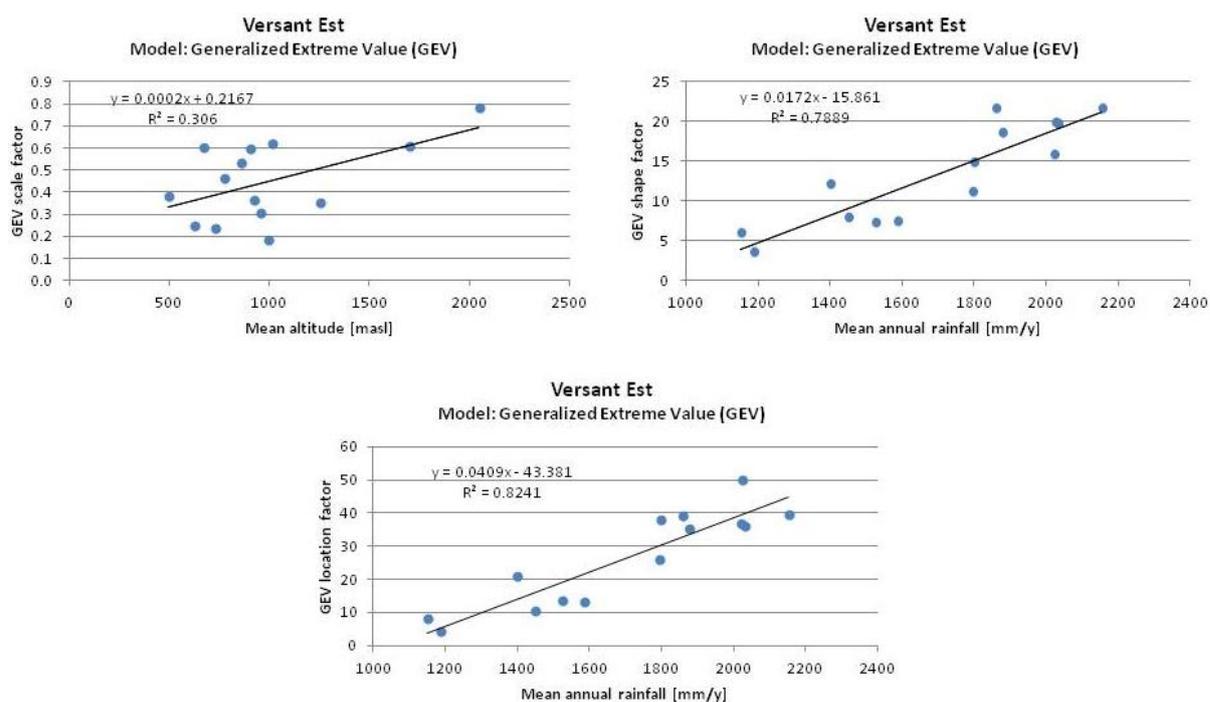


Figure 15. Variables explicatives des paramètres des modèles du Versant Est.

Bassins du Versant Ouest - Pour les bassins versants jaugés du versant Ouest (se déversant dans le Canal du Mozambique), il est apparu que le modèle statistique de type Weibull était le plus adapté pour décrire la courbe des débits classés de ces sites. Les analyses de variance-covariance ont montrés que les paramètres de la distribution de Weibull étaient également le plus corrélés avec l'altitude moyenne des bassins versant et la pluviométrie annuelle moyenne sur ces derniers. Les régressions entre ces variables explicatives et les paramètres des distributions de type GEV sont présentées à la Figure 15 ci-dessous.

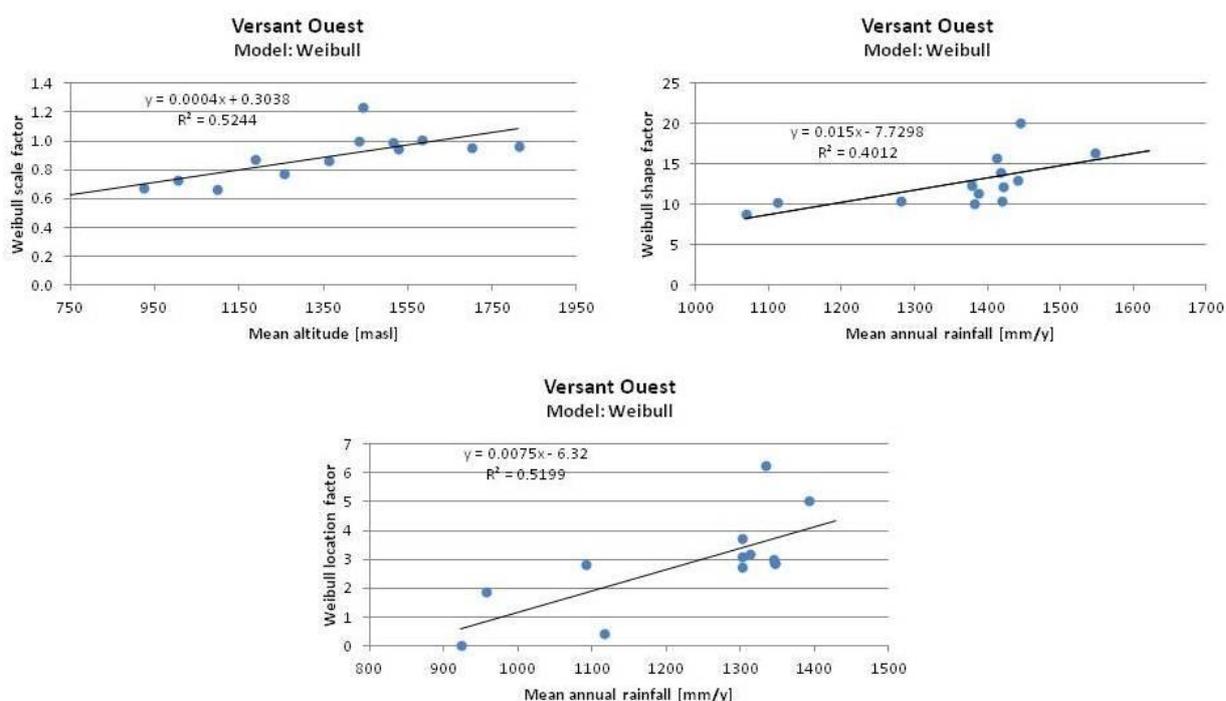


Figure 16. Variables explicatives des paramètres des modèles du Versant Ouest.

Bassins du Versant Tsaratanana – Pour les bassins versants jaugés du versant du Tsaratanana, seulement trois stations de mesure de débit ont été retenues dans notre étude hydrologique, dont une seule se trouve dans le bassin versant pour lequel des sites hydroélectriques prometteurs dans le cadre de cette étude ont été retenus. Par conséquent, l'estimation des caractéristiques statistiques des courbes des débits classés pour ces sites se fera par simple rapport de superficie de bassin versant.

Bassins du Versant Sud – Aucun modèle n'a été déterminé pour ces versants étant donné qu'aucun des sites hydroélectriques prometteurs dans le cadre de cette étude n'a été retenu dans cette région.

Bassins du Versant Nord – Aucun modèle n'a été déterminé pour ces versants étant donné qu'aucun des sites hydroélectriques prometteurs dans le cadre de cette étude n'a été retenu dans cette région.

5.3.3.3 *Transfert des modèles aux sites d'intérêt et estimation des débits.*

Caractéristiques statistiques - Les caractéristiques statistiques des courbes des débits classés aux 34 sites hydroélectriques prometteurs dans le cadre de cette étude ont été estimées sur base des relations déterminées lors des étapes précédentes.

Indice de confiance - Un indice de confiance sur les caractéristiques statistiques extrapolées aux sites non jaugés est finalement attribué à chacun d'eux sur base des éléments suivants :

- Présence ou non d'une station de mesure à proximité raisonnable du site, dans le sous bassin versant ou plus largement dans le bassin versant ;
- Présence d'une station de mesure dans un des bassins versants limitrophes ;
- Comparaison avec les débits mesurés à proximité des sites lors de la campagne de visite de terrain réalisée entre septembre et Novembre 2014 (période d'étiage). Ces débits mesurés ne sont que des mesures ponctuelles mais étant réalisées à l'étiage, ces dernières permettent dans une certaine mesure de juger de la consistance des ordres de grandeurs résultant de l'extrapolation expliquée dans les sections précédentes.

Les quantiles des débits extrapolés aux 33 sites hydroélectriques prometteurs identifiés dans le cadre de cette étude ainsi que les indices de confiance sont explicités dans le Tableau 15 ci-dessous.

Site		Rivière	Bassin versant	Débit spécifique [L/s/km ²]						Modèle hydrologique	Indice de confiance	Commentaires
Code	Nom		principal	Qs95	Qs90	Qs70	Qs50	Qs30	Qs05			
AD544	Analamanaha	Analamanaha	Tsiribihina	4.98	5.73	9.14	13.59	20.23	43.01	Weibull - Versant Ouest	Medium	Ungauged sub basin (but river basin gauged elsewhere) - Gauged at 0.26 m ³ /s in October 2014
AD158	Vohipary	Mananara	Mananara	15.96	18.74	26.77	35.19	47.71	106.00	GEV - Versant Est	Low	Ungauged river basin (and no other adjacent gauged river basin)
AD160	Ilengy	Mananara	Mananara	11.38	13.47	19.62	26.21	36.23	85.42	GEV - Versant Est	Low	Ungauged river basin (and no other adjacent gauged river basin)
AD337	Tsaravao	Manankazo	Betsiboka	5.00	5.64	8.93	13.72	21.45	50.69	Weibull - Versant Ouest	Low	Ungauged sub basin (but river basin gauged elsewhere) - Gauged at 1.5 m ³ /s in October 2014
AD411	Ambodimanga	Laroka	Rianila	29.08	33.39	46.02	59.47	79.81	178.28	GEV - Versant Est	Medium	Ungauged sub basin (but river basin gauged elsewhere) - Gauged at 10.86 m ³ /s in October 2014
AD465	Marianina	Sahasaroetra	Tsiribihina	6.80	7.76	12.01	17.53	25.71	53.61	Weibull - Versant Ouest	Low	Ungauged sub basin (river basin gauged downstream at M42 but watershed ratio less than 10%) - Ungauged during site visit
AD481	Tsinjoarivo	Onive	Mangoro	3.79	5.34	8.32	12.75	24.71	67.55	Gauging station at site	High	M84 gauging station at site location
AD620	Behingitika	Manandriana	Mananjary	22.27	25.71	35.81	46.61	63.00	143.06	GEV - Versant Est	Medium	Ungauged sub basin (but river basin gauged downstream after ungauged confluence) - Gauged at 4.8 m ³ /s in October 2014
AD631	Antanjona	Sahanofa	Mananjary	17.83	20.56	28.76	37.76	51.80	124.78	GEV - Versant Est	Medium	Ungauged sub basin (but river basin gauged downstream after ungauged confluence) - Estimated at 7 m ³ /s in October 2014
AD644	Antaninaren	Manabano	Mananjary	30.85	35.97	50.33	64.78	85.38	172.71	GEV - Versant Est	Medium	Ungauged river basin (but adjacent gauged river basin) - Gauged at 3.5 m ³ /s in October 2014
AD652	Tambohorano	Faravory	Mananjary	25.19	29.12	40.51	52.51	70.43	154.86	GEV - Versant Est	Medium	Ungauged river basin (but adjacent gauged river basin) - Gauged at 10.0 m ³ /s in October 2014
AD691	Ambatosada	Faraony	Faraony	20.77	24.22	34.15	44.48	59.70	129.38	GEV - Versant Est	Medium	Gauged river basin downstream (watershed area ratio 83%) - Gauged at 14 m ³ /s in October 2014
G191	Andriamanjavona	Namorona	Namorona	11.12	13.03	18.82	25.23	35.33	89.00	GEV - Versant Est	High	Gauged river basin upstream (watershed area ratio 48%) - Gauged at 10.8 m ³ /s in October 2014
G407	Fanovana	Sanatanora	Rianila	17.98	20.77	29.10	38.18	52.25	124.25	GEV - Versant Est	Medium	Ungauged sub basin (but river basin gauged downstream after ungauged confluence) - Gauged at 8.32 m ³ /s in October 2014
SF011	SF011	Marimbona	Marimbona	12.43	14.66	21.23	28.22	38.82	90.34	GEV - Versant Est	Low	Ungauged river basin (and no other adjacent gauged river basin) - Gauged at 64.23 m ³ /s in October 2014
SF019	SF019	Sandratsiona	Maningory	5.96	7.38	11.56	16.05	22.89	56.58	GEV - Versant Est	Low	Ungauged river basin (and no other adjacent gauged river basin) - Gauged at 55.71 m ³ /s in October 2014
SF020	SF020	Sandratsio	Maningory	3.49	4.59	7.85	11.38	16.80	44.00	GEV - Versant Est	Low	Ungauged river basin (and no other adjacent gauged river basin) - Gauged at 55.71 m ³ /s in October 2014

Site		Rivière	Bassin versant	Débit spécifique [L/s/km ²]						Modèle hydrologique	Indice de confiance	Commentaires
Code	Nom		principal	Qs95	Qs90	Qs70	Qs50	Qs30	Qs05			
SF022	SF022	Nosivolo	Mangoro	21.82	25.19	35.10	45.71	61.87	141.30	GEV - Versant Est	Low	Ungauged river basin - Gauged at 34 m ³ /s in October 2014
SF023	SF023	Nosivolo	Mangoro	20.85	24.05	33.51	43.73	59.39	137.60	GEV - Versant Est	Low	Ungauged river basin - Gauged at 34 m ³ /s in October 2014
SF038	SF038	Namorona	Namorona	16.58	19.27	27.21	35.79	48.93	114.57	GEV - Versant Est	Medium	Gauged river basin upstream (watershed area ratio 32%) - Gauged at 14.2 m ³ /s in October 2014
SF147	SF147	Iovay	Rianila	21.66	25.11	35.17	45.78	61.67	137.04	GEV - Versant Est	Medium	Ungauged river basin (but adjacent gauged river basin) - Gauged at 4.98 m ³ /s in October 2014
SF148	SF148	Morongolo	Rianila	24.08	27.94	39.07	50.68	67.85	146.95	GEV - Versant Est	Medium	Ungauged river basin (but adjacent gauged river basin) - Gauged at 8.84 m ³ /s in October 2014
SF195	SF195	Namorona	Namorona	10.53	12.37	17.94	24.12	33.88	86.07	GEV - Versant Est	High	Gauged river basin upstream (watershed area ratio 50%) - Gauged at 10.27m ³ /s in October 2014
SF196	SF196	Besana	Mananjary	31.24	36.35	50.73	65.29	86.20	176.23	GEV - Versant Est	Medium	Ungauged river basin (but adjacent gauged river basin) - Gauged at 2.4 m ³ /s in October 2014
SF204	SF204	Faraony	Faraony	12.24	14.35	20.64	27.51	38.18	93.04	GEV - Versant Est	Medium	Ungauged river basin (but adjacent gauged river basin) - Gauged at 5.1 m ³ /s in October 2014
SF420	SF420	Sahatandra	Rianila	16.80	19.45	27.34	35.97	49.35	118.10	GEV - Versant Est	Medium	Ungauged sub basin (but river basin gauged downstream after ungauged confluence) - Gauged at 8.32 m ³ /s in October 2014
SF533	SF533	Mananara	Mananara	12.14	14.37	20.89	27.79	38.18	87.81	GEV - Versant Est	Low	Ungauged river basin (and no other adjacent gauged river basin)
SF118	SF118	Maningory	Maningory	0.85	1.06	3.26	5.79	10.20	27.44	Watershed ratio with M21 gauging station	High	M21 gauging station (at Lake Alaotra outlet) watershed area represents 95.6% of SF118 watershed
SF080	SF080	Maevarano	Maevarano	1.79	2.23	4.57	9.39	22.65	59.56	Watershed ratio with M10 gauging station	High	M10 gauging station watershed area represents 90% of SF080 watershed - Gauged at 12.3 m ³ /s in October 2014
SF079	SF079	Maevarano	Maevarano	1.79	2.23	4.57	9.39	22.65	59.56	Watershed ratio with M10 gauging station	Medium	Major affluent between M10 gauging station and SF079 site (watershed area ratio of 59%)
SF015	SF015	Maningory	Maningory	0.85	1.06	3.26	5.79	10.20	27.44	Watershed ratio with M21 gauging station	High	M21 gauging station (at Lake Alaotra outlet) watershed area represents 99.3% of SF015 watershed
AD653	Vohinaomby	Antsakoama	Mongoky	2.64	3.02	5.18	8.59	14.40	38.09	Weibull - Versant Ouest	Low	Ungauged sub basin (but river basin gauged downstream - watershed area ratio less than 10%) - Gauged at 0.3 m ³ /s in October 2014
AD601	Antaralava	Imorona	Tsiribihina	4.09	4.63	7.49	11.76	18.73	45.69	Weibull - Versant Ouest	Medium	Ungauged sub basin (but river basin gauged elsewhere) - Gauged at 1.2 m ³ /s in October 2014

Tableau 15. Débits spécifiques extrapolés aux 33 sites hydroélectriques prometteurs

5.4 EVALUATION ÉCONOMIQUE PRÉLIMINAIRE DES MEILLEURS SITES PROMETTEURS

Afin d'évaluer économiquement les 33 sites prometteurs visités, le consultant a adapté au contexte de Madagascar son logiciel "EconEval" qui permet de calculer les productions attendues et les coûts de projet à partir des caractéristiques de l'aménagement prévu, du contexte local et de l'hydrologie. À partir de la production et du coût, il déduit le LCOE (Levelized Cost of Energy - coût actualisé de l'énergie) pour chacun des sites permettant ainsi une comparaison harmonisée des sites.

L'objectif du programme EconEval est la production d'une base de données complète, contenant :

- Des informations de base, récoltées sur le terrain ou résultant d'un calcul préalable (pour l'hydrologie principalement),
- Des informations textuelles quant à la nature du site, l'aménagement prévu, les coordonnées topographiques des ouvrages principaux,
- Des informations résultant du calcul économique, tels que le productible annuel, le LCOE relatif à différents scénarios, etc.

Cette base de données permet en outre la publication des fiches de sites standardisées.

Un descriptif complet d'EconEval est présenté en annexe (chapitre 13.2).

5.4.1 Calcul du coût des aménagements

Les éléments principaux qui sont pris en compte dans le calcul de coût sont résumés ci-dessous:

- type d'aménagement (fil de l'eau / réservoir)
- Crues de dimensionnement et courbe des débits classés
- Conception des ouvrages (Barrage - Évacuateur de crue - Dessableur - Prise et ouvrage d'amenée (canal ou galerie) - Chambre de mise en charge ou cheminée d'équilibre - Conduite forcée - Centrale)
- Équipements électromécaniques (+ types de turbines)
- Accès
- Ligne électrique

Les prix unitaires utilisés pour l'estimation des coûts ont été déterminés sur base des coûts de matières premières observés dans la sous-région.

5.4.2 Calcul de la production électrique des sites potentiels

Le calcul de la production électrique dépend du type d'aménagement envisagé (fil de l'eau ou réservoir) ainsi que du choix du débit d'équipement, lui-même fonction du mode de raccordement (réseau isolé ou interconnecté). L'énergie est estimée sur base de la courbe des débits classés disponible au terme de l'étude hydrologique explicitée à la section 5.2. On définit la puissance correspondant à chaque intervalle de débit associée au mode de fonctionnement envisagé. Pour chaque puissance ainsi définie, on peut déduire l'énergie produite sur chaque intervalle de temps. En

fonction du débit d'équipement, différents cas de figure existent. On considère que le débit d'équipement est toujours supérieur à Q_{95} qui est le débit d'équipement minimum pour un aménagement au fil de l'eau fonctionnant en réseau isolé.

5.4.3 Calcul du LCOE (Levelized cost of energy - coût actualisé de l'énergie)

Le coût actualisé de l'énergie (LCOE) est défini sur base des coûts d'investissements (Capex – Capital Expenditure), des coûts opérationnels (Opex – Operational expenditure) et de la production d'énergie attendue.

Les coûts d'investissement concernent :

- les coûts d'études et supervision des travaux (pris à 10% du coût total d'investissement),
- les coûts d'investissement propres au génie civil et aux équipements (GC et EM),
- les coûts de relocalisation et relatifs aux impacts environnementaux (pris à 10% du coût total d'investissement),
- les coûts liés aux accès et au raccordement au réseau.

Les coûts opérationnels annuels sont :

- les coûts de remplacement de pièces usées : 0.25% du coût d'investissement GC et EM
- les frais d'exploitation (O&M) : 10€ / kW installé
- les frais d'assurance : 0.1% du coût d'investissement GC et EM

Le LCOE est ensuite calculé sur base des productions attendues et des coûts suivant la formule suivante :

$$LCOE = \frac{NPV(Capex + Opex)}{NPV(Energy\ production)}$$

Où NPV est la valeur actualisée nette (NPV : Net Present Value) qui est définie de la sorte :

$$NPV(valeur) = \sum_i \frac{valeur_i}{(1+n)^i} \text{ où } n \text{ est le taux d'actualisation pris par défaut à } 10\%.$$

Le coût actualisé de l'énergie peut être calculé sur n'importe quel intervalle de temps. Ici, il a été retenu de le calculer sur la durée de vie de l'aménagement, à savoir 50 ans. On considère que les frais de désinstallation s'élèvent à 10% du coût d'investissement GC et EM.

5.5 CARACTÉRISTIQUES PRINCIPALES DES SITES POTENTIELS VISITÉS

Les 33 sites hydroélectriques prometteurs sélectionnés totalisent une puissance garantie de près de 176MW avec une production annuelle d'énergie de l'ordre de 1390GWh. Cette puissance et énergie pourraient augmenter jusqu' à 448MW et 3260 GWh par an si l'ensemble des sites est équipé avec un débit correspondant au module ($Q_{50\%}$). À noter que pour trois sites AD160, SF038 et SF80 dimensionnés suivant 2 variantes (A ou B), c'est la variante avec le LCOE le plus faible qui a été retenue.

Ces 33 sites sont principalement répartis sur le Versant Est de Madagascar avec 13 et 15 sites dans les provinces de Fianarantsoa et Toamasina respectivement. Trois sites sont localisés dans la province d’Antananarivo et deux autres sites dans le Nord de la province de Mahajanga représentant 6.6% et 3.5% de la puissance garantie respectivement contre 58.7% dans la province de Toamasina et 31.2% dans la province de Fianarantsoa.

Les 33 sites prometteurs (y compris 3 variantes) présentent une grande diversité en termes de schéma d’aménagement. En effet, suivant la distribution des hauteurs de chute brute illustrée à la Figure 17, on remarque que la hauteur de chute brute disponible varie de 15 mètres à 350 mètres pour le site AD544 sur la rivière Analamanaha. Vingt (20) sites ont une hauteur de chute brute supérieure ou égale à 50 mètres et 6 sites ont une hauteur de chute brute inférieure à 25 mètres.

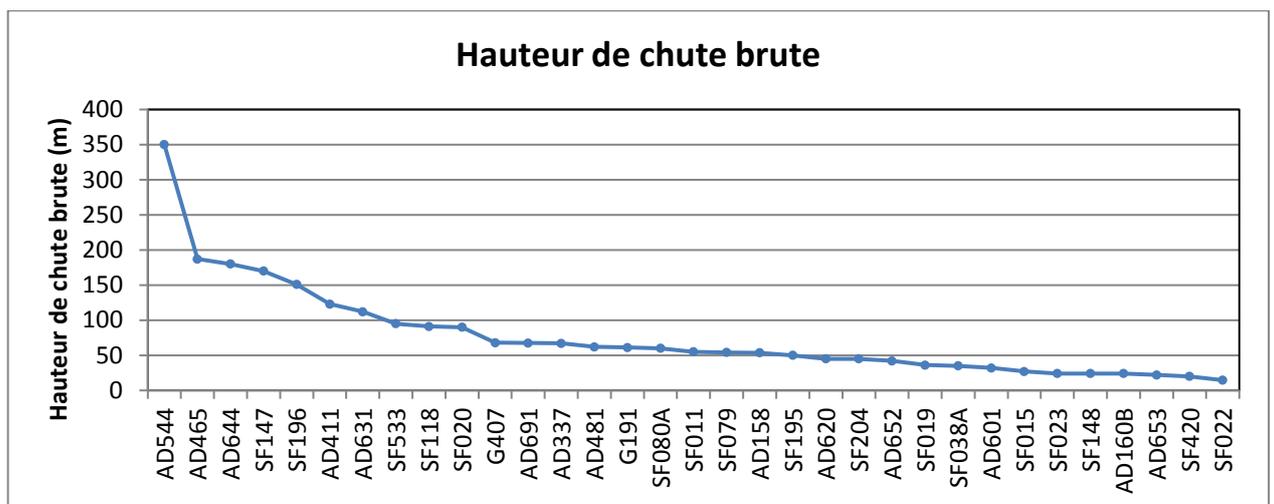


Figure 17. Distribution de la hauteur de chute brute disponible aux 33 sites prometteurs

La puissance garantie de ces sites varie quant à elle de 180kW au site AD653 à presque 20MW au site AD691 sur la rivière Faraony. Quatre (4) sites prometteurs ont une puissance garantie supérieure à 10MW et 9 sites ont une puissance garantie comprise entre 10MW et 5MW.

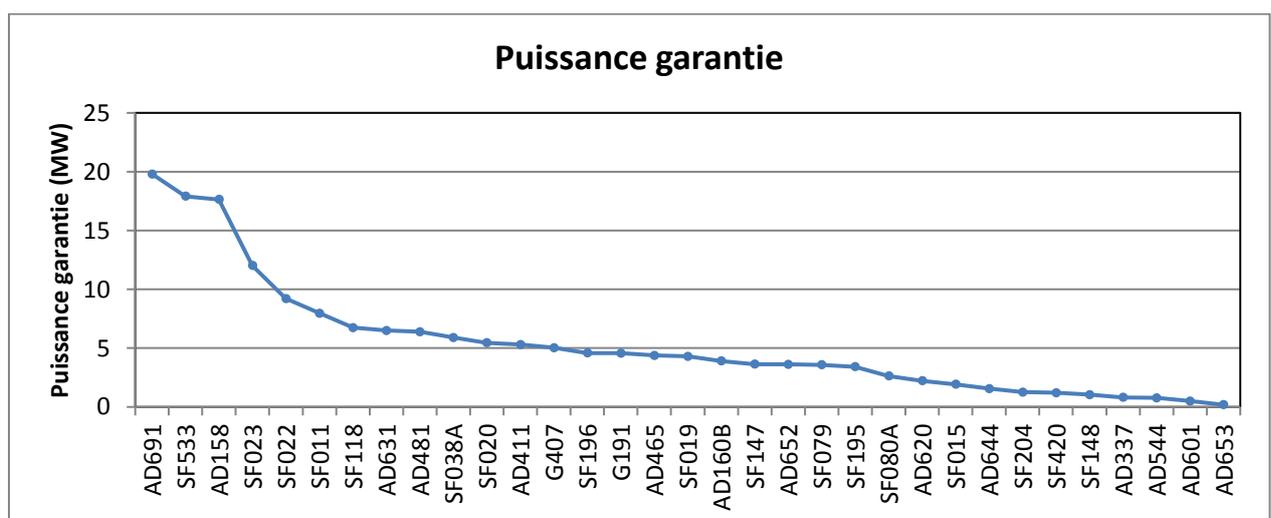


Figure 18. Distribution de la puissance garantie disponible aux 33 sites prometteurs

Dans le cas de figure où ces sites seraient équipés avec un débit d'équipement correspondant au module ($Q_{50\%}$), la puissance installée de ces sites varierait de 42MW au site AD691 à 600kW au site AD653. Il est à noter que les sites ayant la puissance garantie la plus importante n'ont pas nécessairement la puissance garantie la plus importante s'ils sont équipé avec un débit correspondant au $Q_{50\%}$ en raison des caractéristiques hydrologiques différentes de chacun des sites.

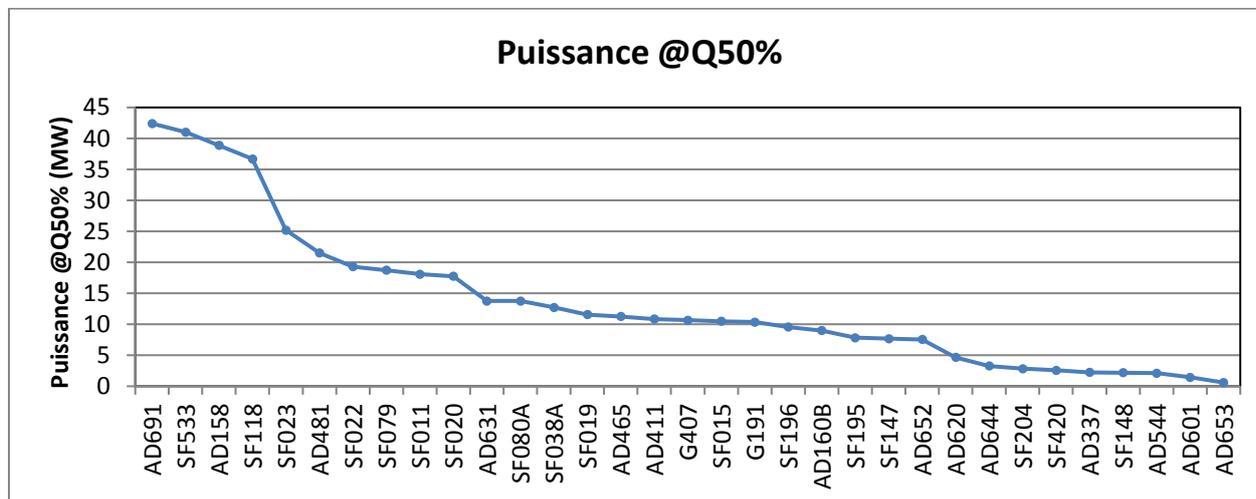


Figure 19. Distribution de la puissance disponible considérant un débit d'équipement $Q_{50\%}$ aux 33 sites prometteurs

SITE		COORDONNEES		INFORMATIONS ADMINISTRATIVES				BASSIN VERSANT				CHUTE BRUTE	GARANTIE		@ Q _{50%}		
		LAT	LON					PLUIE MOYENNE	ALTITUDE MIN	ALTITUDE MAX	AIRE		RIVIERE	PUISSANCE (MW)	ENERGIE (GWh/y)	PUISSANCE (MW)	ENERGIE (GWh/y)
CODE	NOM	(DD)	(DD)	PROVINCE	REGION	DISTRICT	COMMUNE	(mm/y)	(m)	(m)	(km2)	(m)	(MW)	(GWh/y)	(MW)	(GWh/y)	
AD544	Analamanaha	-20.167	47.105	Fianarantsoa	Amoron'i mania	Ambositra	Sahatsiho Ambohimanjaka	1406.4	1624.0	2122.0	54.1	Analamanaha	350.0	0.8	6.1	2.1	15.0
AD158	Vohipary	-16.225	49.665	Toamasina	Analanjirifo	Mananara	Antanambaobe	1780.2	80.0	1122.0	2494.8	Mananara	53.5	17.6	139.0	38.9	290.5
AD160	Ilengy - A	-16.254	49.473	Toamasina	Analanjirifo	Mananara	Tanibe	1590.8	836.0	836.0	1727.7	Mananara	24.0	3.9	30.8	9.0	66.8
AD337	Tsaravao	-18.073	47.104	Antananarivo	Analamanga	Ankazobe	Kiangara	1438.3	1190.0	1676.0	295.8	Manankazo	67.0	0.8	6.4	2.2	15.8
AD411	Ambodimanga	-19.050	48.633	Toamasina	Alaotra-Mangoro	Moramanga	Beforona	2289.0	377.0	1247.0	179.6	Laroka	123.0	5.3	41.8	10.8	81.9
AD465	Marianina	-19.454	46.674	Antananarivo	Vakinankaratra	Faratsiho	Miandrarivo	1622.8	1092.0	2315.0	415.7	Sahasarotra	187.0	4.4	34.5	11.3	81.1
AD481	Tsinjoarivo	-19.638	47.683	Antananarivo	Vakinankaratra	Ambatolampy	Tsinjoarivo	1451.5	1531.0	2606.0	3282.0	Onive	62.0	6.4	50.4	21.5	151.7
AD620	Behingitika	-20.910	47.661	Fianarantsoa	Vatovavy Fitovinany	Ifanadiana	Ambohimanga Atsimo	2018.9	530.0	1680.0	267.7	Manandriana	45.0	2.2	17.5	4.7	35.0
AD631	Antanjona	-20.994	47.690	Fianarantsoa	Vatovavy Fitovinany	Ifanadiana	Tsaratana	1832.2	505.0	1851.0	393.6	Sahanofa	112.0	6.5	51.2	13.8	103.2
AD644	Antaninaren	-21.069	47.912	Fianarantsoa	Vatovavy Fitovinany	Mananjary	Ambodinonoka	2404.0	248.0	468.0	34.1	Manabano	180.0	1.6	12.2	3.3	24.6
AD652	Tambohorano	-21.261	47.664	Fianarantsoa	Vatovavy Fitovinany	Ifanadiana	Ifanadiana	2143.4	404.0	1289.0	413.6	Faravory	42.0	3.6	28.5	7.5	56.8
AD691	Ambatosada	-21.749	47.780	Fianarantsoa	Vatovavy Fitovinany	Manakara-Sud	Fenomby	1975.4	154.0	1438.0	1708.7	Faraony	67.5	19.8	156.1	42.4	318.3
G191	Andriamanjavona	-21.382	47.600	Fianarantsoa	Vatovavy Fitovinany	Ifanadiana	Ifanadiana	1569.3	460.0	1568.0	813.2	Namorona	61.0	4.6	36.0	10.4	76.8
G407	Fanovana	-18.916	48.545	Toamasina	Alaotra-Mangoro	Moramanga	Ambatovola	1841.3	611.0	1334.0	496.4	Sanatanora	68.0	5.0	39.6	10.7	80.0
SF011	SF011	-16.916	49.422	Toamasina	Analanjirifo	Soanierana-Ivongo	Andapafito	1633.2	135.0	1203.0	1408.6	Marimbona	55.0	8.0	62.8	18.1	134.5
SF019	SF019	-17.184	49.268	Toamasina	Analanjirifo	Fenoarivo Atsinanana	Vohipeno	1377.7	91.0	1361.0	2419.6	Sandratsiona	36.0	4.3	33.9	11.6	84.0
SF020	SF020	-17.145	49.202	Toamasina	Analanjirifo	Fenoarivo Atsinanana	Vohipeno	1279.6	246.0	1361.0	2093.4	Sandratsio	90.0	5.4	43.0	17.7	126.2
SF022	SF022	-19.991	48.346	Toamasina	Atsinanana	Mahanoro	Ambinanindrano	1999.9	191.0	1901.0	3489.7	Nosivolo	14.6	9.2	72.7	19.3	145.1
SF023	SF023	-20.003	48.201	Toamasina	Atsinanana	Marolambo	Marolambo	1958.0	368.0	1901.0	2897.0	Nosivolo	24.0	12.0	94.8	25.2	189.5
SF038	SF038A	-21.524	47.770	Fianarantsoa	Vatovavy Fitovinany	Ifanadiana	Androrangavola	1791.5	153.0	1568.0	1224.6	Namorona	35.0	5.9	46.5	12.7	95.2
SF147	SF147	-18.403	48.933	Toamasina	Atsinanana	Ampasimanolotra	Anjahamana	2002.0	362.0	1290.0	120.1	Iovay	170.0	3.6	28.7	7.7	57.8
SF148	SF148	-18.442	49.027	Toamasina	Atsinanana	Ampasimanolotra	Anjahamana	2105.5	169.0	1463.0	216.7	Morongolo	24.0	1.0	8.2	2.2	16.4
SF195	SF195	-21.339	47.567	Fianarantsoa	Vatovavy Fitovinany	Ifanadiana	Kelilalina	1546.0	551.0	1568.0	784.2	Namorona	50.0	3.4	27.0	7.8	58.1
SF196	SF196	-21.032	47.917	Fianarantsoa	Vatovavy Fitovinany	Mananjary	Ambodinonoka	2414.3	229.0	675.0	117.4	Besana	151.0	4.6	36.1	9.6	72.2
SF204	SF204	-21.426	47.505	Fianarantsoa	Vatovavy Fitovinany	Ikongo	Ambohimisafy	1617.5	515.0	1438.0	277.5	Faraony	45.0	1.3	9.9	2.8	21.1
SF420	SF420	-18.912	48.505	Toamasina	Alaotra-Mangoro	Moramanga	Ambatovola	1794.8	763.0	1334.0	433.4	Sahatandra	20.0	1.2	9.5	2.6	19.4
SF533	SF533	-16.333	49.492	Toamasina	Analanjirifo	Mananara	Sandrakatsy	1624.4	288.0	1122.0	1878.9	Mananara	95.0	17.9	141.2	41.0	304.6
SF118	SF118	-17.378	48.818	Toamasina	Analanjirifo	Vavatenina	Andasibe	1190.0	648.0	1577.0	8422.6	Maningory	91.0	6.7	53.1	36.7	243.6
SF080	SF080A	-14.598	48.441	Mahajanga	Sofia	Bealanana	Beandrarezona	1438.1	552.0	2478.0	2952.9	Maevarano	60.0	2.6	20.7	13.7	89.3
SF079	SF079	-14.596	48.287	Mahajanga	Sofia	Analalava	Ambaliha	1453.3	142.0	2478.0	4484.7	Maevarano	54.0	3.6	28.2	18.7	121.7
SF015	SF015	-17.402	48.726	Toamasina	Alaotra-Mangoro	Amparafaravola	Andrebakely I	1188.4	747.0	1577.0	8109.6	Maningory	27.0	1.9	15.2	10.5	69.7
AD653	Vohinaomby	-21.264	46.673	Fianarantsoa	Haute matsiatra	Ikalamavony	Mangidy	1158.0	838.0	1819.0	381.1	Antsakoama	22.0	0.2	1.4	0.6	4.1
AD601	Antaralava	-20.593	46.711	Fianarantsoa	Amoron'i mania	Ambatofinandrahana	Itremo	1330.7	1163.0	2016.0	463.2	Imorona	32.0	0.5	4.0	1.4	10.2
AD160	Ilengy - B	-16.254	49.473	Toamasina	Analanjirifo	Mananara	Tanibe	1590.8	836.0	836.0	1727.7	Mananara	24.0	3.9	30.8	9.0	66.8
SF038	SF038B	-21.524	47.770	Fianarantsoa	Vatovavy Fitovinany	Ifanadiana	Androrangavola	1791.5	153.0	1568.0	1224.6	Namorona	35.0	10.1	79.4	21.7	162.7
SF080	SF080B	-14.598	48.441	Mahajanga	Sofia	Bealanana	Beandrarezona	1438.1	552.0	2478.0	2952.9	Maevarano	60.0	3.0	23.8	15.8	102.7

Tableau 16. Caractéristiques principales des sites hydroélectriques prometteurs visités

5.6 SÉLECTION DES SITES PRIORITAIRES POUR UN DÉVELOPPEMENT À COURT TERME

Le processus de sélection des sites hydroélectriques prioritaires parmi les 33 sites prometteurs consiste en un processus de réflexion et d'analyse plus poussé et est explicité dans les sections ci-dessous.

5.6.1 Coûts des lignes

La priorisation des sites se fait notamment par rapport au coût de production des ouvrages. Pour cela il est important de prendre en compte la distance et le coût des lignes qui peut être non négligeable dans les projets de petite hydro.

Trois tensions, adaptées au système électrique malgache (35, 63 et 90 kV), ont été proposées avec les coûts unitaires suivants :

Tension (en kV)	Section du câble (en mm ²)	Prix de la ligne au km (en millier de \$)
35	77.5	81.25
63	148	150
63	288	175
90	366	212.5

Le consultant n'a pas retenu les poteaux en bois pour les lignes de transport mais bien les poteaux béton. Le choix de la tension utilisée dépend à la fois de la puissance à évacuer, ainsi que de la distance à laquelle se situent les centres de consommation.

Le tableau ci-dessous indique la distance maximale à laquelle on peut transporter l'énergie selon la puissance à évacuer, et la technologie utilisée. Cette limitation provient d'un critère physique (on souhaite limiter les pertes en lignes), et d'un critère économique (on impose de ne pas dépasser un certain coût pour les lignes, de peur que le projet ne soit plus rentable).

Puissance (MW)	Voltage (kV)	Distance max (km)	Voltage (kV)	Distance max (km)
0 à 3 MW	35	35	63	60
3 à 5 MW	35	20	63	100
5 à 10 MW	63	75	90	160
10 à 15 MW	63	50	90	120
15 à 20 MW	63	35	90	72
20 à 30 MW	90	50		

5.6.2 Identification de la demande

L'attractivité d'un projet dépend de la demande énergétique qu'il va pouvoir satisfaire. Il n'est pas dans le mandat de l'étude d'analyser dans le détail la demande ni les autres sources possibles d'approvisionnement électrique (Thermique HFO, thermique GO, éolien, solaire, géothermie, biomasse, etc.) cependant, pour chaque site identifié l'énergie productible a été calculé (correspondant à l'énergie moyenne que l'on peut espérer produire). L'étape suivante consiste à

déterminer la production réelle : celle qui va répondre à la demande, et qui pourra donc être valorisée.

Pour chaque site, il a été identifié les centres de consommation à proximité. Cela peut être :

- Un réseau interconnecté auquel on peut se raccorder
- Des groupes thermiques isolés appartenant à la Jirama ou à des privés.

La valeur de la production actuelle de ces centres de consommation nous indique la demande énergétique que pourront satisfaire nos projets. Il est important que la puissance installée de nos projets ne soient pas démesurée par rapport aux centres de consommation à proximité, cela pourrait menacer la viabilité financière du projet.

Le consultant a donc identifié :

- tous les projets trop isolés, et pour lesquels il n'y a pas ou peu de demande à proximité;
- tous les projets dont la puissance pour un débit Q_{50} est largement supérieure à la demande aux alentours.

5.6.3 Sélection des 20 sites prioritaires pour un développement à court terme

Pour la sélection des 20 sites prioritaires, nous avons ensuite procédé par groupe d'ouvrages situés dans un même secteur géographique pouvant être connecté soit à un réseau existant soit à un centre isolé équipé d'un groupe thermique. En effet, tous les sites qui sont proches les uns des autres vont être en concurrence directe pour alimenter les mêmes centres de consommation. Il convient donc de les prioriser dans cette logique.

Les critères retenus pour réaliser la sélection des 20 sites prioritaires sont présentés dans la grille ci-dessous :

1. Groupement de sites pour un même centre ou réseau de distribution/consommation;
2. Puissance prévue comprise entre 1 et 20 MW;
3. $Q_{50\%}$ et ouvrages hydrauliques adaptés à la petite hydraulique [$Q_{50\%} < 50 \text{ m}^3/\text{s}$];
4. LCOE (hors accès et hors lignes) $< 70 \text{ US}\$/\text{MWh}$ ou LCOE (avec accès et lignes) $< 120 \text{ US}\$/\text{MWh}$ (Réseau interconnecté) ou $< 200 \text{ US}\$/\text{MWh}$ (Site isolé);
5. Pas de contrainte environnementale évidente y compris le transport solide.

Nous passons en revue ci-dessous les 5 critères retenus :

Groupement de sites pour un même centre ou réseau de distribution/consommation

Les projets sont groupés par possibilité de connexion au centre de consommation le plus proche, soit un des 3 réseaux interconnectés, soit un réseau isolé équipé d'un groupe électrogène.

Puissance prévue comprise entre 1 et 20 MW

Ce critère est clairement énoncé dans les termes de référence. A noter cependant que ce critère avait été légèrement adapté lors des phases précédentes étant donné la grande incertitude sur les données collectées. Nous ne voulions pas risquer d'éliminer de bons projets. Remarquons tout de même que certains sites sont situés dans des régions où l'incertitude sur les données hydrologiques est très grande, ce qui peut avoir une influence positive ou négative sur la capacité installée ou la production.

$Q_{50\%}$ et ouvrages hydrauliques adaptés à la petite hydraulique [$Q_{50\%} < 50 \text{ m}^3/\text{s}$]

Afin de rester dans les gammes de débits et d'équipements qui relèvent de la petite hydraulique, il est recommandé de ne pas dépasser $50 \text{ m}^3/\text{s}$. Au dessus de ces débits, les projets commencent à être plus complexes : les crues importantes nécessitent des dimensions d'ouvrages d'évacuation de crue adaptées, les ouvrages de transport d'eau deviennent conséquents et les risques budgétaires plus importants.

LCOE (hors accès et hors lignes) < 70 US\$/MWh ou LCOE (avec accès et lignes) < 120 US\$/MWh

Le consultant, dans le respect des contraintes économiques, a fixé un seuil de maximum 70 US\$/MWh en tenant compte uniquement du projet sans les coûts d'accès et de raccordement (ce qui en fait un bon projet ou pas). De manière conservatrice nous retenons la position intermédiaire dans la fourchette des coûts au kWh de la Jirama 2011 (40 à 100 US\$/MWh) soit 70 US\$/MWh.

Un deuxième indicateur économique consiste à regarder le LCOE du projet incluant les coûts d'accès et de raccordement au réseau ou à un centre isolé. Nous retenons comme plafond 120 US\$/MWh pour les sites pouvant être raccordés à un des trois réseaux interconnectés et 200 US\$/MWh pour les sites isolés connectés à un groupe thermique.

Pas de contrainte environnementale évidente y compris le transport solide

Les visites de sites nous ont permis d'identifier des critères immédiatement identifiables limitant le développement des sites potentiels prometteurs. Citons, la mitoyenneté avec une zone protégée, la présence de Lavaka ou encore un transport solide important même en saison sèche.

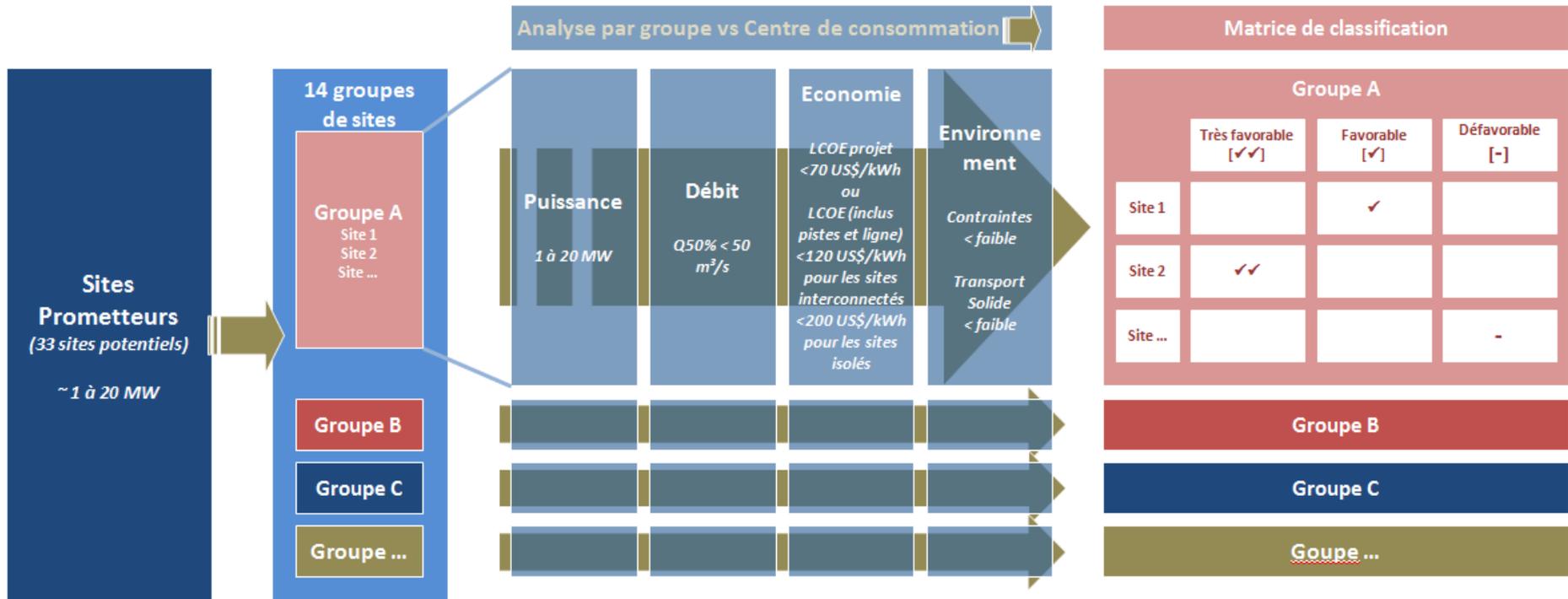


Figure 20 Processus de sélection des 20 sites prioritaires

Les projets au coût de production avec lignes et accès les plus faibles seront les plus attractif et compétitifs par rapport au thermique.

Par contre un site qui parait moins intéressant peut-être prioritaire s'il est situé dans une région où aucun autre projet n'a été identifié. Il est alors attractif si son coût de production est meilleur que celui du thermique gasoil de remplacement. A titre de comparaison, le coût au MWh pour différentes sources de production provenant d'une présentation de la JIRAMA (2011) sont reprises dans le tableau ci-dessous :

	Unité	Hydro	Thermique HFO	Thermique GO	Eolienne	Solaire
Investissement	\$/kW	1500 à 3000	800 à 1000	800 à 1200		
Exploitation	%	1,50%	14%	7,20%		
Coût par MWh (2011)	US\$/MWh	40 à 100	180 à 250	300 à 340	250 à 290	460

Tableau 17 coûts au MWh pour différentes sources de production

Pour information, les prix considérés en 2012 dans l'étude de l'ouvrage Antetetzambato sont présentés dans le tableau suivant.

Prix JIRAMA (*) en 2012	GO	HFO
Densité	0,84	0,94
Prix moyen constaté en €/kg	1,03	0,71
Consommation moyenne en litre/kWh	300	240
Consommation moyenne en gramme/kWh	252	225
Coût moyen des combustibles en €/MWh	260	160

Tableau 18 Niveaux de prix des combustibles GO et FO

(*) Hors TVA : 20%

Actuellement les prix sont nettement inférieurs, mais c'est une situation conjoncturelle, liée à la concurrence du gaz de schiste sur le pétrole.

Il est important de noter que cette priorisation a été faite sur des critères économiques (coût de production et demande énergétique locale) et techniques. Cependant des données complémentaires préliminaires à recueillir et qui n'ont pas été intégrés à ce stade des études permettrons de réaliser un classement final en fin de la phase 4 (notamment : mesures hydrologiques, géologie de surface, délais d'exécution, socio-économiques).

Les tableaux ci-après présentent les différents groupes de sites regroupés en fonction des centres de consommations desservis, avec leur priorisation et les commentaires du Consultant.

Code	Nom	Groupe	Grid / Isolated	Commune	Rivière
SF079	SF079	A	Réseau isolé	Ambaliha	Maevarano
SF080	SF080A		Réseau isolé	Beandrarezona	Maevarano
AD158	Vohipary	B	Réseau isolé	Antanambaobe	Mananara
AD160	Ilengy - B		Réseau isolé	Tanibe	Mananara
SF533	SF533		Réseau isolé	Sandrakatsy	Mananara
SF011	SF011	C	Réseau isolé	Andapafito	Marimbona
SF019	SF019		Réseau isolé	Vohipeno	Sandratsiona
SF020	SF020		Réseau isolé	Vohipeno	Sandratsio
SF015	SF015	D	Réseau isolé	Andrebakely I	Maningory
SF118	SF118		Réseau isolé	Andasibe	Maningory
AD337	Tsaravao	E	Réseau isolé	Kiangara	Manankazo
SF147	SF147	F	RIT	Anjahamana	Iovay
SF148	SF148		RIT	Anjahamana	Morongolo
AD411	Ambodimanga	G	RIA	Beforona	Laroka
AD465	Marianina		RIA	Miandrarivo	Sahasarotra
AD481	Tsinjoarivo		RIA	Tsinjoarivo	Onive
AD544	Analamanaha		RIA	Sahatsiho Ambohimanjaka	Analamanaha
G407	Fanovana		RIA	Ambatovola	Sanatanora
SF420	SF420		RIA	Ambatovola	Sahatandra
SF022	SF022	H	RIA	Ambinanindrano	Nosivolo
SF023	SF023		RIA	Marolambo	Nosivolo
AD601	Antaralava	I	Réseau isolé	Itremo	Imorona
AD653	Vohinaomby	J	Réseau isolé	Mangidy	Antsakoama
AD620	Behingitika	K	Réseau isolé	Ambohimanga Atsimo	Manandriana
AD644	Antaninaren	L	Réseau isolé	Ambodinonoka	Manabano
SF196	SF196		Réseau isolé	Ambodinonoka	Besana
AD631	Antanjona	M	RIF	Tsaratana	Sahanofa
AD652	Tambohorano		RIF	Ifanadiana	Faravory
G191	Andriamanjavona		RIF	Ifanadiana	Namorona
SF038	SF038A		RIF	Androrangavola	Namorona
SF195	SF195		RIF	Kelilalina	Namorona
SF204	SF204		RIF	Ambohimisafy	Faraony
AD691	Ambatosada	N	Réseau isolé (problème puissance importante)	Fenomby	Faraony

Tableau 19 Groupes de sites suivant leur option de raccordement

Les 14 groupes (notés de A à N) comprenant les 33 sites prometteurs sont représentés sur la carte de la figure suivante.

5.6.4 Analyse par groupe (connexion au centre de distribution/consommation)

Groupe A : connexion à un réseau isolé (Bealanana/Antsohihy, Antsohihy/Ambanja, Nosybe)

Code	Nom	Bassin versant (km ²)	Q _{50%} (m ³ /s)	H _{brute} (m)	Puissance @ Q _{50%} (MW)	Energie @ Q _{50%} (GWh/y)	CAPEX (MUS\$)	LCOE @Q _{50%} (US\$/MWh)	LCOE @Q _{50%} + ligne +accès (US\$/MWh)	Dessablage 1 - nécessaire 2 - intense	Contrainte environnementale	Sélection
SF079	SF079	4484,7	42,10	54,0	18,7	121,7	129,4	126,9	178,2	2	Transport solide	-
SF080	SF080A	2952,9	27,72	60,0	13,7	89,3	41,9	56,9	142,4	1	Faible	-

Le tableau précédant regroupe les 2 sites SF079 et SF080. Ces sites d'une puissance installée de 14 MW et 19 MW se situent au nord à proximité des localités de Bealanana, Antsohihy et Ambanja. Les investissements à engager pour réaliser le réseau compris entre 200 et 300 km pénalisent beaucoup ces projets. A noter que le site SF080 devra être équipé d'un système de dessablage efficace et ce pour des débits importants. Le manque à gagner lié aux opérations de dessablage sera un critère à analyser dans le détail si un jour ce site devait être retenu.

Groupe B : connexion à un réseau isolé (Ambodiatafana, Mananara Avaratra, Sainte-Marie)

Code	Nom	Bassin versant (km ²)	Q _{50%} (m ³ /s)	H _{brute} (m)	Puissance @ Q _{50%} (MW)	Energie @ Q _{50%} (GWh/y)	CAPEX (MUS\$)	LCOE @Q _{50%} (US\$/MWh)	LCOE @Q _{50%} + ligne +accès (US\$/MWh)	Dessablage 1 - nécessaire 2 - intense	Contrainte environnementale	Sélection
AD158	Vohipary	2494,8	87,80	53,5	38,9	290,5	130,0	54,1	63,0	2	Transport solide	-
AD160	Ilengy - B	1727,7	45,28	24,0	9,0	66,8	29,3	53,1	120,0	2	Transport solide	✓✓
SF533	SF533	1878,9	52,22	95,0	41,0	304,6	108,5	43,4	54,0	2	Transport solide	-

Le tableau précédant regroupe les 3 sites de AD158, AD160 et SF533. Ces sites d'une puissance installée de 9 à 40 MW se situent au nord de l'île de Sainte Marie et à plus de 100 km ce qui les rend moins compétitif économiquement. D'un point de vue de la demande actuelle, seul le plus petit site est envisageable et pourrait soutenir le développement des activités côtières jusqu'à Maroantsetra. Une planification en plusieurs phases du site AD160 doit être envisagée au regard de la faible consommation actuelle dans la zone. AD160 pourra être raccordé dans un premier temps au centre de Mananara Avaratra qui dispose d'un groupe de 905 kW, d'un réseau de distribution et d'un peu moins de 1200 abonnés. Sainte-Marie dispose d'un groupe de 1800 kW, d'un réseau de distribution et d'un peu moins de 1500 abonnés. Ambodiatafana dispose d'un groupe de 30 kW.

Il est important de garder à l'esprit que les rivières de cette zone de Madagascar ne sont actuellement pas jaugées et que l'hydrologie y est très incertaine. Par conséquent, les paramètres techniques et économiques mentionnés ci-dessus sont indicatifs et pourraient différer significativement de nouvelles estimations basées sur des informations hydrologiques disponibles dans le futur.

Groupe C : connexion à un réseau isolé (Fenoarivo, Sainte-Marie)

Code	Nom	Bassin versant (km ²)	Q _{50%} (m ³ /s)	H _{brute} (m)	Puissance @ Q _{50%} (MW)	Energie @ Q _{50%} (GWh/y)	CAPEX (MUS\$)	LCOE @Q _{50%} (US\$/MWh)	LCOE @Q _{50%} + ligne +accès (US\$/MWh)	Dessablage 1 - nécessaire 2 - intense	Contrainte environnementale	Sélection
SF011	SF011	1408,6	39,76	55,0	18,1	134,5	71,5	64,0	81,0	1	Faible	✓✓
SF019	SF019	2419,6	38,84	36,0	11,6	84,0	42,4	60,9	100,8	2	Transport solide	✓✓
SF020	SF020	2093,4	23,82	90,0	17,7	126,2	43,5	42,1	77,4	1	Faible	✓✓

Le tableau précédant regroupe les 3 sites SF011, SF019 et SF020. Ces sites d'une puissance installée comprise entre 12 et 18 MW se situent au sud de l'île de Sainte Marie et au nord de la localité de Fenerife et respectivement à 60, 85 et 90 km. Ils peuvent alimenter la zone côtière et l'île de Sainte-Marie. Sainte-Marie dispose d'un groupe de 1800 kW, d'un réseau de distribution et d'un peu moins de 1500 abonnés, Fenoarivo dispose d'un groupe de 2340 kW, d'un réseau de distribution et d'un peu plus de 2300 abonnés. Ces trois projets présentent de bonnes caractéristiques générales et peuvent être retenus. A noter que SF019 et SF020 sont deux sites en cascade et leur aménagement conjoint permettrait de réaliser des économies d'échelle notamment pour les pistes et routes d'accès et pour la ligne de transport.

Il est important de garder à l'esprit que les rivières de cette zone de Madagascar ne sont actuellement pas jaugées et que l'hydrologie y est très incertaine. Par conséquent, les paramètres techniques et économiques mentionnés ci-dessus sont indicatifs et pourraient différer significativement de nouvelles estimations basées sur des informations hydrologiques disponibles dans le futur.

Groupe D : connexion à un réseau isolé (Lac Alaotra)

Code	Nom	Bassin versant (km ²)	Q _{50%} (m ³ /s)	H _{brute} (m)	Puissance @ Q _{50%} (MW)	Energie @ Q _{50%} (GWh/y)	CAPEX (MUS\$)	LCOE @Q _{50%} (US\$/MWh)	LCOE @Q _{50%} + ligne +accès (US\$/MWh)	Dessablage 1 - nécessaire 2 - intense	Contrainte environnementale	Sélection
SF015	SF015	8109,6	46,92	27,0	10,5	69,7	30,1	52,4	72,8	2	Transport solide	✓✓
SF118	SF118	8422,6	48,73	91,0	36,7	243,6	75,8	38,2	48,9	2	Transport solide	✓

Les sites SF 015 et SF 118 ci-dessus présentent certaines spécificités. Leur hydrologie est caractérisée par un étiage particulièrement marqué, à cause du lac Alaotra situé à l'amont et de prélèvements importants pour l'irrigation en saison de basses eaux. Un réseau privé opéré par la société BETC est présent dans la zone du lac et devra être pris en compte pour tout nouveau projet dans la zone. BETC est en train de développer le projet Hydroélectrique d'Androkabe de 1.6 MW. Pour les unités de production thermiques existantes autour du Lac Alaotra, Imerimandroso dispose d'un groupe de 64 kW, Ambatosoratra dispose également d'un groupe de 64 kW, Ambatondrazaka dispose d'un groupe de 3440 kW, Ampitatsimo dispose d'un groupe de 64 kW, Tanambe dispose d'un groupe de 930 kW, Amparafaravola dispose d'un groupe de 376 kW, Andilamena dispose d'un groupe de 476 kW et Bejofo dispose d'un groupe de 60 kW.

Ainsi, choisir un débit d'équipement de Q_{50} peut présenter un certain risque hydrologique puisque on n'aurait que très peu de production à l'étiage. Il semble intéressant de sous dimensionner le site SF 118 pour obtenir une puissance plus faible (plus en adéquation avec la demande locale), tout en ayant une puissance garantie plus élevée.

En conclusion, le site SF 118, qui aurait pu être éliminé car sa puissance est trop importante par rapport à la demande locale a été conservé dans l'idée d'être sous dimensionné pour offrir une puissance garantie intéressante. L'étude comparative des deux sites après récolte des éléments techniques complémentaires (hydrologie, géologie, etc.) permettra de mieux planifier le développement de cette zone.

Groupe E : connexion à un réseau isolé (Ankazobe)

Code	Nom	Bassin versant (km ²)	$Q_{50\%}$ (m ³ /s)	H _{brute} (m)	Puissance @ $Q_{50\%}$ (MW)	Energie @ $Q_{50\%}$ (GWh/y)	CAPEX (MUS\$)	LCOE @ $Q_{50\%}$ (US\$/MWh)	LCOE @ $Q_{50\%}$ + ligne + accès (US\$/MWh)	Dessablage 1 - nécessaire 2 - intense	Contrainte environnementale	Sélection
AD337	Tsaravao	295,8	4,06	67,0	2,2	15,8	30,5	228,8	287,0	2	Transport solide	-

Le site AD 337 d'une puissance installée de 2 MW se situe au Nord de Tananarive. Compte tenu de sa faible capacité, des problèmes liés à la gestion du transport solide et de son coût au kWh il a été éliminé par le Consultant parce que trop coûteux.

Groupe F : connexion au RIT (Toamasina)

Code	Nom	Bassin versant (km ²)	$Q_{50\%}$ (m ³ /s)	H _{brute} (m)	Puissance @ $Q_{50\%}$ (MW)	Energie @ $Q_{50\%}$ (GWh/y)	CAPEX (MUS\$)	LCOE @ $Q_{50\%}$ (US\$/MWh)	LCOE @ $Q_{50\%}$ + ligne + accès (US\$/MWh)	Dessablage 1 - nécessaire 2 - intense	Contrainte environnementale	Sélection
SF147	SF147	120,1	5,50	170,0	7,7	57,8	26,2	54,7	115,3	1	Faible	✓✓
SF148	SF148	216,7	10,98	24,0	2,2	16,4	8,8	64,3	205,4	2	Transport solide	✓

Le tableau précédant regroupe les 2 sites SF 147 et SF148. Ces sites d'une puissance installée comprise entre 2 et 8 MW se situent à proximité de la localité de Toamasina et à respectivement 65 et 55km. Ils sont économiquement moyennement attractifs. Cependant, ces deux sites pourraient constituer une bonne alternative pour substituer de l'énergie thermique du réseau de Toamasina à un coût restant compétitif. Toamasina dispose de groupes thermiques de 30.6 MW et de 18 MW, d'un réseau de distribution et d'un peu plus de 28000 abonnés. Le RIT est également alimenté par la centrale de Volobe de 6,7 MW.

Le site SF148 pourrait voir son indicateur économique (LCOE incluant ligne et accès) par un aménagement préalable du SF147. C'est pour cette raison qu'il n'a pas été exclu, malgré un LCOE défavorable et une gestion du transport solide qu'il faudra prendre en compte.

Groupe G : connexion au RIA (Antananarivo)

Code	Nom	Bassin versant (km ²)	Q _{50%} (m ³ /s)	H _{brute} (m)	Puissance @ Q _{50%} (MW)	Energie @ Q _{50%} (GWh/y)	CAPEX (MUS\$)	LCOE @Q _{50%} (US\$/MWh)	LCOE @Q _{50%} + ligne +accès (US\$/MWh)	Dessablage 1 - nécessaire 2 - intense	Contrainte environnementale	Sélection
AD411	Ambodimanga	179,6	10,68	123,0	10,8	81,9	24,6	36,7	46,3	1	Faible	✓✓
AD465	Marianina	415,7	7,29	187,0	11,3	81,1	38,1	56,8	72,5	2	Transport solide / Lavaka	-
AD481	Tsinjoarivo	3282,0	41,85	62,0	21,5	151,7	54,2	43,6	50,3	2	Transport solide	-
AD544	Analamanaha	54,1	0,74	350,0	2,1	15,0	12,2	97,7	114,3	1	Compétition irrigation	✓
G407	Fanovana	496,4	18,95	68,0	10,7	80,0	22,0	33,8	39,9	1	Faible	✓✓
SF420	SF420	433,4	15,59	20,0	2,6	19,4	9,6	60,0	76,7	1	Zone protégée	-

Le tableau précédent regroupe 6 sites AD411, AD465, AD481, AD544, G407 et SF420 qui peuvent être connectés au RIA (Antananarivo). Ces sites d'une puissance installée comprise entre 3 et 22 MW. Les sites AD 465 et AD 544 se présentent comme des concurrents éventuels d'autres aménagements comme celui de Lily (3,5 MW).

Les sites AD465- Marianina et AD481-Tsinjoarivo présentent des eaux très chargées en sédiment, même durant les étiages. Des aménagements de dessablage et dégravage sont à prévoir sur ces sites et ce pour des débits importants. Le manque à gagner lié aux opérations de dessablage sera un critère important à analyser dans le détail si un jour ce site devait être retenu. Dans le cadre de cette étude, ces sites n'ont pas été jugés prioritaires en raison de ces éléments techniques.

Le site AD465- Marianina présente de nombreux Lavaka (Glissement/ravines) qui peuvent potentiellement rendre sa mise en œuvre et son exploitation difficile voir impossible.

Un site, le SF420 borde une zone protégée sur sa rive gauche et ne présente pas de configuration particulièrement favorable. Le consultant recommande de ne pas retenir ce site dans les 20 sites prioritaires.

Le site AD544 ne peut être envisagé que comme projet intégré irrigation/hydro-électricité car il est actuellement exploité de manière artisanale à des fins d'irrigation. Deux barrages à réhabiliter ont été construits antérieurement. Un aménagement intégré de ce site permettrait d'améliorer son LCOE en intégrant son potentiel économique agricole mais aussi son impact social. Cela permettrait également de stabiliser son environnement en constante dégradation due à l'irrigation et au drainage incontrôlé. Le site AD544 n'a donc pas été retenu comme prioritaire par le Consultant mais se classe en deuxième rang et peut être discuté pour intégrer la sélection des 20 sites prioritaires. A noter qu'il permettrait de fournir le RIA via le poste de Sahanivotry.

Groupe H : connexion en isolé pour alimenter les villes et villages côtiers ou connexion au RIA (Antananarivo)

Code	Nom	Bassin versant (km ²)	Q _{50%} (m ³ /s)	H _{brute} (m)	Puissance @ Q _{50%} (MW)	Energie @ Q _{50%} (GWh/y)	CAPEX (MUS\$)	LCOE @Q _{50%} (US\$/MWh)	LCOE @Q _{50%} + ligne +accès (US\$/MWh)	Dessablage 1 - nécessaire 2 - intense	Contrainte environnementale	Sélection
SF022	SF022	3489,7	159,53	14,6	19,3	145,1	63,3	52,7	91,1	2	Transport	-

											solide	
SF023	SF023	2897,0	126,69	24,0	25,2	189,5	57,1	36,9	60,5	2	Transport solide	-

Le tableau précédant regroupe les 2 sites SF022 à SF023. Ces sites d'une puissance installée de l'ordre de 20 à 25 MW sont relativement éloignés des centres de consommation et difficilement connectables au RIA à partir de la localité de Moramanga. Etant donné les débits particulièrement importants constatés lors de la visite de terrain et lors de l'étude hydrologique, ces sites ne sont pas retenus par le processus de sélection. A noter que cela n'enlève rien à leur caractère intrinsèque et que dans un futur éloigné, ces sites pourront être mis en valeur lorsque les accès et lignes passeront à proximité moyennant la prise en compte préalable de la gestion du transport solide.

Il est important de garder à l'esprit que les rivières de cette zone de Madagascar ne sont actuellement pas jaugées et que l'hydrologie y est très incertaine. Par conséquent, les paramètres techniques et économiques mentionnés ci-dessus sont indicatifs et pourraient différer significativement de nouvelles estimations basées sur de nouvelles informations hydrologiques disponibles dans le futur.

Groupe I : connexion en isolé pour alimenter Ambatofinandrahana et Manandriana

Code	Nom	Bassin versant (km ²)	Q _{50%} (m ³ /s)	H _{brute} (m)	Puissance @ Q _{50%} (MW)	Energie @ Q _{50%} (GWh/y)	CAPEX (MUS\$)	LCOE @ Q _{50%} (US\$/MWh)	LCOE @ Q _{50%} + ligne + accès (US\$/MWh)	Dessablage 1 - nécessaire 2 - intense	Contrainte environnementale	Sélection
AD601	Antaralava	463,2	5,45	32,0	1,4	10,2	5,9	69,7	114,0	2	Transport solide / Compétition irrigation	✓

De manière relativement similaire au site AD544 - Analamanaha, le site AD601 - Antaralava ne peut être envisagé que comme projet intégré irrigation/hydro-électricité car il est actuellement exploité à des fins d'irrigation via un seuil existant. Un aménagement intégré de ce site permettrait d'améliorer son LCOE en intégrant son potentiel économique agricole mais aussi son impact social. Le site AD601 bien que moins prioritaire peut intégrer la sélection des 20 sites prioritaires car il peut être raccordé au centre d'Ambatofinandrahana qui dispose d'un groupe de 248 kW, d'un réseau de distribution et d'un peu moins de 431 abonnés.

Groupe J : connexion en isolé pour alimenter Ikalamavony

Code	Nom	Bassin versant (km ²)	Q _{50%} (m ³ /s)	H _{brute} (m)	Puissance @ Q _{50%} (MW)	Energie @ Q _{50%} (GWh/y)	CAPEX (MUS\$)	LCOE @ Q _{50%} (US\$/MWh)	LCOE @ Q _{50%} + ligne + accès (US\$/MWh)	Dessablage 1 - nécessaire 2 - intense	Contrainte environnementale	Sélection
AD653	Vohinaomby	381,1	3,27	22,0	0,6	4,1	4,1	117,7	175,8	2	Transport solide	✓

Le site AD653 de ~ 1MW présente un coût peu attractif au kWh. Le site AD653 bien que moins prioritaire peut intégrer la sélection des 20 sites prioritaires car il peut être raccordé au centre de

Ikalamavony qui dispose d'un groupe de 290 kW, d'un réseau de distribution et d'un peu moins de 400 abonnés.

Groupe K : connexion en isolé pour alimenter Ambohimanga du Sud ou le RIF

Code	Nom	Bassin versant (km ²)	Q _{50%} (m ³ /s)	H _{brute} (m)	Puissance @ Q _{50%} (MW)	Energie @ Q _{50%} (GWh/y)	CAPEX (MUS\$)	LCOE @Q _{50%} (US\$/MWh)	LCOE @Q _{50%} + ligne +accès (US\$/MWh)	Dessablage 1 - nécessaire 2 - intense	Contrainte environnementale	Sélection
AD620	Behingitika	267,7	12,48	45,0	4,7	35,0	12,5	43,5	59,6	1	Faible	✓✓

Le tableau précédant présente le site AD620. Ce site d'une puissance installée de 5 MW pourrait alimenter au sud la localité d'Ambohimanga du Sud. Un nouveau réseau est à créer, cette ville n'étant alimentée que par des petits groupes électrogènes individuels.

A noter que dans le futur il existe une possibilité d'augmenter la capacité du site AD620 par l'exploitation (en cascade) d'une série de chutes en aval de la centrale planifiée.

Groupe L : connexion en isolé pour alimenter Betampona et Mananjary

Code	Nom	Bassin versant (km ²)	Q _{50%} (m ³ /s)	H _{brute} (m)	Puissance @ Q _{50%} (MW)	Energie @ Q _{50%} (GWh/y)	CAPEX (MUS\$)	LCOE @Q _{50%} (US\$/MWh)	LCOE @Q _{50%} + ligne +accès (US\$/MWh)	Dessablage 1 - nécessaire 2 - intense	Contrainte environnementale	Sélection
AD644	Antaninaren	34,1	2,21	180,0	3,3	24,6	17,5	85,3	125,8	2	Transport solide	-
SF196	SF196	117,4	7,67	151,0	9,6	72,2	20,1	34,1	54,4	1	Faible	✓✓

Le tableau précédant regroupe les 2 sites AD644 et SF196. Ces sites d'une puissance installée comprise entre 3 et 10 MW peuvent alimenter Mananjary en passant par Vohilava. Mananjary dispose d'un groupe de 1304 kW, d'un réseau de distribution et d'un peu plus de 2300 abonnés et Vohilava dispose d'un groupe de 30 kW.

Le site AD644 n'est pas retenu car les apports solides risquent de pénaliser son fonctionnement.

Groupe M : connexion au RIF (Fianarantsoa)

Code	Nom	Bassin versant (km ²)	Q _{50%} (m ³ /s)	H _{brute} (m)	Puissance @ Q _{50%} (MW)	Energie @ Q _{50%} (GWh/y)	CAPEX (MUS\$)	LCOE @Q _{50%} (US\$/MWh)	LCOE @Q _{50%} + ligne +accès (US\$/MWh)	Dessablage 1 - nécessaire 2 - intense	Contrainte environnementale	Sélection
AD631	Antanjona	393,6	14,86	112,0	13,8	103,2	36,0	42,4	57,3	1	Faible	✓✓
AD652	Tambohorano	413,6	21,72	42,0	7,5	56,8	24,0	51,2	58,9	1	Faible	✓✓
G191	Andriamanjavona	813,2	20,52	61,0	10,4	76,8	27,6	43,6	48,1	1	Faible	✓✓
SF038	SF038A	1224,6	43,83	35,0	12,7	95,2	35,4	45,3	59,5	1	Faible	✓✓
SF195	SF195	784,2	18,92	50,0	7,8	58,1	16,2	34,3	54,4	1	Faible	✓✓
SF204	SF204	277,5	7,63	45,0	2,8	21,1	12,4	70,9	101,2	1	Faible	-

L'ensemble des 6 sites proposés AD631, AD652, G191, SF038, SF195 et SF204 sont situés principalement à l'Est de la localité de Fianarantsoa. Ils permettraient en priorité d'alimenter et de renforcer le Réseau Interconnecté de Fianarantsoa (RIF) à moyen et long terme et d'alimenter ultérieurement les deux centres isolés de Mananjary et Manakara sur la côte Est de Madagascar.

Les sites SF195, G191 et SF038 fonctionnent en cascade sur la Namorona sur laquelle est déjà aménagée la centrale de Namorona 1 au fil de l'eau de 5,6 MW. Cfr. Chapitre 2.12 du « Hydro Planning report » pour plus de renseignements.

Groupe N : connexion en isolé pour alimenter un futur réseau côtier allant de Mananjary à Farafangana

Code	Nom	Bassin versant (km ²)	Q _{50%} (m ³ /s)	H _{brute} (m)	Puissance @ Q _{50%} (MW)	Energie @ Q _{50%} (GWh/y)	CAPEX (MUS\$)	LCOE @Q _{50%} (US\$/MWh)	LCOE @Q _{50%} + ligne +accès (US\$/MWh)	Dessablage 1 - nécessaire 2 - intense	Contrainte environnementale	Sélection
AD691	Ambatosada	1708,7	76,00	67,5	42,4	318,3	144,0	54,7	63,6	2	Transport solide	-

Le tableau précédant présente le site AD691. Ce site pourrait être raccordé aux localités côtières de Mananjary, Manakara, Vohipeno, Ankaramalaza et Farafangana. Mananjary dispose d'un groupe de 1304 kW et d'un réseau de distribution et d'un peu plus de 2300 abonnés, Manakara dispose d'un groupe thermique de 3420 kW et d'un réseau de distribution et d'un peu plus de 2600 abonnés, Vohipeno dispose d'un groupe thermique de 242 kW et d'un réseau de distribution et d'un peu plus de 450 abonnés, Ankaramalaza dispose d'un groupe thermique de 32 kW et Farafangana dispose d'un groupe thermique de 1608 kW et d'un réseau de distribution et d'un peu plus de 1500 abonnés. Ce site sort cependant du cadre de l'étude par sa puissance qui ne correspond pas à la gamme d'étude (1-20 MW) ni à la capacité des villes côtières d'absorber à moyen terme une telle quantité d'énergie.

Le tableau ci-dessous résume la sélection de sites prioritaires telle qu'elle est proposée par le consultant.

Code	Nom	Groupe	Rivière	Bassin versant (km ²)	Q _{50%} (m ³ /s)	H _{brute} (m)	Puissance @ Q _{50%} (MW)	Energie @ Q _{50%} (GWh/y)	CAPEX ligne et accès inclus (MUS\$)	LCOE @ Q _{50%} (US\$/MWh)	LCOE @ Q _{50%} + ligne + accès (US\$/MWh)	Contrainte environnementale	Sélection
SF079	SF079	A	Maevarano	4484,7	42,10	54,0	18,7	121,7	181,7	126,9	178,2	Transport solide	-
SF080	SF080A		Maevarano	2952,9	27,72	60,0	13,7	89,3	104,9	56,9	142,4	Faible	-
AD158	Vohipary	B	Mananara	2494,8	87,80	53,5	38,9	290,5	155,4	54,1	64,7	Transport solide	-
AD160	Ilengy - B		Mananara	1727,7	45,28	24,0	9,0	66,8	66,2	53,1	120,0	Transport solide modéré	✓✓
SF533	SF533		Mananara	1878,9	52,22	95,0	41,0	304,6	140,5	43,4	56,2	Transport solide	-
SF011	SF011	C	Marimbona	1408,6	39,76	55,0	18,1	134,5	90,7	64,0	81,3	Faible	✓✓
SF019	SF019		Sandratsiona	2419,6	38,84	36,0	11,6	84,0	70,2	60,9	100,8	Transport solide modéré	✓✓
SF020	SF020		Sandratsio	2093,4	23,82	90,0	17,7	126,2	80,1	42,1	77,4	Faible	✓✓
SF015	SF015	D	Maningory	8109,6	46,92	27,0	10,5	69,7	41,8	52,4	72,8	Transport solide modéré	✓✓
SF118	SF118		Maningory	8422,6	48,73	91,0	36,7	243,6	97,1	38,2	48,9	Transport solide modéré	✓
AD337	Tsaravao	E	Manankazo	295,8	4,06	67,0	2,2	15,8	38,3	228,8	287,0	Transport solide	-
SF147	SF147	F	Iovay	120,1	5,50	170,0	7,7	57,8	55,1	54,7	115,3	Faible	✓✓
SF148	SF148		Morongolo	216,7	10,98	24,0	2,2	16,4	28,0	64,3	205,4	Transport solide modéré	✓
AD411	Ambodimanga	G	Laroka	179,6	10,68	123,0	10,8	81,9	31,0	36,7	46,3	Faible	✓✓
AD465	Marianina		Sahasaroetra	415,7	7,29	187,0	11,3	81,1	48,6	56,8	72,5	Transport solide / Lavaka	-
AD481	Tsinjoarivo		Onive	3282,0	41,85	62,0	21,5	151,7	62,6	43,6	50,3	Transport solide	-
AD544	Analamanaha		Analamanaha	54,1	0,74	350,0	2,1	15,0	14,3	97,7	114,3	Compétition irrigation	✓
G407	Fanovana		Sanatanora	496,4	18,95	68,0	10,7	80,0	26,0	33,8	39,9	Faible	✓✓
SF420	SF420		Sahatandra	433,4	15,59	20,0	2,6	19,4	12,3	60,0	76,7	Zone protégée	-
SF022	SF022	H	Nosivolo	3489,7	159,53	14,6	19,3	145,1	109,3	52,7	91,1	Transport solide	-
SF023	SF023		Nosivolo	2897,0	126,69	24,0	25,2	189,5	93,7	36,9	60,5	Transport solide	-
AD601	Antaralava	I	Imorona	463,2	5,45	32,0	1,4	10,2	9,6	69,7	114,0	Transport solide modéré / compétition irrigation	✓
AD653	Vohinaomby	J	Antsakoama	381,1	3,27	22,0	0,6	4,1	6,1	117,7	175,8	Transport solide modéré	✓
AD620	Behingitika	K	Manandriana	267,7	12,48	45,0	4,7	35,0	17,1	43,5	59,6	Faible	✓✓
AD644	Antaninaren	L	Manabano	34,1	2,21	180,0	3,3	24,6	25,8	85,3	125,8	Transport solide	-

Code	Nom	Groupe	Rivière	Bassin versant (km ²)	Q _{50%} (m ³ /s)	H _{brute} (m)	Puissance @ Q _{50%} (MW)	Energie @ Q _{50%} (GWh/y)	CAPEX ligne et accès inclus (MUS\$)	LCOE @ Q _{50%} (US\$/MWh)	LCOE @ Q _{50%} + ligne + accès (US\$/MWh)	Contrainte environnementale	Sélection
SF196	SF196		Besana	117,4	7,67	151,0	9,6	72,2	32,0	34,1	54,4	Faible	✓✓
AD631	Antanjona	M	Sahanofa	393,6	14,86	112,0	13,8	103,2	48,6	42,4	57,3	Faible	✓✓
AD652	Tambohorano		Faravory	413,6	21,72	42,0	7,5	56,8	27,7	51,2	58,9	Faible	✓✓
G191	Andriamanjavona		Namorona	813,2	20,52	61,0	10,4	76,8	30,4	43,6	48,1	Faible	✓✓
SF038	SF038A		Namorona	1224,6	43,83	35,0	12,7	95,2	46,6	45,3	59,5	Faible	✓✓
SF195	SF195		Namorona	784,2	18,92	50,0	7,8	58,1	25,7	34,3	54,4	Faible	✓✓
SF204	SF204		Faraony	277,5	7,63	45,0	2,8	21,1	17,7	70,9	101,2	Faible	-
AD691	Ambatosada		N	Faraony	1708,7	76,00	67,5	42,4	318,3	167,4	54,7	63,6	Transport solide

Tableau 20 Table synoptique des 20 sites prioritaires

Les hauteurs de chute brute varient de 22 m pour la plus faible à 350 m pour la plus importante. Le bassin versant moyen est de 1500 km² avec le plus petit ayant une surface de 54 km² et le plus grand 8420 km². Les débits (Q_{50%}) varient de 0,75 m³/s à 48 m³/s.

Nous pouvons observer dans le tableau ci-dessus que les 20 projets prioritaires de petites hydro ont un LCOE (hors ligne et accès) moyen de 54 US\$/MWh compris dans une fourchette entre 33.8 US\$/MWh et 117.7 US\$/MWh et un LCOE (y compris ligne et accès) moyen de 85 US\$/MWh compris dans une fourchette entre 39.9 US\$/MWh et 205.5 US\$/MWh.

Les coûts d'investissement (CAPEX y compris accès et lignes) sont en moyenne de 42 MUS\$ avec le plus petit projet à 6.1 MUS\$ pour une capacité de 600 kW et le plus grand projet à 97.1 MUS\$ pour une capacité de 36.7 MW.

La puissance cumulée des 20 sites prioritaires est de 205 MW pour un productible cumulé de 1490 GWh/an. Ces projets pourraient contribuer à augmenter la capacité actuellement installée (552 MW) d'environ 37 % pour des investissements d'environ 844 MUS\$. Ces 20 projets pourraient venir en énergie de substitution au thermique (389 MW) à raison d'environ 53 % si l'on considère le nominal, mais plus de 100% si l'on considère le disponible (188 MW).

6 Sélection de sites prometteur parmi les sites potentiels étudiés à un stade avancé dans les études antérieures ou prévus dans les plans de développement

6.1 ANALYSE BIBLIOGRAPHIQUE

L'objectif de l'étude de cartographie de la petite hydraulique est d'identifier un certain nombre de sites pouvant faire l'objet de visite préliminaire et permettant d'étoffer l'offre hydro-électrique dans la gamme de puissance de 1 à 20 MW. En toute logique, les sites ayant déjà fait l'objet d'étude à des stades plus avancés que ceux envisagés par l'étude de Mapping ne doivent pas être visités : la plus-value d'une visite rapide étant très faible par rapport à une étude pluridisciplinaire de moyenne ou longue durée avec des moyens humains et matériels supérieurs. Ce paragraphe présente les sites potentiels étudiés à un stade avancé dans les études antérieures ou prévus dans les plans de développement du Ministère de l'Energie et les organismes rattachés.

La collecte bibliographique et l'analyse des documents mis à la disposition du consultant a permis d'identifier 51 sites déjà étudiés et/ou prévus dans les plans de développement du Ministère de l'Energie, de l'ORE ou de la JIRAMA. A noter que le consultant n'a pas eu accès à l'ensemble des études complètes.

Le consultant a réalisé un travail de recherche et de mise en correspondance de ces sites qui apparaissent parfois plusieurs fois dans les différentes listes et inventaires, sous différentes alternatives. Par exemple, le site de Talaviana sur la rivière Manandona est référencé à quatre reprises dans les inventaires :

ATLAS_ID	SITE	RIVIERE	SOURCE	Chute brute [m]	Débit m³/s	Puissance installée MW	Remarques
FR136	Talaviana	Manandona	HQI 2005	118	15	15	Site avec des données cohérentes mais dont la localisation est erronée
FR137	Talaviana	Manandona	SOGREAH	0	7	15	Site avec des données lacunaires, mais dont la localisation est correcte. Le débit ne correspond pas à ce que l'étude HQI 2005 mentionne.
G665	Talaviana	Manandona (Mania)	Inventaire du secteur energie	0	0	7,31	Site avec des données lacunaires de hauteur brute et de débit et une localisation incorrecte (le site est à 5 km au Nord de l'emplacement approprié)
G666	Talaviana	-	Inventaire du secteur energie	131	0	0,09	Site avec des données lacunaires de débit et une localisation incorrecte (le site est à 6.5 km à l'est de l'emplacement approprié)
-	Talaviana	Manandona	Site internet de l'ORE	121	15	15	Pas de localisation mais données techniques complètes.

Tableau 21 Talaviana : exemple de site multi-référencé

Étant donné que seul le site référencé FR137 dispose de coordonnées exactes, il est le seul retenu dans la liste des 51 sites étudiés ou planifiés. En règle générale les sites multi-référencés sont maintenus dans la base de données des 1438 sites (First screening).

Pour les sites présentant plusieurs alternatives d'aménagement, l'ensemble de ces dernières ont été conservées dans la base de données. C'est ainsi que les 51 sites représentent un total de 76 alternatives. La répartition de ces sites potentiels par provinces et régions est illustrée à dans le Tableau 22 ci-dessous. Ce tableau présente également la somme des puissances potentielles de chacun des sites retenus, par province et par région, c'est-à-dire que lorsque plusieurs alternatives d'aménagement sont possibles, seule celle présentant la puissance installée la plus grande est retenue dans cette estimation. C'est ainsi que l'on voit que le potentiel hydroélectrique le plus étudié à Madagascar se trouve dans la province Mahajanga avec principalement les sites de Ambodiroka sur la Betsiboka (300 MW), Isandrano sur l'Ikopa (130 MW), Antanandava sur l'Ikopa (410 MW), Belavenona sur la Betsiboka (370 MW) et Antafofo sur l'Ikopa (580 MW). Vient ensuite la province d'Antananarivo avec principalement les sites de Mahavola sur l'Ikopa (520 MW), Vohitsara sur l'Ikopa (250 MW), Ranomafana sur l'Ikopa (70 MW) et Mandraka II sur la Mandraka (56 MW).

Provinces	Régions	Nombre de Sites déjà étudiés	Nombre de schémas d'aménagement alternatifs	Puissance potentielle (MW)
Antananarivo	Analamanga	5	10	828.8
	Bongolava	2	3	71.3
	Itasy	1	1	3.5
	Vakinankaratra	3	3	17.4
	Sous-total	11	17	921.0 (21.5%)
Antsiranana	Diana	3	5	74.5
	Sava	3	4	8.5
	Sous-total	6	9	83.0 (1.9%)
Fianarantsoa	Amoron'i mania	4	5	327.5
	Atsimo-Atsinana	2	2	360.4
	Ihorombe	2	2	2.5
	Vatovavy Fitovinany	2	2	38.0
	Hautre Matsiara	0	0	0
	Sous-total	10	11	728.4 (17.0%)
Mahajanga	Betsiboka	5	12	1790.0
	Melaky	1	1	0.6
	Sofia	4	5	5.1
	Boeny	0	0	0
	Sous-total	10	18	1795.7 (41.9%)
Toamasina	Alaotra-Mangoro	4	6	33.9
	Analanjirifo	1	1	18.8
	Atsinanana	6	11	539.0
	Sous-total	11	18	591.7 (13.8%)
Toliary	Anosy	1	1	1.2
	Menabe	2	2	159.7
	Androy	0	0	0
	Atsimo-Andrefana	0	0	0
	Sous-total	3	3	160.9 (3.8%)
Grand Total		51	76	4280.7

Tableau 22 Sites potentiels antérieurement étudiés ou prévus dans les plans de développement : statistiques

La liste complète des sites est présentée dans le Tableau 23 et leur localisation à la Figure 22.

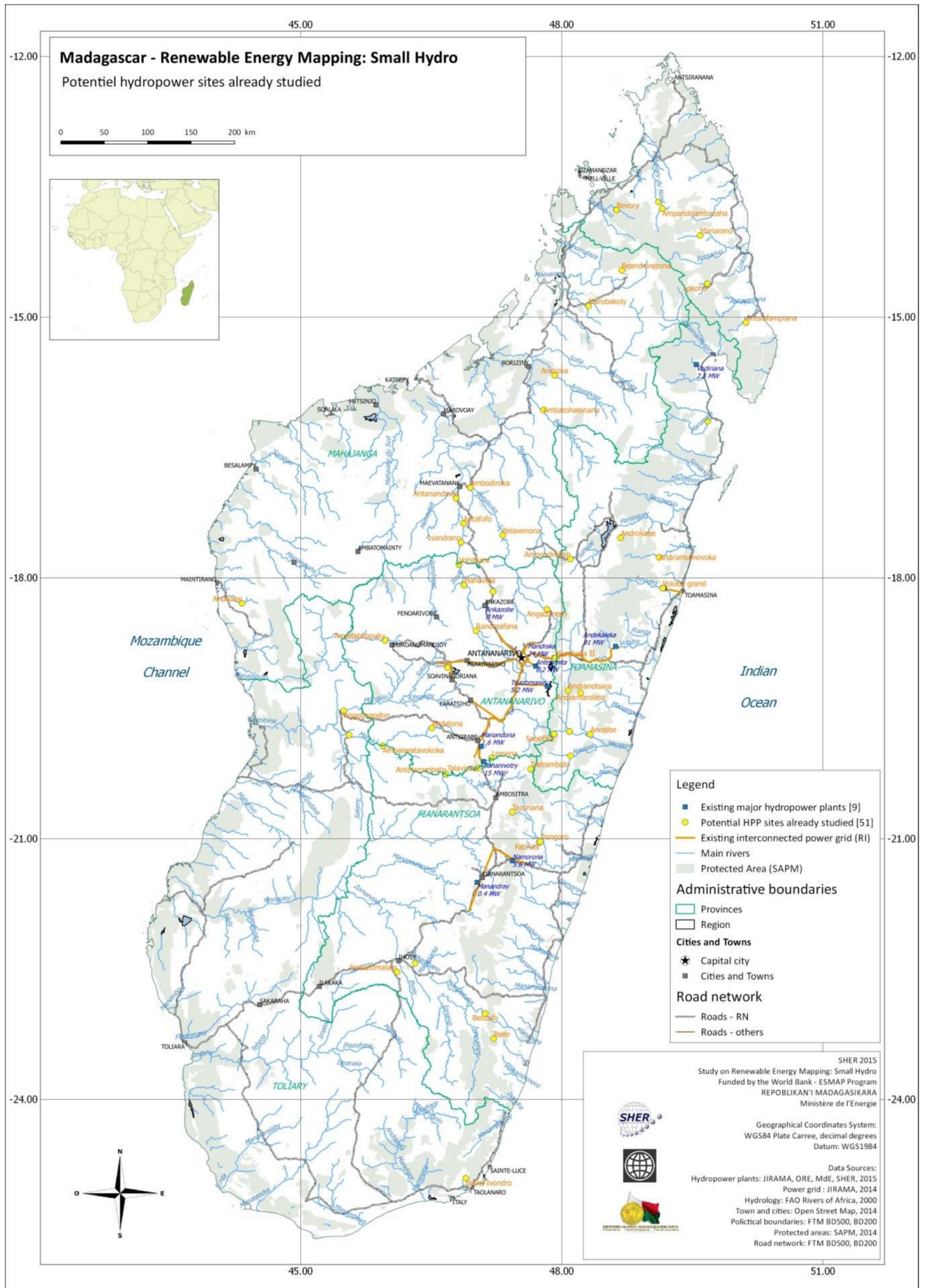


Figure 22. Sites potentiels antérieurement étudiés ou prévus dans les plans de développement

PROVINCE	REGION	CODE	ALTERNATIVE	NOM	RIVIERE	CHUTE BRUTE (m)	DEBIT EQUIPEMENT (m³/s)	PUISSANCE (MW)	STATUS	SOURCE
Antananarivo	Analamanga	FR102	FR102A	Mahavola	Ikopa	243	210	520	Pre-feasability	ORE / JIRAMA
			FR102C			231	176	325	ORE / JIRAMA	
			FR102B			231	162	300	ORE / JIRAMA	
		AD315	AD315A	Vohitsara	Ikopa	110	240	250	Identification (map based)	ORE / JIRAMA
			AD315B			110	284	250		ORE / JIRAMA
		G028	G028	Mandraka II	Mandraka	483	0	56		ORE
		G507	G507B	Angadanoro	Mananara	43.3	7	2.274	Pre-feasability	ORE / JIRAMA
		AD342	AD342A	Manankazo	Manankazo	44.7	1.4	0.5		ORE/JIRAMA
			AD342B			46.5	1	0.349	Design (APS)	ORE/JIRAMA
	G507	G507A	Angadanoro	Mananara	14	0.8	0.055	Pre-feasability	ORE / JIRAMA	
	Bongolava	G606	G606	Ranomafana	Ikopa	70.5	120	70	Pre-feasability	ORE / JIRAMA
		AD386	AD386B	Ampitabepoaky	Manambolo	20.2	8.5	1.3	Design (APS)	ORE / JIRAMA
			AD386A			15.6	6.5	0.765	Design (APS)	ORE / JIRAMA
	Itasy	FR092	FR092	Lily	Lily	74.9	6	3.5	Design (APS)	ORE / JIRAMA
	Vakinankaratra	FR137	FR137	Talaviana	Manandona	121	15	15	Pre-feasability	JIRAMA
AD490		AD490	Andalona	Andratsay	50	0	1.2		ORE	
FR091		FR091	Lemena	Sahanivotry	38.5	4	1.2	Design (APS)	ORE / JIRAMA	
Antsiranana	Diana	FR027	FR027A	Ampandriambazaha	Mahavavy nord	150	50	53		ORE / JIRAMA
			FR027B			150	10	13		ORE / JIRAMA
		AD041	AD041	Andranomamofana	Mahavavy nord	103	20	15	Reconnaissance	JIRAMA
		G323	G323B	Bevory	Ramena	89	10	6.5	Pre-feasability	ORE / JIRAMA
	G323A		77			9.7	6.35		ORE / JIRAMA	
	Sava	AD077	AD077	Lokoho	Lokoho	0	16.562	6		ORE / JIRAMA
			AD077B			53	15	6	Feasibility	ORE / JIRAMA
		G539	G539	Mariarano	Bemarivo	35	0	1.45		ORE / JIRAMA / BM - PERER/HYDROSCOUT
G325		G325	Antsiafampiana	Sahafihatra	10	15	1.05	Reconnaissance	ORE / JIRAMA / BM - PERER/HYDROSCOUT	

PROVINCE	REGION	CODE	ALTERNATIVE	NOM	RIVIERE	CHUTE BRUTE (m)	DEBIT EQUIPEMENT (m³/s)	PUISSANCE (MW)	STATUS	SOURCE
Fianarantsoa	Amoron'i mania	FR062	FR062A	Antetezambato	Mania	220	115	210	Pre-feasibility	ORE / JIRAMA / BM - PERER/HYDROSCOUT
			FR062B			195	120	182.52	Pre-feasibility	ORE / JIRAMA / BM - PERER/HYDROSCOUT
		AD521	AD521	Ambararatawokoka	landratsay	175	80	105		JIRAMA
		AD609	AD609	Tazonana	Maintinandry	100	10	8	Pre-feasibility	ORE / JIRAMA
		G691	G691	Tratrambolo	Tratrambolo	92	6	4.5	Pre-feasibility	ORE/ BM - SERMAD
		AD725	AD725	Betoafo	Mananara sud	400	110	360	Identification (map based)	ORE / JIRAMA
		AD734	AD734	Itete	Masianaka	300	0.2	0.42	Reconnaissance	ORE / JIRAMA
	Ihorombe	AD711	AD711	Befanaova	Sahambano	15	0	2.16		ORE / JIRAMA
		AD715	AD715	Ambatomalam	Ianabono	113	0	0.35		JIRAMA
	Vatovavy Fitovinany	AD642	AD642	Fatihita	Ivoanana	217	15	24		JIRAMA
G392		G392	Dangoro	Maintinandry	350	5	14	Pre-feasibility	JIRAMA	
Mahajanga	Betsiboka	FR059	FR059B	Antafofo	Ikopa	195	395	580	Pre-feasibility	ORE / JIRAMA
			FR059A			120	150	160	Pre-feasibility	ORE / JIRAMA
			FR059C			130	100	105	Pre-feasibility	ORE / JIRAMA
		AD257	AD257	Antanandava	Ikopa	133	396	410	Pre-feasibility	ORE / JIRAMA
		G351	G351	Belavenona	Betsiboka	123	400	370		ORE / JIRAMA
		AD233	AD233A	Ambodiroka	Betsiboka	134	279	300	Reconnaissance	ORE / JIRAMA
			AD233B			70	72	40	Detailed design (APD)	ORE / JIRAMA
			AD233D			56	90	40	Feasibility	ORE / JIRAMA
			AD233C			56.4	45	19.5	Feasibility	ORE / JIRAMA
		G452	G452A	Isandrano	Ikopa	65	240	130	Pre-feasibility	ORE / JIRAMA
	G452B		65			242	126	Pre-feasibility	ORE / JIRAMA	
	G452C		65			56	29	Pre-feasibility	ORE / JIRAMA	
	Melaky	AD354	AD354	Andriabe	Demoka	8.6	10	0.6	Reconnaissance	ORE / JIRAMA
	Sofia	G023	G023	Ambatoharanana	Bemarivo	25	0	1.91		ORE / JIRAMA / BM - PERER/HYDROSCOUT
G219		G219B	Androka	Anjobony	16	15	1.9	Reconnaissance	ORE / JIRAMA / BM -	

PROVINCE	REGION	CODE	ALTERNATIVE	NOM	RIVIERE	CHUTE BRUTE (m)	DEBIT EQUIPEMENT (m³/s)	PUISSANCE (MW)	STATUS	SOURCE
										PERER/HYDROSCOUT
			G219A			15.9	6.4	0.815	Reconnaissance	ORE / JIRAMA / BM - PERER/HYDROSCOUT
		G546	G546	Marobakoly	Anjingo	20.7	5	0.83	Reconnaissance	ORE / JIRAMA
		AD064	AD064	Beandrarezona	Beandrarezona	35.8	1.6	0.47	Design (APS)	ORE / JIRAMA
Toamasina	Alaotra-Mangoro	FR128	FR128B	Sahofika	Onive	650	20	105		ORE / JIRAMA
		G166	G166	Andranotsara	Mangoro	0	0	30.8		BM - Energie
		FR049	FR049A	Androkabe	Lovoka	162	1.3	1.7	Design (APS)	ORE / JIRAMA
			FR049B			75	3	1.688	Design (APS)	ORE / JIRAMA
		AD313	AD313	Ampondrokoh	Maheriara	125	0.779	0.955		JIRAMA
	Analanjirifo	G151	G151	Andramarolasy	Mahamavo	0	0	0.41		ORE / JIRAMA
		FR148	FR148	Vohibato	Mananara	42	0	18.8	Reconnaissance	ORE / JIRAMA
	Atsinanana	FR128	FR128A	Sahofika	Onive	700	53	300	Design (APS)	ORE / JIRAMA
			FR128C			700	28.6	160		ORE / JIRAMA
		G476	G476A	Lohavanana	Mangoro	96.5	150	120	Pre-feasability	ORE / JIRAMA
			G476C			109	150	120		ORE / JIRAMA
			G476B			106	110	93		ORE / JIRAMA
		FR150	FR150A	Volobe amont	Ivondro	100	115	90	Pre-feasability	ORE / JIRAMA
			FR150B			100	56	45		ORE / JIRAMA
			FR150C	Grand Volobe	83	47	31		ORE / JIRAMA	
		G148	G148	Andriamamovoka	Onibe	152	20	22.8		JIRAMA
	FR078	FR078	Chute d'Andriamamovoka	Sndranamby	40	11	4.32		JIRAMA	
G268	G268	Anosibe	Sahananga	250	0	1.89		JIRAMA		
Toliary	Anosy	AD777	AD777	Isaka-Ivondro	Efaho	157	1	1.2	Design (APS)	ORE
	Menabe	G680	G680	Tazoalava	Mania	100	110	88	Pre-feasability	JIRAMA
		AD471	AD471	Angodogodon	Mahajilo	26	0	71.68		ORE / JIRAMA

Tableau 23 Sites potentiels antérieurement étudiés ou prévus dans les plans de développement

6.2 PROCESSUS DE SÉLECTION DE SITES PROMETTEURS POUR LE DÉVELOPPEMENT À COURT TERME

Ce chapitre présente le processus d'analyse permettant de retenir un certain nombre de sites potentiels, parmi ceux étudiés à un stade avancé dans les études antérieures ou prévus dans les plans de développement, qui correspondent aux critères d'étude.

Le graphe suivant présente les critères qui ont été appliqués pour réaliser une sélection des meilleurs sites.

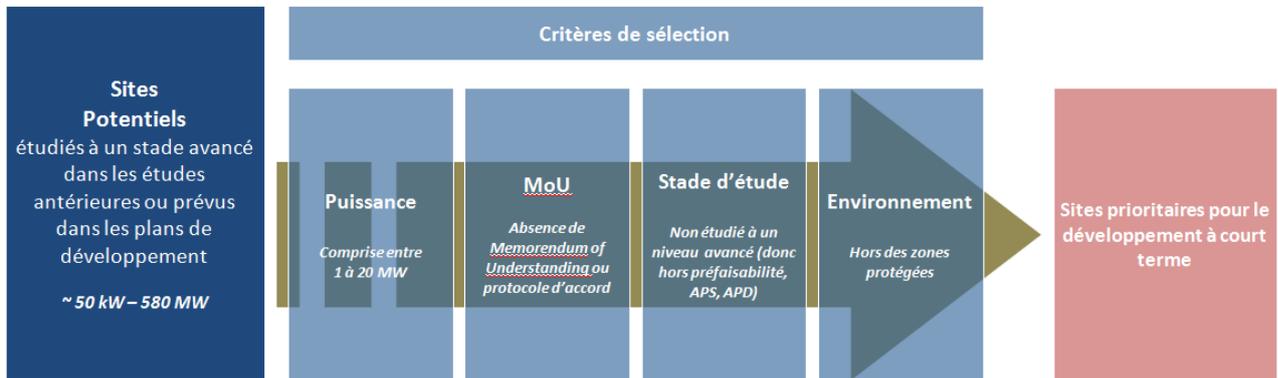


Figure 23 Critères appliqués aux sites étudiés à un stade avancé ou prévus dans les plans de développement

Les critères utilisés sont :

- Une puissance comprise en 1 et 20 MW.
- L'absence d'un Memorandum of Understanding (MoU) ou protocole d'accord signé entre un potentiel développeur et le gouvernement. A noter que la liste existant au niveau du Ministère de l'Energie pourrait être actualisée.
- Un stade d'étude faible. Les sites étudiés à un stade avancé, soit au niveau étude de pré-faisabilité, étude de faisabilité, Avant-projet Sommaire (APS), Avant-projet Détaillé (APD), ne sont pas retenus.
- Les sites doivent se situer en dehors des zones protégées.

Le Tableau 24 ci-dessous présente les résultats du processus de sélection de sites prometteurs, répondants aux critères d'étude, parmi ceux étudiés à un stade avancé dans les études antérieures ou prévus dans les plans de développement.

CODE	ALTERNATIVE	NOM	RIVIERE	CHUTE BRUTE (m)	DEBIT EQUIPEMENT (m³/s)	PUISSANCE (MW)	STATUS	Puissance	MoU	Stade d'étude	Environnement	Sélection
FR102	FR102A	Mahavola	Ikopa	243	210	520	Pre-feasibility	-	oui	-	hors zone protégée	-
	FR102C			231	176	325						
	FR102B			231	162	300						
AD315	AD315A	Vohitsara	Ikopa	110	240	250		-	non	✓	hors zone protégée	-
	AD315B			110	284	250	Identification (map based)					
G028	G028	Mandraka II	Mandraka	483	0	56		-	oui	✓	zone protégée	-
G507	G507B	Angadanoro	Mananara	43.3	7	2.274	Pre-feasibility	✓	oui	-	hors zone protégée	-
AD342	AD342A	Manankazo	Manankazo	44.7	1.4	0.5		-	non	-	zone protégée	-
	AD342B			46.5	1	0.349	Design (APS)					
G507	G507A	Angadanoro	Mananara	14	0.8	0.055	Pre-feasibility	-	non	-	hors zone protégée	-
G606	G606	Ranomafana	Ikopa	70.5	120	70	Pre-feasibility	-	oui	-	hors zone protégée	-
AD386	AD386B	Ampitabepoaky	Manambolo	20.2	8.5	1.3	Design (APS)	✓	oui	-	hors zone protégée	-
	AD386A			15.6	6.5	0.765	Design (APS)					
FR092	FR092	Lily	Lily	74.9	6	3.5	Design (APS)	✓	non	-	hors zone protégée	-
FR137	FR137	Talaviana	Manandona	121	15	15	Pre-feasibility	✓	oui	-	zone protégée	-
AD490	AD490	Andalona	Andratsay	50	0	1.2		✓	non	✓	hors zone protégée	✓
FR091	FR091	Lemena	Sahanivotry	38.5	4	1.2	Design (APS)	✓	non	-	hors zone protégée	-
FR027	FR027A	Ampandriambazaha	Mahavavy nord	150	50	53		-	oui	✓	hors zone protégée	-
	FR027B			150	10	13						
AD041	AD041	Andranomamofana	Mahavavy nord	103	20	15	Reconnaissance	✓	non	✓	hors zone protégée	✓
G323	G323B	Bevory	Ramena	89	10	6.5	Pre-feasibility	✓	oui	-	zone protégée	-
	G323A			77	9.7	6.35						
AD077	AD077	Lokofo	Lokofo	0	16.562	6		✓	non	-	hors zone protégée	-
	AD077B			53	15	6	Feasibility					

CODE	ALTERNATIVE	NOM	RIVIERE	CHUTE BRUTE (m)	DEBIT EQUIPEMENT (m³/s)	PUISSANCE (MW)	STATUS	Puissance	MoU	Stade d'étude	Environnement	Sélection
G539	G539	Mariarano	Bemarivo	35	0	1.45		✓	non	✓	hors zone protégée	✓
G325	G325	Antsiafampiana	Sahafihatra	10	15	1.05	Reconnaissance	✓	oui	✓	hors zone protégée	-
FR062	FR062A	Antetezambato	Mania	220	115	210	Pre-feasability	-	non	-	hors zone protégée	-
	FR062B			195	120	182.52	Pre-feasability					
AD521	AD521	Ambararatavokoka	landratsay	175	80	105		-	non	✓	hors zone protégée	-
AD609	AD609	Tazonana	Maintinandry	100	10	8	Pre-feasability	✓	oui	-	zone protégée	-
G691	G691	Tratrambolo	Tratrambolo	92	6	4.5	Pre-feasability	✓	oui	-	hors zone protégée	-
AD725	AD725	Betoafo	Mananara sud	400	110	360	Identification (map based)	-	oui	✓	hors zone protégée	-
AD734	AD734	Itete	Masianaka	300	0.2	0.42	Reconnaissance	-	non	-	zone protégée	-
AD711	AD711	Befanaova	Sahambano	15	0	2.16		✓	non	✓	hors zone protégée	✓
AD715	AD715	Ambatomalam	Ianabono	113	0	0.35		-	non	✓	hors zone protégée	-
AD642	AD642	Fatihita	Ivoanana	217	15	24		-	non	✓	zone protégée	-
G392	G392	Dangoro	Maintinandry	350	5	14	Pre-feasability	✓	oui	-	hors zone protégée	-
FR059	FR059B	Antafofo	Ikopa	195	395	580	Pre-feasability	-	oui	-	hors zone protégée	-
	FR059A			120	150	160	Pre-feasability					
	FR059C			130	100	105	Pre-feasability					
AD257	AD257	Antanandava	Ikopa	133	396	410	Pre-feasability	-	non	-	hors zone protégée	-
G351	G351	Belavenona	Betsiboka	123	400	370		-	non	✓	hors zone protégée	-
AD233	AD233A	Ambodiroka	Betsiboka	134	279	300	Reconnaissance	-	oui	-	hors zone protégée	-
	AD233B			70	72	40	Detailed design (APD)					
	AD233D			56	90	40	Feasibility					
	AD233C			56.4	45	19.5	Feasibility					

CODE	ALTERNATIVE	NOM	RIVIERE	CHUTE BRUTE (m)	DEBIT EQUIPEMENT (m³/s)	PUISSANCE (MW)	STATUS	Puissance	MoU	Stade d'étude	Environnement	Sélection
G452	G452A	Isandrano	Ikopa	65	240	130	Pre-feasibility	-	non	-	hors zone protégée	-
	G452B			65	242	126	Pre-feasibility					
	G452C			65	56	29	Pre-feasibility					
AD354	AD354	Andriabe	Demoka	8.6	10	0.6	Reconnaissance	-	oui	✓	hors zone protégée	-
G023	G023	Ambatoharanana	Bemarivo	25	0	1.91		✓	non	✓	hors zone protégée	✓
G219	G219B	Androka	Anjobony	16	15	1.9	Reconnaissance	✓	non	✓	hors zone protégée	✓
	G219A			15.9	6.4	0.815	Reconnaissance					
G546	G546	Marobakoly	Anjingo	20.7	5	0.83	Reconnaissance	-	non	✓	hors zone protégée	-
AD064	AD064	Beandrazona	Beandrazona	35.8	1.6	0.47	Design (APS)	-	non	-	zone protégée	-
G166	G166	Andranotsara	Mangoro	0	0	30.8		-	non	✓	hors zone protégée	-
FR049	FR049A	Androkabe	Lovoka	162	1.3	1.7	Design (APS)	✓	oui	-	hors zone protégée	-
	FR049B			75	3	1.688	Design (APS)					
AD313	AD313	Ampondrokoh	Maheriara	125	0.779	0.955		✓	non	✓	hors zone protégée	✓
G151	G151	Andramarolasy	Mahamavo	0	0	0.41		-	non	✓	zone protégée	-
FR148	FR148	Vohibato	Mananara	42	0	18.8	Reconnaissance	✓	oui	✓	hors zone protégée	-
FR128	FR128A	Sahofika	Onive	700	53	300	Design (APS)	-	non	-	zone protégée	-
	FR128C			700	28.6	160						
G476	G476A	Lohavanana	Mangoro	96.5	150	120	Pre-feasibility	-	oui	-	hors zone protégée	-
	G476C			109	150	120						
	G476B			106	110	93						
FR150	FR150A	Volobe amont	Ivondro	100	115	90	Pre-feasibility	-	oui	-	hors zone protégée	-
	FR150B			100	56	45						
	FR150C	Grand Volobe		83	47	31						
G148	G148	Andriamamovoka	Onibe	152	20	22.8		-	non	✓	hors zone protégée	-

CODE	ALTERNATIVE	NOM	RIVIERE	CHUTE BRUTE (m)	DEBIT EQUIPEMENT (m ³ /s)	PUISSANCE (MW)	STATUS	Puissance	MoU	Stade d'étude	Environnement	Sélection
FR078	FR078	Chute d'Andriamamovoka	Sndranamby	40	11	4.32		✓	non	✓	hors zone protégée	✓
G268	G268	Anosibe	Sahananga	250	0	1.89		✓	non	✓	hors zone protégée	✓
AD777	AD777	Isaka-Ivondro	Efaho	157	1	1.2	Design (APS)	✓	non	-	zone protégée	-
G680	G680	Tazoalava	Mania	100	110	88	Pre-feasibility	-	non	-	zone protégée	-
AD471	AD471	Angodogodon	Mahajilo	26	0	71.68		-	non	✓	zone protégée	-
											critères de sélection : Puissance comprise en 1 et 20 MW : ✓ Présence d'un Memorandum of Understanding (MoU) ou protocole d'accord : oui Stade d'étude faible (donc hors préféabilité, APS,APD) : ✓ Site situé en dehors des zones protégées	9 sites correspondant aux critères

Tableau 24 Résultats du processus de sélection de sites prometteurs pour un développement à court terme

7 Campagne de mesures hydrologiques

7.1 INTRODUCTION ET OBJECTIFS

L'objectif de cette activité réalisée dans le cadre de la PHASE 2 (Ground-based data collection) est de faire une campagne de suivi hydrologique de six rivières considérées comme prioritaires pour le développement de la petite hydroélectricité à Madagascar. Ces mesures amélioreront de manière substantielle la connaissance hydrologique de zones de Madagascar qui n'ont pas fait l'objet de mesures dans le passé.

Le processus de sélection de ces six rivières s'est déroulé durant les phases précédentes de cette étude et la sélection a été validée durant l'atelier qui s'est tenu le 11 mars 2015 à Antananarivo au Ministère de l'Energie et des Hydrocarbures.

La campagne de suivi hydrologique comprend non seulement l'acquisition et l'installation d'équipement de mesure de niveau d'eau, mais également la détermination des courbes de tarage préliminaires (relation entre le niveau d'eau mesuré et le débit dans la rivière) à chaque site, au travers d'opérations de jaugeages.

La campagne de suivi hydrologique a couvert une année hydrologique (12 mois, d'octobre 2015 à octobre 2016) et fourni (i) des séries temporelles de hauteur d'eau au pas de temps journalier ainsi que (ii) des courbes de tarage préliminaires, pour chacun des sites, permettant de transformer ces hauteurs d'eau en débit.

Finalement, un renforcement des capacités des institutions malgaches bénéficiaires du projet a été réalisé tout au long de ce dernier au travers de formations spécifiques et de la participation aux missions de jaugeage et de maintenance des stations.

La localisation des six stations est présentée dans le Tableau 25 et à la Figure 24 ci-dessous.

Tableau 25. Localisation des stations de mesure

RIVIÈRE (BASSIN VERSANT MAJEUR)	NOM DU SITE	LONGITUDE [DD]	LATITUDE [DD]	SUPERFICIE BASSIN VERSANT [KM ²]	DATE D'INSTALLATION
Besana (bassin de la Mananjary)	SF196 (Mahatsara)	47.915	-21.03	124.9	22/10/2015
Sahatandra (bassin de la Rianila)	G407 (Fanovana)	48.533	-18.919	511.7	18/10/2015
Namorona (bassin de la Namorona)	G191 (Namorona 2)	47.597	-21.378	862.3	20/10/2015
Manandriana (bassin de la Mananjary)	AD620 (Amohimanga du Sud)	47.592	-20.876	250.2	25/10/2015
Marimbona (bassin de la Marimbona)	SF011 (Fotsialanana)	49.458	-16.92	1495.4	21/10/2015
Sandratsiona (bassin de la Maningory)	SF020 (Ambatoharanana)	42.212	-17.151	2389.3	23/10/2015

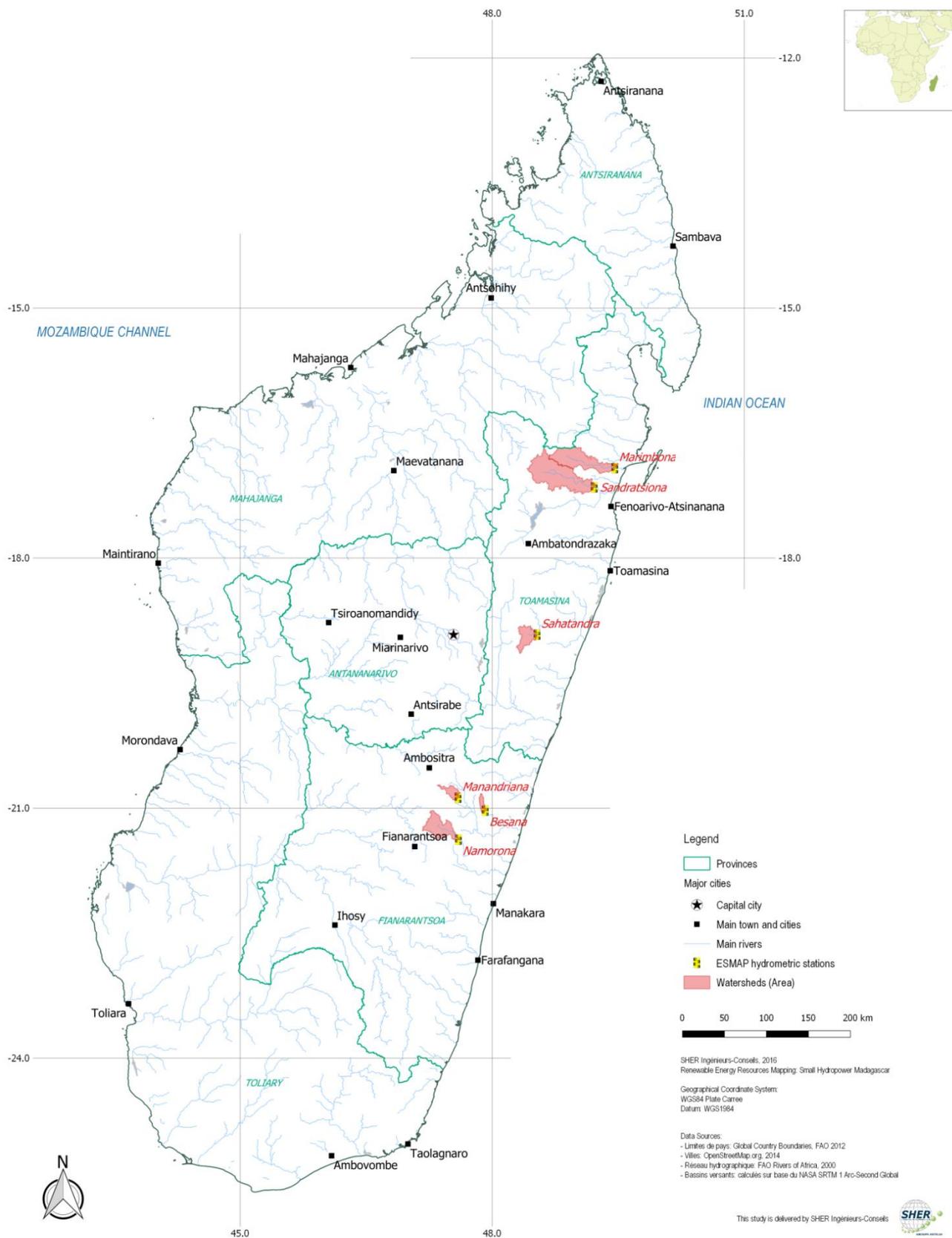


Figure 24. Localisation des stations de suivi hydrologique installées dans le cadre de l'étude ESMAP Small Hydro Madagascar

Le « *Hydrological Resource Report* » a été produit dans le contexte de la Phase 2 (Ground based data collection) et vise à donner un aperçu du réseau de suivi hydrologique mis en place dans le contexte de cette étude ainsi qu'à commenter les données hydrologiques collectées. L'entièreté des activités réalisées ainsi que les résultats sont décrits dans ce Rapport placé en Annexe F du Hydro Mapping Report.

7.2 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Six stations hydrométriques ont été installées avec succès sur les six rivières sélectionnées à Madagascar. Ces installations ont permis le suivi des hauteurs d'eau ainsi que l'établissement des courbes de tarage préliminaires.

Les enregistrements couvrent une année hydrologique complète (sauf pour la rivière Marimbona), d'octobre 2015 à octobre 2016, qui semble être particulièrement déficitaire cette année. Il est par conséquent important de poursuivre le suivi hydrologique de ces rivières afin de pouvoir mieux caractériser la dynamique hydrologique de ces cours d'eau durant les années normales et plus humides. En effet, seuls de longs historiques de mesures hydrologiques (au-delà de 20 années de mesure) sont pertinents pour le dimensionnement de projets d'infrastructures tels que des aménagements hydroélectriques.

Tel que mis en évidence dans ce rapport, les courbes de tarage établies dans le cadre de cette étude ne sont que des résultats préliminaires dont la qualité varie d'un site à l'autre. Une courbe de tarage est par définition dynamique et peut évoluer avec le temps en raison de modifications de la géométrie de la rivière (surcreusement par exemple). L'établissement de ces courbes s'étend sur plusieurs années afin d'obtenir une bonne compréhension des sites de mesure d'un point de vue hydrologique et hydraulique. Il est par conséquent fortement recommandé que le jaugeage des rivières continue au-delà de la durée de cette étude afin de confirmer les résultats préliminaires présentés dans ce rapport et de réduire les incertitudes inhérentes à une seule année de mesure.

Il est fortement recommandé que le Gouvernement de Madagascar mette en place rapidement un réseau de suivi hydrologique de ses rivières à fort potentiel hydraulique, afin de mieux appréhender la ressource en eau disponible et ainsi favoriser le développement de projets hydroélectriques à travers le pays. Ce n'est en effet que dans un contexte d'incertitudes réduites au travers de données hydrologiques fiables, récentes et acquises sur de longues périodes (plus de 20 années) que les paramètres techniques et les analyses économiques et financières des aménagements hydroélectriques peuvent être définis précisément, permettant une optimisation de leur conception et une maîtrise des crues de dimensionnement des infrastructures (temporaires et permanentes).

8 Investigation complémentaires

Des investigations complémentaires ont été réalisées dans le cadre de la PHASE 2 (Ground-based data collection) de l'étude. Les résultats de ces investigations sont présentés dans le « *Site Investigation Report* » placé en Annexe E de ce rapport. Il vise à fournir une vue d'ensemble, au stade d'étude de Reconnaissance, des 17 sites potentiels de petite hydroélectricité les plus prometteurs à Madagascar.

La sélection des 17 sites est le résultat d'un processus réalisé au cours de la PHASE 1 dont les résultats ont été validés lors de l'atelier tenu à Antananarivo en juin 2015 au Ministère de l'Energie et des Hydrocarbures.

Cette sélection est issue d'un exercice complexe de planification spatiale qui s'est basé notamment sur des critères économiques, environnementaux et d'adéquation de l'offre et de la demande en énergie et constitue la liste des sites prioritaires pour un développement à court terme de la petite hydroélectricité à Madagascar. Parmi ces 17 sites, trois (3) ont été recommandés pour le développement de zones rurales isolées et trois (3) autres sites sont issus (après une visite des 8 sites potentiels rencontrant les critères établis en phase 1) des sites potentiels étudiés antérieurement à un stade plus ou moins avancé (jusqu'au niveau APS) et/ou prévus dans les plans de développement du secteur énergétique par le Ministère de l'Energie.

Le processus de sélection présentant l'origine des 17 sites sélectionnés est illustré à la Figure 25 ci-dessous et leur localisation est illustrée à la Figure 26 ci-après.

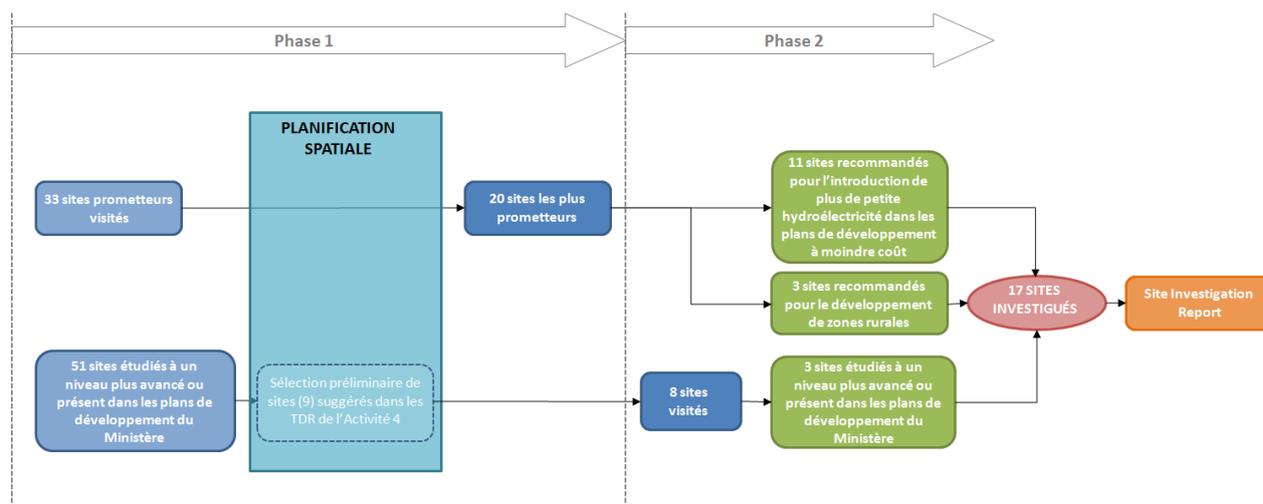


Figure 25. Illustration du processus de sélection des sites

Les résultats présentés dans le « *Site Investigation Report* » sont fondés sur des investigations techniques préliminaires des sites qui incluent des visites de sites, des relevés topographiques (basé sur le traitement des images ortho-photogrammétriques acquis par un avion léger), la caractérisation de la géologie de surface et de l'environnement socio-économique ainsi qu'une étude hydrologique régionale. Tous les paramètres, les informations, les données et les recommandations présentées dans ce rapport sont fournies à titre indicatif seulement. Ils ne sont pas destinés à être utilisés à des fins de conception et devront être confirmés aux stades d'étude de préfaisabilité, faisabilité et de conception détaillée.

MADAGASCAR Small Hydropower Resource Atlas (1-20 MW)



Sites potentiels recommandés pour le développement de la petite hydroélectricité

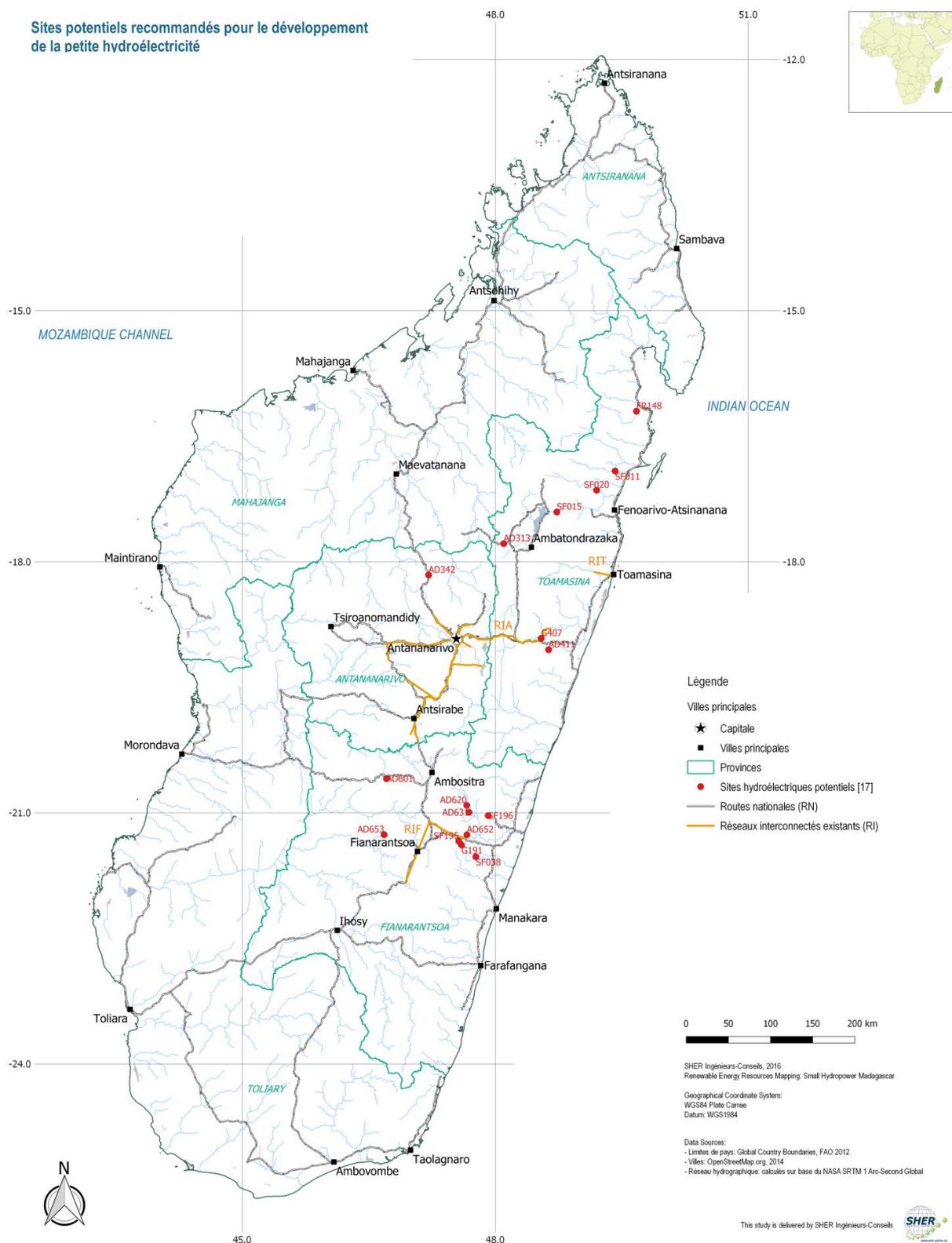


Figure 26. Carte de localisation des 17 sites hydroélectriques potentiels

9 Etudes de pré faisabilité de deux aménagements hydroélectriques

9.1 INTRODUCTION ET OBJECTIFS

Dans le cadre de la PHASE 2 (Ground-based data collection) de l'étude et conformément à nos termes de références (Revised Terms of References for the Phase 2 (Activité 4) of the Project, 16 April 2015), deux sites potentiels ont fait l'objet d'une étude de pré faisabilité. Les 2 sites sélectionnés pour être étudiés dans les études de pré faisabilité sont issus de la liste des 17 sites potentiels recommandés pour le développement de la petite hydroélectricité à Madagascar, présentés dans le « *Site Investigation Report* » (voir section précédente).

9.2 DESCRIPTION DES CRITÈRES DE SÉLECTION DES SITES À ÉTUDIER EN ÉTUDE DE PRÉFAISABILITÉ

Cette section présente les différents critères de sélection les plus pertinents pour la sélection des sites qui ont l'objet des études de pré faisabilité. Ces critères se basent sur les informations et données supplémentaires acquises durant la réalisation d'investigations de terrain (Phase 2), notamment relatives à la topographie, géologie de surface ainsi que les aspects environnementaux et sociaux.

Ces critères ont été présentés à la Banque Mondiale ainsi qu'au Ministère de l'Énergie et des Hydrocarbures et les organismes rattachés lors d'une vidéo conférence qui s'est tenue le 17 juin 2016.

Remarque importante : Il est important de noter que les incertitudes sur les données de base permettant d'évaluer le potentiel réel d'un site sont variables. La principale source d'incertitude est relative à l'hydrologie des rivières concernées. En effet, pour un grand nombre des sites hydroélectriques potentiels étudiés dans le cadre de cette étude, il n'existe pas ou peu d'information précise sur leur régime hydrologique. Par conséquent, nous avons développé une méthodologie permettant d'obtenir une estimation des caractéristiques statistiques des séries temporelles de débits aux sites d'intérêt, à partir de données disponibles à d'autres stations de mesure de débit réparties sur le territoire de Madagascar. Ces caractéristiques hydrologiques ont un rôle majeur pour l'estimation des paramètres techniques et économiques des schémas d'aménagement des sites hydroélectriques ainsi que leur planification de développement et type de raccordement pour l'évacuation de l'énergie produite.

C'est la raison pour laquelle le critère 4, explicité dans la section ci-dessous relative à l'analyse multicritère, est primordiale pour la sélection du nombre restreint de sites candidates pour les études de pré faisabilité qui seront réalisées dans le cadre de la présente étude ESMAP.

Il n'en reste pas moins que l'ensemble des sites mentionnés dans cette étude restent de bons sites avec un potentiel intéressant, mais certains d'entre eux nécessitent plus de confiance dans leurs données de bases avant d'être candidats à des études ultérieures. Il s'agit des sites pour lesquels des données hydrologiques n'existent pas (soit par la présence d'une station installée par SHER, soit par l'existence de données historiques dans le bassin versant proche).

9.2.1 Critère 1 : Puissance estimée comprise entre 1 et 20 MW

Ce critère correspond à la gamme de puissance des sites objet de cette étude, tel que clairement énoncé dans les termes de référence. À noter cependant que ce critère avait été légèrement adapté lors des phases précédentes étant donné la grande incertitude sur les données collectées. Nous ne voulions pas risquer d'éliminer de bons projets.

9.2.2 Critère 2 : $Q_{50\%}$ et ouvrages hydrauliques adaptés à la petite hydraulique [$Q_{50\%} < 50 \text{ m}^3/\text{s}$]

Afin de rester dans les gammes de débits et d'équipements qui relèvent de la petite hydraulique, il est recommandé de ne pas dépasser $50 \text{ m}^3/\text{s}$. Au-dessus de ces débits, les projets commencent à être plus complexes : les crues importantes nécessitent des dimensions d'ouvrages d'évacuation de crue adaptées, les ouvrages de transport d'eau deviennent conséquents et les risques budgétaires plus importants.

9.2.3 Critère 3 : Coût actualisé de la production d'énergie (LCOE) : LCOE (hors accès et hors lignes) < 70 US\$/MWh ou LCOE (avec accès et lignes) < 120 US\$/MWh

Critère 3.1 : Le consultant, dans le respect des contraintes économiques, a fixé un seuil de maximum 70 US\$/MWh en tenant compte uniquement du projet sans les coûts d'accès et de raccordement (ce qui en fait un bon projet ou pas). De manière conservatrice nous retenons la position intermédiaire dans la fourchette des coûts au kWh de la JIRAMA 2011 (40 à 100 US\$/MWh) soit 70 US\$/MWh.

Critère 3.2 : Un deuxième indicateur économique consiste à regarder le LCOE du projet incluant les coûts d'accès et de raccordement au réseau ou à un centre isolé. A ce stade de l'étude, nous retenons comme plafond 90 US\$/MWh pour les sites pouvant être raccordé à un des trois réseaux interconnectés et 200 US\$/MWh pour les sites isolés connectés à un groupe thermique.

9.2.4 Critère 4 : Disponibilité d'information hydrologique

Tel qu'illustré lors de la Phase 1 de l'étude, le suivi hydrologique des rivières à Madagascar est très peu développé et ce particulièrement depuis le début des années 1980. Seuls certains bassins versants disposent de mesures historiques datant de la période durant laquelle l'ORSTOM était présent à Madagascar. C'est la raison pour laquelle est a été mise en place depuis octobre 2015 une campagne de mesures hydrologiques sur 6 rivières considérées comme prioritaires pour le développement de projets hydroélectriques et dont un suivi permettra d'améliorer substantiellement la connaissance hydrologique de zones de Madagascar qui n'ont pas été ou sont peu jaugées.

Dans le processus de sélection, les sites pour lesquels des données hydrologiques existent (soit par la présence d'une station installée par SHER, soit par l'existence de données historiques dans le bassin versant proche) seront favorisés afin de permettre une meilleure estimation des paramètres et séries hydrologiques nécessaires pour le dimensionnement technique des projets d'aménagements hydroélectriques sélectionnés, ainsi que leurs performances énergétiques et économiques.

Les six stations installées dans le cadre de cette étude sont localisées dans les bassins versants suivants :

Rivière et bassin versant principal	Longitude [DD]	Latitude [DD]
Besana (bassin de la Mananjary)	47.915	-21.030
Sahatandra (bassin de la Rianila)	48.533	-18.919
Namorona (bassin de la Namorona)	47.597	-21.378
Manandriana (bassin de la Mananjary)	47.592	-20.876
Marimbona (bassin de la Marimbona)	49.458	-16.920
Sandratsiona (bassin de la Maningory)	42.212	-17.151

9.2.5 Critère 5 : Pas de contrainte environnementale et sociale évidente y compris le transport solide

Les premières visites de sites (Site Visit Report, 2015) nous ont permis d'identifier des critères immédiatement identifiables limitant le développement des sites potentiels prometteurs. Citons, la mitoyenneté avec une zone protégée, la présence de Lavaka ou encore un transport solide important même en saison sèche.

Dans un second temps, les investigations complémentaires réalisées par l'équipe d'experts en analyse d'impact environnemental et social ont notamment permis de déterminer les politiques opérationnelles (PO) de la Banque Mondiale qui devraient s'appliquer à chacun des 17 sites pour leur développement.

La contrainte environnementale et sociale a été classifiée en trois catégories :

- « faible » : peu de contraintes environnementales et/ou sociales identifiées à ce stade d'étude ;
- « moyenne » : des mesures d'atténuation existent pour les contraintes environnementales et/ou sociales identifiées ;
- « élevée » : les contraintes environnementales et/ou sociales identifiées pourraient empêcher le développement du projet.

La catégorie « élevée » est considérée comme critère d'exclusion dans notre analyse multicritère.

9.2.6 Critère 6 : Pas de contrainte géologique majeure identifiée

Les investigations complémentaires réalisées par l'équipe de géologues ont permis de décrire la géologie de surface des différents sites et ainsi identifier si des contraintes majeures existaient pour le développement de ces sites. Ces contraintes ont été classifiées en deux catégories :

- « faible » : contraintes géologiques inexistantes ou aisément gérables, identifiées à ce stade d'étude ;
- « importante » : les contraintes géologiques identifiées pourraient empêcher le développement du projet ou alourdir significativement son coût.

La catégorie « majeure » est considérée comme un critère d'exclusion dans notre analyse multicritère.

9.3 ANALYSE MULTICRITÈRES

L'application des critères explicités dans les sections précédentes aux 17 sites potentiels recommandés pour le développement de la petite hydroélectricité à Madagascar est présentée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 26. Résultat de l'analyse multicritère

Code Atlas	CRITERE 1 (Puissance installée)		CRITERE 2 (Débit éq.)	CRITERE 3 (Coût de production de l'énergie)			CRITERE 5 (Données hydrologie)		CRITERE 6 (Contraintes environnementales et/ou sociales)		CRITERE 7 (Géologie)	SITES RETENUS POUR LES ETUDES DE PREFAISABILITE	Groupes de sites concurrents pour la fourniture d'énergie	Remarques
	<1MW	>20 MW	> 50m³/s	> 90\$/MWh si RI > 70 \$/MWh > 200\$/MWh si isolé ou Mini Grid			2 x non		Faible = peu ou pas de contraintes Moyen = existence de mesures d'atténuation Elevé = contraintes pouvant empêcher le développement du site		Faible = peu ou pas de contraintes Importante = contraintes pouvant empêcher le développement du site			
	Puissance garantie @Q95% [MW]	Puissance @Q50% [MW]	Débit médian (Q50%) [m³/s]	LCOE (sans lignes et accès) [\$/MWh]	LCOE [\$/MWh]	RI / Mini Grid / isolé	Station hydrométrique ESMAP [oui/non]	Information historique (ORSTOM) [oui/non]	Transport solide [Faible / Moyen / Elevé]	Contrainte environnementale / sociale [Faible / Moyen / Elevé]	Contrainte géologique [Faible / Majeure]			
AD313	0.125	0.445	3.2	110	190	Mini Grid	non	oui	Faible	Faible	Faible	-	-	
AD342	0.315	0.54	2.2	131	237	Isolé	non	non	Faible	Faible	Faible	-	-	
AD411	2	5.76	7.1	54	94	RI	non	non	Faible	Faible	Importante	-	-	
AD601	0.78	1.7	6.7	62	87	Isolé	non	non	Moyen	Moyen	Faible	-	-	
AD620	0.65	1.94	9.7	74	229	Isolé	oui	non	Faible	Faible	Faible	-	-	
AD631	3.75	10.44	13.0	64	103	RI	non	oui	Faible	Faible	Faible	-	-	
AD652	1.79	4.98	17.0	62	77	RI	non	oui	Faible	Faible	Faible	√	A (connexion du RIF)	
AD653	0.305	0.66	4.7	79	229	Isolé	non	non	Moyen	Moyen	Importante	-	-	
FR148	5.76	16.08	93.7	54	64	Mini Grid	non	non	Moyen	Moyen	Faible	-	-	
G191	4.318	12.78	24.4	51	57	RI	oui	oui	Faible	Faible	Faible	√	A (connexion du RIF)	Ce site pourrait correspondre à Namorona II.
G407	3.01	9.42	16.7	42	48	RI	oui	non	Faible	Moyen	Faible	√	B (connexion du RIA)	Possible contrainte technique liée à la proximité du site avec la ligne ferroviaire.
SF011	12.48	33.9	45.1	75	87	Mini Grid	oui	non	Faible	Faible	Faible	-	-	
SF015	1.3	7.11	46.9	51	98	Mini Grid	non	oui	Moyen	Moyen	Faible	√	D (Connexion au Mini Grid du Lac Alaotra)	
SF020	11.38	35.6	53.8	55	92	Mini Grid / RI	oui	non	Faible	Faible	Faible	-	-	
SF038	2.67	7.11	44.2	49	90	RI	oui	non	Moyen	Moyen	Faible	-	-	
SF195	1.64	4.9	23.0	55	86	RI	oui	oui	Faible	Faible	Importante	-	-	
SF196	1.575	5.64	4.7	51	126	MiniGrid	oui	non	Faible	Faible	Faible	√	C (connexion du Mini Grid de Mananjary + communes isolées)	

Légende: Critère non satisfaisant

Critère satisfaisant

9.4 CONCLUSIONS ET SÉLECTION DES SITES

Les résultats montrent que cinq (5) sites sont retenus : AD652 (Tambohorano), G191 (Andriamanjavona), G407 (Fanovana), SF015 et SF196. Leur localisation est précisée dans le tableau ci-dessous.

CODE ATLAS	RIVIÈRE	PROVINCE	RÉGION	DISTRICT	COMMUNE	PUISSANCE AU DÉBIT MÉDIAN [MW]	PRODUCTION D'ÉNERGIE AU DÉBIT MÉDIAN [MWH/AN]	GROUPES DE SITES CONCURRENTE S POUR LA FOURNITURE D'ÉNERGIE
AD652 (Tambohorano)	Faravory	Fianarantsoa	Vatovavy Fitovinany	Ifanadiana	Ifanadiana	5	35 710	A (connexion du RIF)
G191 (Andriamanjavona)	Namorona	Fianarantsoa	Vatovavy Fitovinany	Ifanadiana	Ifanadiana	12.8	92 270	
G407 (Fanovana)	Sahatandra	Toamasina	Alaotra-Mangoro	Moramanga	Ambatovola	9.4	66 520	B (connexion du RIA)
SF015	Maningory	Toamasina	Alaotra-Mangoro	Amparafaravola	Andrebakely	7.1	47 800	D (Connexion au Mini Grid du Lac Alaotra)
SF196	Besana	Fianarantsoa	Vatovavy Fitovinany	Mananjary	Ambodinonoka	5.6	40 340	C (connexion du Mini Grid de Mananjary + communes isolées)

Selon les statistiques sur les parcs des Concessionnaires et Permissionnaires publiées au mois de Juin 2014 sur le site web de l'ORE¹², Madagascar possède une capacité installée de production d'électricité de 552 MW dont 162 MW et 389 MW produits respectivement par l'hydroélectricité et le thermique. Le reste étant produit par d'autres sources d'énergie renouvelable telles que l'éolien, le solaire et la biomasse. De cette capacité installée de 552 MW, seuls 303 MW sont actuellement disponibles (juin 2014), soit 54.9%. Les 17 sites recommandés pour le développement à court terme de la petite hydroélectricité totalisent une puissance installée de 159 MW. Leur développement à court terme permettrait donc de doubler la puissance hydroélectrique installée actuelle. Les 5 sites retenus totalisent quant à eux près de 40 MW, soit 25% de la puissance hydroélectrique installée actuellement.

Parmi les cinq sites retenus, deux (AD652 et G191) sont destinés à être connectés au Réseau Interconnecté de Fianarantsoa (RIF). Ils peuvent dès lors être considérés comme des sites concurrents en termes de point de connexion pour la fourniture de puissance et d'énergie au RIF,

¹² www.ore.mg

dans un contexte de planification à courte terme et étant donné la contrainte budgétaire de ce projet, limitant la réalisation d'études de préfaisabilités à 2 sites maximum. Le RIF dispose actuellement¹³ d'une puissance installée de 9.95 MW répartie entre 6.1 MW hydroélectriques et 3.85 MW thermiques. Les projections de l'O.R.E. mentionnent une demande en puissance à la pointe de 10.9 MW en 2020 et 18.3 MW en 2030. Les deux sites retenus, G191 (~12.8 MW) et AD652 (~5 MW), pourraient par conséquent contribuer de manière significative à combler le déficit actuel et futur entre l'offre et la demande en puissance et en énergie. Il est à noter que le site G191 se trouve en aval de la centrale existante au fil de l'eau de Namorona 1 dont la puissance est de 5,6 MW.

Le site G407 (~9.4 MW) est quant à lui destiné à être raccordé au Réseau Interconnecté d'Antananarivo (RIA) afin de renforcer ce dernier. Toute la puissance et l'énergie produite par ce site serait immédiatement absorbée par le RIA, étant donné les projections de demande¹³ : 258MW à la pointe en 2020 et 381 MW à la pointe en 2030 (contre une demande de 196 MW en 2013).

Les deux autres sites, à savoir le SF196 et SF015 sont destinés à être raccordés respectivement aux Mini Grid de Mananjary et du Lac Alaotra.

Mananjary dispose actuellement d'un groupe thermique de 1304 kW et d'un réseau de distribution et d'un peu plus de 2300 abonnés. La commune de Vohilava, qui serait également alimentée par le SF196 car se trouvant sur la ligne d'évacuation d'énergie proposée, dispose actuellement d'un groupe de 30 kW. Le site SF196, avec une puissance installée de ~5.6 MW permettrait donc de couvrir les projections de demande en puissance et en énergie de ce Mini Grid à moyen terme.

Le site SF015 présente un régime hydrologique caractérisé par un étiage particulièrement marqué, à cause du lac Alaotra situé à l'amont et de prélèvements importants pour l'irrigation en saison de basses eaux. Un réseau privé opéré par la société BETC est présent dans la zone du lac et devra être pris en compte pour tout nouveau projet dans la zone. BETC est en train de développer le projet Hydroélectrique d'Androkabe de 1.6 MW. Il existe actuellement un ensemble de groupes thermiques totalisant une puissance disponible d'environ 5 MW. Le site SF015 permettrait une substitution de la production thermique et/ou la couverture de l'augmentation de la demande locale.

A l'échelle de la JIRAMA, la production totale d'énergie entre 2013 et 2014 a augmenté de 64 106 MWh (+4.5%)¹⁴. Cette augmentation de production est à comparer les productions annuelles estimées pour les cinq sites retenus : la mise en service des sites G191 ou G407 représenteraient une augmentation de production supérieure à celle de l'ensemble de la JIRAMA pour la période 2013-2014 alors les autres sites y contribueraient de manière néanmoins significative.

Dans un contexte de développement à court terme de la petite hydroélectricité pour le secteur privé (tel qu'énoncé dans les Termes de Référence de l'Activité 4), notre recommandation serait par

¹³ Statistiques de l'Office de Régulation de l'Electricité (O.R.E.) de Juin 2013 disponible sur leur site internet : www.ore.mg

¹⁴ Production électricité 2013-2014 (Source : Jirama, Direction de de la Production Electricité (DPE)) - <http://www.jirama.mg/index.php?w=scripts&f=Jirama-page.php&act=offreselec>

conséquent que les deux sites les plus prioritaires ne se trouvent pas parmi un même groupe concurrent, tel qu'explicité ci-dessus.

Compte tenu de l'ensemble de cette analyse et de la discussion tenue par vidéoconférence entre SHER Ingénieurs-Conseils, la Banque Mondiale le Ministère de l'Energie et des Hydrocarbures et les organismes rattachés qui s'est tenue le 17 juin 2016, **les discussions concluent que les sites suivants seront retenus pour les études de préfaisabilité : G407 (Fanovana) et SF196 (Mahatsara).**

Les études de préfaisabilités couvrent les aspects suivants :

- Revue des données et informations existantes, en ce compris les données SIG ;
- Visites additionnelles des deux sites sélectionnés ainsi que les centres de consommation principaux/point de connexion au réseau national, par les experts du domaine ;
- Etudes topographique et géologique additionnelles, mise à jour de l'étude hydrologique et évaluation de l'impact environnemental et social afin d'atteindre le niveau d'étude de préfaisabilité.
- Préparation d'une première ébauche de conception des ouvrages et des plans au niveau d'étude de préfaisabilité ; disposition schématique de la centrale hydroélectrique, du seuil ou du seuil (si applicable), chemins d'eau ainsi que des lignes de transmission jusqu'au principal centre de consommation ou point de connexion avec le réseau national ;
- Préparation d'un devis estimatif des coûts incluant les coûts relatifs aux impacts environnementaux et sociaux ainsi que le coût de production de l'énergie pour une gamme de différentes capacités installées.
- Analyse économique préliminaire.

9.5 RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE DE PRÉFAISABILITÉ DU SITE DE FANOVANA (G407)

Le Tableau 27 ci-dessous résume de manière synthétique les caractéristiques principales des schémas d'aménagement alternatifs considérés pour le site de Fanovana sur la Sahatandra.

Tableau 27. Caractéristiques principales du projet d'aménagement hydroélectrique du site de Fanovana

CARACTÉRISTIQUE	PARAMÈTRE	VALEUR	UNITÉS
Situation	Région	Alaotra-Mangoro	-
	Rivière	Sahatandra	-
Hydrologie	Superficie du bassin versant	520.4	km ²
	Débit médian (Q _{50%})	14.1	m ³ /s
	Débit garanti (Q _{95%})	6.7	m ³ /s
Seuil et prise	Fermeture du bassin versant	Seuil déversant à profil Creager + vannes de chasse (3)	-
	Type	Poids béton	-
	Hauteur moyenne	3.20	m
	Altitude de la crête du seuil	582.20	m
	Longueur de la crête	123	m
Évacuateur de crue	Type	Seuil déversant à profil Creager	-
	Altitude de la crête de l'évacuateur	582.20	m
	Crue de projet (100 ans)	1351	m ³ /s
	Niveau de crue 100 ans sur déversoir	3.0	m
Chemin d'eau	Prise d'eau		
	Cote radier	580.0	m
	Débit d'équipement	16	m ³ /s
	Nombre de passes	5	-
	Canal		
	Longueur	410	m
	Pente moyenne	0.05	%
	Chambre de mise en charge	Équipée d'un déversoir de sécurité	-
	Cote de régulation à la chambre de mise en charge	581.90	m
	Conduite forcée		
	Nombre	1	-
	Diamètre	2.0	m
	Longueur	95	m
Centrale hydroélectrique	Type	Air libre	-
	Localisation	Rive droite	-
	Nombre de baies	3	-
	Cote de restitution	509.40	m
	Cote du radier de la centrale	510.40	m
	Dénivellation exploitable	72.50	m
	Nombre de turbines	2	-
	Puissance individuelle	4.615	MW
	Débit d'équipement unitaire	8	m ³ /s
	Puissance installée	9.230	MW
Aspects économiques	Coûts totaux d'investissement (CAPEX) - hors lignes et accès existant à réhabiliter	13.634	M€
	Coût actualisé de l'énergie produite (LCOE) - hors lignes et accès existant à réhabiliter	0.0264	€/kWh
	Coûts totaux d'investissement (CAPEX) – incl. lignes et accès existant à réhabiliter	22.08	M€
	Coût actualisé de l'énergie produite (LCOE) – incl. lignes et accès existant à réhabiliter	0.0418	€/kWh

L'étude hydrologique a mis en évidence que la rivière Sahatandra était caractérisée par un étiage soutenu qui devra être confirmé par la poursuite du suivi hydrologique réalisée durant l'année hydrologique 2015-2016 dans le cadre de l'étude ESMAP sur la cartographie du potentiel de la petite hydraulique à Madagascar.

Les investigations géologiques préliminaire de surface concluent que du point de vue géologique le site n'est pas défavorable pour la réalisation du projet pour autant que les mesures et précautions adéquates soient mise en place. Le site ne présente pas de problème majeur de stabilité et d'étanchéité. Des études plus poussées seront cependant à entreprendre lors des études ultérieures.

Les études socio-environnementales préliminaires montrent que le développement du site de Fanovana ne présente pas d'impacts majeurs qui ne pourraient être atténués par des mesures adéquates.

L'analyse économique montre l'impact significatif des coûts de réhabilitation des accès existants et la construction des lignes d'évacuation d'énergie en 63kV vers Moramanga. L'aménagement hydroélectrique de Fanovana est un site économiquement très attrayant avec un LCOE total (incluant les lignes et réhabilitation des accès existants) de 0.0418 USD/kWh. Ce LCOE descend à 0.0264 USD/kWh hors coûts des lignes et accès existant à réhabiliter. Le site de Fanovana présente des coûts de production nettement inférieurs aux coûts de production par le thermique (0.18 à 0.25 US\$/kWh pour le thermique HFO et entre 0.30 à 0.34 US\$/kWh pour le thermique GO).

Par conséquent, il est recommandé que la réhabilitation de la piste entre la RN2 et le village de Fanovana ainsi que la réalisation de la ligne 63kV d'évacuation de l'énergie jusqu'à Moramanga soient réalisées et financées dans le cadre des projets structurants du Gouvernement malgache.

Le projet d'aménagement hydroélectrique de Fanovana pourra être développé via un Partenariat Public Privé (PPP) suivant notamment la loi du 9 décembre 2015 organisant les PPP. Les modalités de sélection et d'appel d'offre devront être très clairement définies et il conviendra de recruter un cabinet spécialisé dans les PPP pour accompagner le processus d'appel d'offre.

Il est important de noter que les conclusions de cette analyse économique sont conditionnées à la validation des estimations de la courbe des débits classés estimée dans l'étude hydrologique. Cette validation ne pourra s'effectuer qu'au travers de la poursuite du suivi hydrologique de la rivière Sahatandra au niveau de la station hydrométrique installée en octobre 2015 quelques kilomètres en amont du site du projet d'aménagement hydroélectrique. Ce suivi hydrologique devra comprendre non seulement la poursuite des enregistrements de hauteurs d'eau, mais également la continuation des jaugeages de la rivière pour l'établissement d'une courbe de tarage validée.

9.6 RÉSUMÉ L'ÉTUDE DE PRÉFAISABILITÉ DU SITE DE DE MAHATSARA (SF196)

Le Tableau 27 ci-dessous résume de manière synthétique les caractéristiques principales du projet d'aménagement hydroélectrique du site de Mahatsara (code Atlas SF196) sur la rivière Besana.

Tableau 28. Caractéristiques principales du projet d'aménagement hydroélectrique de Mahatsara (SF196)

CARACTÉRISTIQUE	PARAMÈTRE	VALEUR	UNITÉS
Situation	Région	Vatovavy Fitovinany	-
	Rivière	Besana	-
Hydrologie	Superficie du bassin versant	125	km ²
	Débit médian (Q _{50%})	6.6	m ³ /s
	Débit garanti (Q _{95%})	2.9	m ³ /s
Seuil et prise	Fermeture du bassin versant	Seuil déversant à profil Creager + vannes de chasse (3)	-
	Type	Poids béton	-
	Hauteur moyenne	3.5	m
	Altitude de la crête du seuil	237.5	m
	Longueur de la crête	46.50	m
Évacuateur de crue	Type	Seuil déversant à profil Creager	-
	Altitude de la crête de l'évacuateur	237.5	m
	Crue de projet (100 ans)	514	m ³ /s
	Niveau de crue 100 ans sur déversoir	3.0	m
Chemin d'eau	Prise d'eau		
	Cote radier	235.0	-
	Débit d'équipement	6.2	m ³ /s
	Nombre de passes	2	-
	Canal		
	Longueur	21m (en plus du dessableur)	m
	Pente moyenne	0.05	%
	Galerie		
	Longueur	480	m
	Diamètre	2.20	m
	Cheminée d'équilibre	Équipée d'un déversoir de sécurité	-
	Cote de régulation à la cheminée d'équilibre	237.20	m
	Conduite forcée		
	Nombre	1	-
	Diamètre	1.40	m
Longueur	280	m	
Centrale hydroélectrique	Type	Air libre	-
	Localisation	Rive droite	-
	Nombre de baies	5	-
	Cote de restitution	85.0	m
	Cote du radier de la centrale	90.0	m
	Dénivellation exploitable	146.70	m
	Nombre de turbines	4	-
	Puissance individuelle	1.85	MW
	Puissance installée	7.30	MW
Production annuelle moyenne	47.8	GWh	
Aspects économiques	Coûts totaux d'investissement (CAPEX) - hors lignes et accès existant à réhabiliter	15.92	M€
	Coût actualisé de l'énergie produite (LCOE) – hors lignes et accès existant à réhabiliter	0.0497	€/kWh
	Coûts totaux d'investissement (CAPEX) – incl. lignes et accès existant à réhabiliter	33.45	M€
	Coût actualisé de l'énergie produite (LCOE) – incl. lignes et accès existant à réhabiliter	0.0983	€/kWh

L'étude hydrologique a mis en évidence l'existence d'incertitudes sur l'hydrologie de la Besana. Compte tenu de ces dernières, il semble opportun d'être prudent dans le choix du débit d'équipement et il semble raisonnable de faire les choix techniques permettant d'équiper le site de manière évolutive en équipements électromécaniques :

- les ouvrages de génie civil (prise, canal, dessableur, galerie et conduite forcée, bâtiment de la centrale) seront dimensionnés pour un débit d'équipement de $6.2\text{m}^3/\text{s}$ correspondant au $Q_{40\%}$ de la courbe des débits classés extrapolée à partir de la station de Fatihita ;
- le site ne sera cependant équipé dans un premier temps qu'avec les équipements électromécaniques correspondant à un débit d'équipement garanti de $3.1\text{ m}^3/\text{s}$.

Ces choix permettront d'ajouter les équipements électromécaniques nécessaires lorsque le régime hydrologique de la Besana sera mieux appréhendé au travers de mesures hydrologiques sur des périodes plus longues et plus récentes. Le choix final du débit d'équipement devra s'effectuer au stade d'études détaillées sur base d'une analyse économique de variantes. La courbe des débits classés devra également être validée par les données hydrologiques supplémentaires qui seront disponibles dans le futur à la station hydrométrique installée au droit du site (village de Mahatsara).

L'étude hydrologique a également mis en évidence que le site de Mahatsara pourrait potentiellement présenter un transport solide important, particulièrement lors d'événements de crues, qui engendrerait des problèmes d'opération et de maintenance de la centrale hydroélectrique.

Les investigations géologiques de terrain concluent que du point de vue géologique le site est favorable pour la réalisation du projet. Le site ne présente pas de problème majeur de stabilité et d'étanchéité. Des études plus poussées seront cependant à entreprendre lors des études ultérieures.

Les études socio-environnementales préliminaires montrent que le développement du site de Mahatsara ne présente pas d'impacts majeurs qui ne pourraient être atténués par des mesures adéquates.

L'analyse économique montre l'impact important des coûts de réhabilitation des accès existants et la construction des lignes d'évacuations d'énergie vers Mananjary. L'aménagement hydroélectrique de Mahatsara est un site économiquement attrayant avec un LCOE de $0.0497\text{ USD}/\text{kWh}$ (hors coûts des lignes et accès à réhabiliter). Le site de Mahatsara présente des coûts de production nettement inférieurs aux coûts de production par le thermique (0.18 à $0.25\text{ US}\$/\text{kWh}$ pour le thermique HFO et entre 0.30 à $0.35\text{ US}\$/\text{kWh}$ pour le thermique GO dans le cadre de réseaux isolés).

Par conséquent, il est recommandé que :

- la réhabilitation de la piste entre Vohilava et le village d'Ambohinambo (21.9 km) et jusqu'au village de Mahatsara (4.7 km supplémentaires) ainsi que (une partie ou l'intégralité) la RN24 depuis son croisement avec la RN 25 (soit une distance supplémentaire d'environ 37 km)

- la réalisation de la ligne 63kV d'évacuation de l'énergie produite par la centre hydroélectrique de Mahatsara

soient réalisées et financées dans le cadre des projets structurants du Gouvernement malgache ayant pour objectif de désenclaver notamment la région de Vohilava et par conséquent de développer l'économie locale.

Le projet d'aménagement hydroélectrique de Mahatsara pourra être développé via un Partenariat Public Privé (PPP) suivant notamment la loi du 9 décembre 2015 organisant les PPP. Les modalités de sélection et d'appel d'offre devront être très clairement définies et il conviendra de recruter un cabinet spécialisé dans les PPP pour accompagner le processus d'appel d'offre.

Il est important de noter que les conclusions de cette analyse économique sont conditionnées à la validation de la courbe des débits classés estimée dans l'étude hydrologique. Cette validation ne pourra s'effectuer qu'au travers de la poursuite du suivi hydrologique de la rivière Besana au niveau de la station hydrométrique installée en octobre 2015 quelques kilomètres en amont du site du projet d'aménagement hydroélectrique.

Ce suivi hydrologique devra comprendre non seulement la poursuite des enregistrements de hauteurs d'eau, mais également la continuation des jaugeages de la rivière pour l'établissement d'une courbe de tarage validée.

10 Renforcement des capacités et formations

10.1 SYSTÈME D'INFORMATION GÉOGRAPHIQUE

10.1.1 Partie 1 : Introduction au SIG

Une première formation sur les Système d'Information Géographique s'est déroulée en mars 2015. Chaque séance débutera par une courte introduction théorique et une démonstration. Puis des exercices pratiques ont été proposés.

La première session est orientée pour les techniciens et non-techniciens:

- Présentation générale de la base de données GoogleEarth pour les gestionnaires et techniciens (facilement consultables par les non-techniciens) - présentation des capacités de base du format SIG.

Les sessions suivantes sont orientées pour un public de techniciens:

- l'installation de logiciels, une introduction aux SIG, une introduction à l'utilisation de couches;
- Consultation et la mise à jour (édition) de la base de données;
- Mise à jour de la base de données à partir des coordonnées géographiques, de données GoogleEarth, ou de données GPS.

10.1.2 Partie 2 : Utilisation et mise à jour de la base de données associée à l'HydroAtlas

Les connaissances de base ayant été acquises lors des premières formations, ce module complémentaire sera dédié aux aspects suivants :

- Rappel des concepts de base ;
- Familiarisation avec le contenu de la base de donnée géographique associée à l'HydroAtlas ;
- Mise à jour de la base de la base de données.

La participation aux modules précédents n'est pas un prérequis, mais souhaitée.

10.2 SUIVI HYDROLOGIQUE DE RIVIÈRE

10.2.1 Partie 1 : Réseau de mesures hydrologique

Une formation théorique et pratique sur les aspects relatifs aux réseaux de mesures hydrologiques s'est déroulée avec succès à Antananarivo les 26 et 27 janvier 2016. Dix-huit (18) ingénieurs et techniciens du Ministère de l'Energie et des Hydrocarbures, ADER, ORE, JIRAMA et de la Direction Générale de la Météorologie ont participé à cette formation (liste des participants en annexe) dont le contenu détaillé était le suivant :

1. Sur le plan théorique :

- Critères d'identification d'un site de mesure.
- Sélection de la technologie de mesure appropriée aux conditions locales.
- Aperçu des différentes technologies de mesure de niveau en rivière.
- Approche basique des technologies d'enregistrement de données.
- Processus d'acquisition de données.
- Établissement d'une courbe de tarage.
- Conversion hauteur-débit.
- Systèmes de télécommunication pour la transmission de données issues de phénomènes « lents ».
- Les opérations de maintenance d'une station de mesure hydrologique.
- Les bases de données hydrologiques.
- Systèmes SCADA.
- Traitement et validation de données.

2. Sur le plan pratique :

- Familiarisation avec le matériel de mesure électronique (Voltmètre, ampèremètre).
- Mesure des signaux électroniques générés par un capteur.
- Raccordement des capteurs à une centrale d'acquisition.
- Configuration d'une centrale d'acquisition.
- Raccordement d'une centrale d'acquisition à un système de télécommunication GPRS.
- Maintenance périodique préventive.
- Maintenance curative de 1^{er} niveau.
- Collecte et transfert des données enregistrées par une centrale d'acquisition.
- Réalisation de jaugeages.
- Utilisation de logiciel de tarage.
- Gestion d'une base de données.
- Traitement des données.

- Validation des données.
- Consultation des données.



Figure 27. Formation théorique à Antananarivo (26/01/2016)



Figure 28. Formation pratique sur le site de Fanovana le 27/01/2016



Figure 29. Visite du site G191 (Chute d' Andriamanjavona) sur la Rivière Namorona et jaugeage à l'ADCP avec des représentants de la JIRAMA (03/02/2016)

En plus de cette formation, une personne de la Direction Générale de la Météorologie a participé à la quasi-totalité des missions de maintenance des stations ainsi qu'aux missions de jaugeages des rivières. Cette formation continue a permis un renforcement durable des capacités ainsi que l'acquisition des connaissances théoriques et pratiques qui permettront de contribuer à la pérennité du réseau de mesure mis en place.

10.2.2 Partie 2 : Notions de mesures hydrologiques appliquées à l'hydroélectricité

Les connaissances de base étant acquises, ce module complémentaire sera dédié aux aspects suivants :

- Suivi hydrologique des rivières : choix technologiques adaptés au contexte ;
- Jaugeage en rivière : Théorie et techniques disponibles ;
- Etablissement et mise à jour des courbes de tarage ;
- Application à l'hydroélectricité (courbe des débits classés).

10.3 CONCEPT DE BASE EN HYDROÉLECTRICITÉ

Une exploitation et mise à jour optimale de la base de données des sites hydroélectriques potentiels de Madagascar nécessite des connaissances adéquates sur la conception des aménagements hydroélectriques. C'est la raison pour laquelle un module de formation dédié à ces aspects sera donné le 21 février 2017 à Antananarivo. Cette formation abordera notamment les thématiques suivantes :

- Notions théoriques sur le calcul de puissance et d'énergie ;
- Type d'aménagements et principaux composants ;
- Risques associés à une mauvaise conception ;
- Evaluation préliminaire du potentiel hydroélectrique d'un site.

11 Atlas Hydroélectrique de Madagascar

L'Atlas Hydroélectrique de Madagascar est un document qui contient toutes les informations directement ou indirectement liées à l'hydro-électricité recueillies lors de la phase 1 de cette étude. Ces informations ont été compilées et traitées dans un système d'information géographique (SIG) et sont présentées sous forme de cartes thématiques, tableaux, graphiques et illustrations diverses. L'Hydro Atlas inclut également les résultats de la priorisation des sites prometteurs dont les modalités ont été discutées dans la phase de pré-diagnostic et présentées dans le rapport de démarrage d'Août 2014.

Les informations incluses dans cet Atlas présentent et contextualisent le potentiel hydro-électrique de Madagascar y compris les nouveaux sites potentiels identifiés par le bureau d'ingénieurs-conseils SHER/ARTELIA dans le cadre de cette étude notamment au moyen de l'outil *SiteFinder* ainsi que les sites hydro-électriques existants. La création de l'Atlas a débuté dès l'Activité 1 de l'étude. L'Atlas a finalement été mis à jour en fin d'Activité 4 pour inclure les nouvelles informations collectées sur le terrain (visites de sites, campagne de mesures hydrologiques) et actualiser les informations contextuelles.

Le système d'information géographique a été conçu pour rencontrer les conditions de compatibilité et de standardisation définies dans les termes de référence afin que les données géographiques puissent être publiées aisément sur la plateforme SIG de la Banque Mondiale. En outre, le consultant a utilisé le logiciel SIG QuantumGIS, libre d'accès, pour le traitement et la publication des données géographiques, ce qui permet sa diffusion et son transfert gratuit lors des formations réalisées dans le cadre de l'Activité 3.

Le présent Atlas Hydroélectrique de Madagascar se focalise exclusivement sur les sites potentiels dans la gamme de puissance entre 1 et 20 MW. L'HydroAtlas est présenté en **Annexe D** de ce rapport.



12 Conclusions

Tous les éléments relatifs au secteur de l'hydroélectricité à Madagascar possédant une référence géographique ont été compilés dans un système d'information géographique (SIG). Plus spécifiquement, la base de données brute des sites hydroélectriques potentiels provenant de l'intégration de l'information provenant des différentes sources contient 1301 sites hydroélectriques potentiels dont 905 proviennent de la littérature et 396 sont de nouveaux sites identifiés par SiteFinder, d'un outil d'analyse spatiale permettant d'identifier les tronçons de rivière à fort potentiel hydroélectrique sur base de la pluviométrie et de la topographie (outil développé par SHER Ingénieurs-Conseils). Un premier screening minutieux de cette base de données a permis de supprimer les doublons et les sites inconsistants en ramenant le nombre de sites hydroélectriques potentiels à 1301 sites. Une seconde phase de validation a permis de confirmer un total de 403 sites hydroélectriques potentiels.

C'est en concertation avec le Ministère de l'Energie et les organismes rattachés qu'un portefeuille de projets hydro-électriques correspondant aux critères de l'étude a été identifié. Ce processus d'analyse multicritère a considéré les paramètres suivants : la Politique Energétique et les espaces de croissance de Madagascar, des contraintes hydrologiques, un gamme de puissance correspondant aux terme de référence de cette étude (entre 1 et 20 MW), les coût de développement des projets hydroélectriques (calculés en fonction de la longueur approximative de la (des) piste(s) d'accès, du coût des lignes d'évacuation de l'énergie produite au réseau ou à un centre isolé et la détermination des coûts de construction des ouvrages) et finalement des potentiels impacts environnementaux et sociaux. Au terme de ce processus, un portefeuille de 33 sites prometteurs a été identifié qui ont bénéficié de visites de terrain.

En parallèle au processus de sélection des sites, l'étude hydrologique a montré que, de manière générale, les données hydrologiques disponibles à Madagascar sont peu nombreuses et/ou inexistantes pour certains bassins versants. Pour la majorité des sites étudiés dans cadre de cette étude, il n'existe pas ou peu d'information précise sur leur régime hydrologique. Par conséquent, une méthodologie permettant d'obtenir une estimation indicative des caractéristiques statistiques des débits aux sites d'intérêt, à partir de données disponibles à d'autres stations de mesure de débit réparties sur le territoire de Madagascar a été développée et appliquée. Un indice de confiance des estimations hydrologiques a été attribué aux différents sites.

Les 33 sites prometteurs ont été visités entre la fin septembre 2014 et la fin novembre 2014. Les visites de sites ont permis de valider les informations et hypothèses faites durant la phase d'étude et permettre ainsi de proposer des schémas d'aménagement pertinents et réalistes par rapport aux contraintes locales des sites visités.

Le rapport comprend également une présentation des résultats de l'Activité 4 relative à la collecte de données et à la validation finale. Celle-ci a permis de valider les chiffres-clés des sites prioritaires en fonction des reconnaissances complémentaires concernant la topographie, la géologie, l'environnement naturel et social et des mesures hydrologiques. En ce qui concerne la campagne de mesures hydrologiques, six stations hydrométriques ont été installées avec succès sur les six rivières

sélectionnées à Madagascar. Ces installations ont permis le suivi des hauteurs d'eau ainsi que l'établissement des courbes de tarage préliminaires. Les enregistrements couvrent une année hydrologique complète (sauf pour la rivière Marimbona), d'octobre 2015 à octobre 2016, qui semble être particulièrement déficitaire cette année.

Au travers des activités de cartographie du potentiel hydroélectrique de Madagascar, il apparaît clairement que ce dernier est très important et encore largement sous-exploité. Le pays bénéficie d'un relief et d'une pluviométrie favorable, particulièrement dans la partie Est du pays. Des opportunités existent dans toutes les gammes de puissance. Le développement de ce potentiel est cependant freiné par la taille du pays, l'obsolescence du réseau de pistes et routes et la dispersion des zones urbaines. La dégradation des sols - érosion, orpaillage et exploitation minière artisanale, lavaka - dans certaines régions (particulièrement au Sud, Centre-Ouest et Ouest) est inquiétante et peut remettre en cause la viabilité voire même la faisabilité de certains projets hydrauliques. Ce contexte de dégradation des bassins versants ainsi que la gestion des sédiments est à prendre en compte dans tous les futurs projets hydroélectriques, qu'ils soient grands ou petits. De manière générale, tout nouveau développement doit faire partie d'une gestion intégrée des bassins versants. Ceci afin de préserver pour longtemps le patrimoine hydraulique de Madagascar.

Le développement de l'HydroAtlas, en ce compris les bases de données aux formats explicités dans ce rapport (SIG), représente par conséquent un outil adéquat pour faciliter le processus de planification des différentes agences malgaches en charge de ce dernier. En effet, l'HydroAtlas est un outil unique qui intègre l'ensemble des informations provenant des différentes institutions parties prenantes dans le secteur de l'hydroélectricité. Il procure une vue d'ensemble du secteur, en terme de patrimoine existant et potentiel qui permet une meilleure visualisation de l'adéquation de l'offre et de la demande dans la priorisation du développement des projets futurs. L'HydroAtlas doit être un outil dynamique et évolutif qui devra être mis à jour en fonction des développements futurs du secteur de l'hydroélectricité à Madagascar et de la disponibilité croissante des informations (mesure hydrologiques, actualisation des études de sites, etc).

13 Annexes

13.1 SITEFINDER : UN OUTIL DE DÉTECTION DE SITES HYDROÉLECTRIQUES

L'objet du logiciel SiteFinder est de détecter les chutes d'eau naturelles ou les portions de rivière à forte pente, associées à un débit, pour faire ressortir les tronçons favorables au développement de l'hydro-électricité. Le programme se base principalement sur un Modèle Numérique de Terrain (MNT) et sur un certain nombre de données climatiques et/ou hydrologiques.

Le principe de base du programme est de détecter les chutes d'eau associée à une taille de bassin versant fixée suivant les besoins de l'étude. Le débit moyen des rivières est estimé à partir de la taille du bassin et/ou des données de répartition de la pluviométrie annuelle moyenne. Le programme déduit la puissance spécifique pour chaque tronçon de rivière. Ces résultats, affichés à l'écran, permettent d'identifier les sites potentiels.

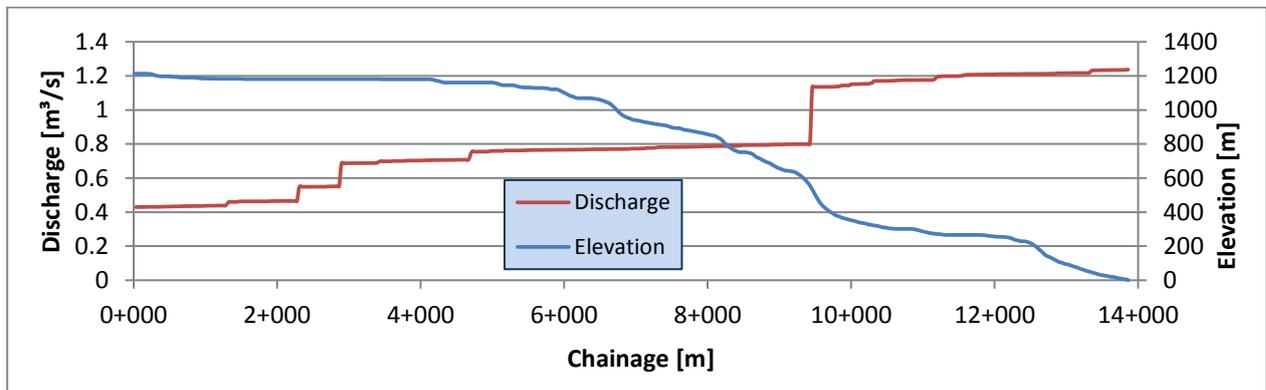


Figure 30 Exemple de profil en long de rivière comparé au débit

Deux méthodes sont disponibles dans le modèle pour calculer la puissance spécifique par tronçon de rivière. La première méthode se base sur le modèle numérique de terrain (MNT) ainsi que sur la carte de pluviométrie annuelle. Le programme simule l'écoulement du volume d'eau précipité annuellement et en déduit des valeurs de débit. Cette méthode convient bien pour des zones réduites où la répartition annuelle de la précipitation est bien connue. Des zones réduites permettent de travailler sur des bassins versants réduits où l'approximation de la relation proportionnelle entre volume précipité et volume ruisselé est acceptable.

La deuxième méthode consiste à attribuer une valeur de débit sur base de bassins versants voisins jaugés (dont le comportement hydrologique est connu). Lorsque l'information est disponible, la répartition des débits spécifiques peut également être utilisée pour déterminer le débit de chaque site. Cette méthode convient bien pour les territoires dont l'étendue induit une variation importante du comportement hydrologique d'un bassin versant à un autre et où la taille des bassins versants conduit à une relation annuelle de pluie-débit complexe. C'est cette méthode qui a été appliquée ici.

Notons que ce sont bien les chutes d'eau naturelles qui sont détectées. C'est la raison pour laquelle les sites hydroélectriques dont la hauteur de chute est générée uniquement par surélévation

artificielle du plan d'eau amont n'est pas détectée ici car le programme se base nécessairement sur une hauteur de chute naturelle donnée par le MNT.

13.1.1.1.1 Détermination de la taille minimale du bassin versant

La superficie minimale du bassin versant à considérer pour SiteFinder a été fixée à 16 km². Cette valeur correspond à un débit d'étiage d'environ 0.5 m³/s. Cette valeur est la valeur maximale que le débit d'étiage peut atteindre dans la région la plus hydrologiquement favorable du pays (dans le versant est du pays) obtenue pour la station hydrologique dont le débit spécifique d'étiage médian maximum est de 30 l/s/km² (Fleuves et Rivières de Madagascar, 1998). Cette valeur de bassin versant est donc une valeur conservatrice car dans la plupart des cas, le débit d'étiage d'un tel bassin versant sera inférieur à 0.5m³/s.

13.1.1.1.2 Détermination du débit

Dans le cas qui nous occupe, les débits des sites localisés par SiteFinder ont été déterminés sur base de la répartition des débits spécifiques telle que renseigné par "Fleuves et Rivières de Madagascar" de Chaperon et al, 1993. Le bassin de chacun des sites est d'abord déterminé. Sur cette base, la moyenne du débit est déterminée sur le bassin versant correspondant et le débit d'étiage en est déduit.

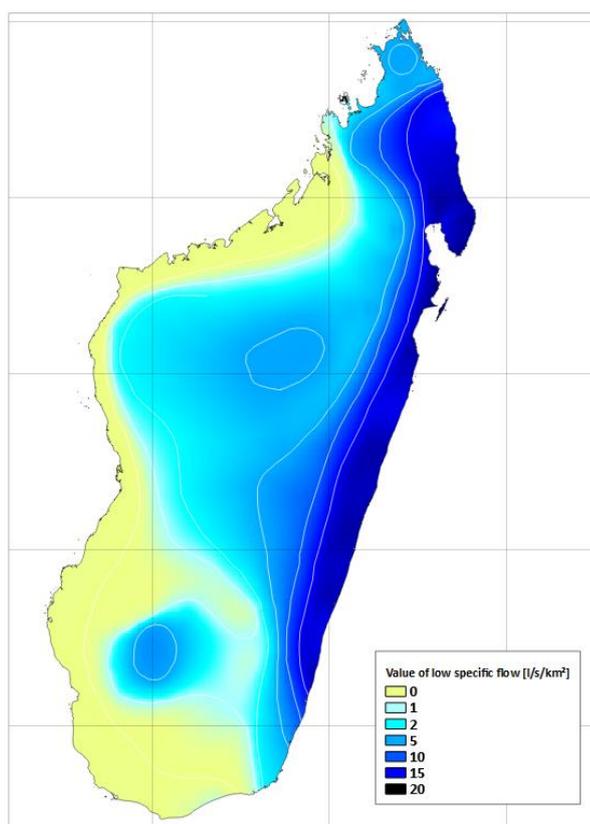


Figure 31: Distribution du débit spécifique minimal

13.1.1.1.3 Analyse individuelle des sites potentiels SiteFinder

Lors du traitement des données, les cartes topographiques au 1:100,000^{ème} ont été utilisées pour vérifier les résultats obtenus par le programme avec les informations disponibles sur les cartes. Si possible, et sur base des remarques sur la qualité des données MNT ci-dessus, la dénivelée des sites a été déduite des cartes. Néanmoins, dans la plupart des cas, il n'est pas possible de déduire la dénivelée sur base des cartes. Dans ce cas, le modèle numérique de terrain ASTER a été utilisé. En effet, l'échelle du 1:100,000^{ème} est une échelle qui donne peu de détails. Néanmoins, cette échelle permet de vérifier que des tronçons de rivières présentent un profil intéressant. Lors de l'analyse des résultats, les sites ont donc été systématiquement vérifiés à l'aide de ces cartes.

13.1.1.1.4 Estimation de la puissance

La puissance a été calculée suivant la formule ci-dessous :

$$P = \eta \times H_{\text{brute}} \times Q_{\text{étiage}} \times 9.81$$

Sur base des remarques ci-dessus, il convient de garder à l'esprit que les puissances calculées ont pour but de déterminer un ordre de grandeur qui devra être confirmé par des analyses plus poussées. Ces valeurs ne peuvent en aucun cas être utilisées pour des études détaillées sans une vérification préalable.

13.1.1.1.5 Données hydrologiques utilisées par SiteFinder

Les sources de données hydrologiques sont essentiellement les suivantes:

- Monographie "Fleuves et Rivières", 1993, Chaperon et al.
- Données mensuelles du GRDC (Global Runoff Data Center)
- Données mensuelles du département météorologie et climatologie

13.1.1.1.6 Détermination du débit d'équipement des sites

La détermination du débit d'équipement des sites est effectuée en considérant la totalité des sites en fonctionnement au fil de l'eau où l'on cherche à s'approcher du débit garanti la majeure partie du temps. Ce débit est extrapolé sur base de la répartition géographique des débits spécifiques d'étiage de Chaperon et al, 1993. Pour ce faire la moyenne du débit spécifique sur le bassin concerné est calculée dans le modèle. Cette valeur est ensuite associée à la taille du BV pour donner la valeur utilisée pour le calcul de la puissance.

A noter que cette méthode a par ailleurs été étendue aux sites renseignés dans la littérature dont la hauteur de chute est précisée mais ne disposant pas d'information sur le débit.

13.1.1.1.7 Données topographiques

Les sources de données topographiques sont SRTM et ASTER.

- SRTM¹⁵

La Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) est un projet international mené par la National Geospatial-Intelligence Agency (NGA) et la National Aeronautics and Space Administration (NASA). La mission a obtenu des données topographiques sur une zone couvrant pratiquement tout les parties émergées du globe et a permis de générer la base de données topographiques haute résolution la plus complète de la Terre au moment de sa création. SRTM consistait d'un système radar spécialement modifié à bord de la navette Space Shuttle Endeavour durant un mission de 11 jours en février 2000.

La résolution des données est de 3 arcsecond (~90 m - et jusque 30m au Etats-Unis).

En 2013, la NASA a ouvert au public la version 2 de la SRTM (connue comme la version "finie"). La version 2 est le résultat d'un effort substantiel d'édition par la NGA et montre des caractéristiques bien définies quant aux lignes de côtes et lacs, ainsi que l'absence de *spikes* et de *wells* (erreurs sur pixel unique). Néanmoins, certaines zones contiennent encore des données manquantes (*voids*).

- ASTER¹⁶

Le Ministère Japonais de l'Economie, du Commerce et de l'Industrie (Ministry of Economy, Trade, and Industry – METI) et la NASA (National Aeronautics and Space Administration) ont annoncé conjointement, le 17 Octobre 2011, la sortie du *Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer (ASTER) Global Digital Elevation Model Version 2 (GDEM V2)*, la deuxième version du modèle numérique de terrain global ASTER.

La première version de l'ASTER GDEM, sortie en juin 2009, était générée par des paires d'images stéréoscopiques collectées par les instruments ASTER, embarqués sur le satellite TERRA. Le modèle ASTER couvrait la surface terrestre entre les latitudes 83° Nord et 83° Sud, soit 99 pourcent de la surface terrestre totale.

Le modèle ASTER GDEM V2 contient 260,000 paires d'images stéréographiques additionnelles, améliorant de la sorte la couverture et réduisant les occurrences d'artéfacts. L'algorithme raffiné fournit une meilleure résolution spatiale avec une précision horizontale et verticale augmentée, ainsi qu'une meilleure couverture et détection des plans d'eau. La version 2 garde le même format GeoTIFF et conserve le maillage et le découpage de la version 1, avec une taille de pixel de 30 m par 30 m et un découpage de 1° par 1°.

La version 2 présente des améliorations significatives par rapport à la version précédente. Cependant, les utilisateurs sont informés que les données contiennent encore des anomalies et artéfacts qui peuvent entraver les performances du modèle pour certaines applications. Les données

¹⁵ <http://www2.jpl.nasa.gov/srtm/>

¹⁶ <http://www.jspacesystems.or.jp/en/>

sont fournies « telles quelles » et ni la NASA, ni METI/Japan Space Systems (J-spacesystems) ne peuvent être tenus responsables des dommages résultant de l'utilisation de ces données.

La résolution des données est de 30 m.

- Résolution comparée

La résolution d'ASTER est 9 fois plus importante que celle de SRTM: là où le SRTM a une valeur (1 pixel fait 90mx90m), ASTER en a 9 (1 pixel fait 30mx30m). Ceci ne constitue néanmoins pas le critère unique, car comme l'annonce les producteurs d'ASTER, de nombreux artefacts (erreurs locales) demeurent encore dans la version 2. Ci-dessous, on met en évidence certains aspects saillants des différences entre les 2 DEM. Les résultats reproduits sont issus de la différence algébrique entre les 2 rasters et sont exprimés en mètres ($[ASTER] - [SRTM]$). La légende correspondante est la suivante:

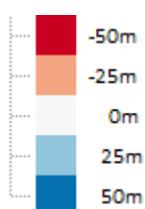
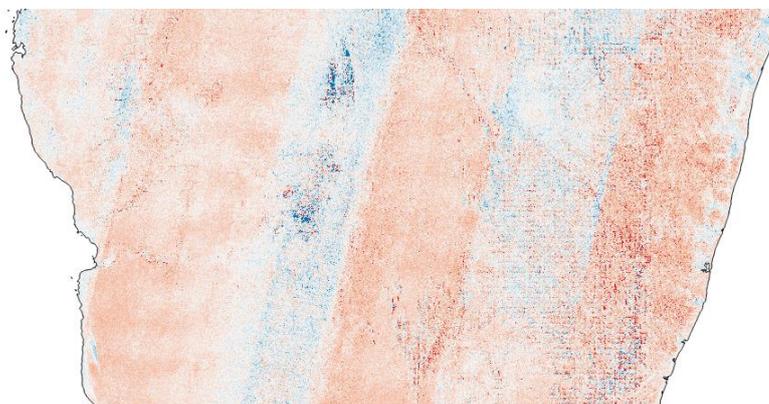


Figure 32: Echelle utilisée pour la comparaison des résultats entre SRTM et ASTER

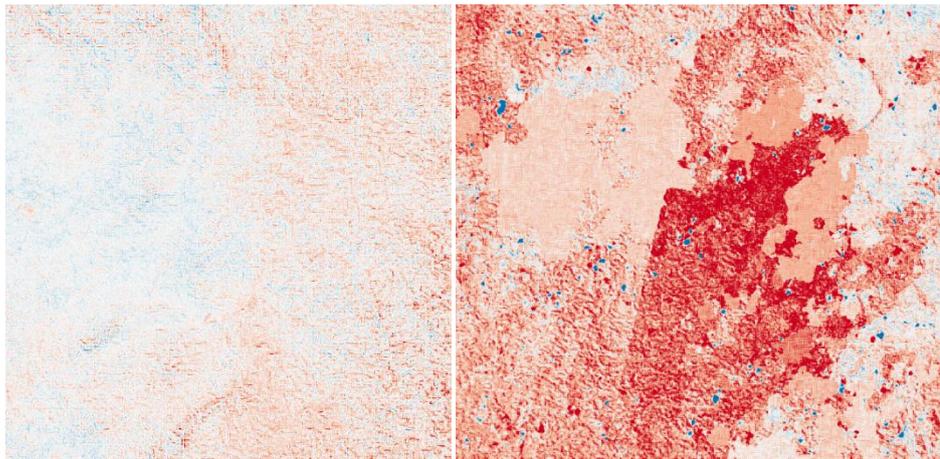
- Différences globales

Une vue globale des résultats montre que l'angle typique du trajet des satellites est visible. Cela met en évidence des discordances entre les 2 systèmes de prise de mesure.

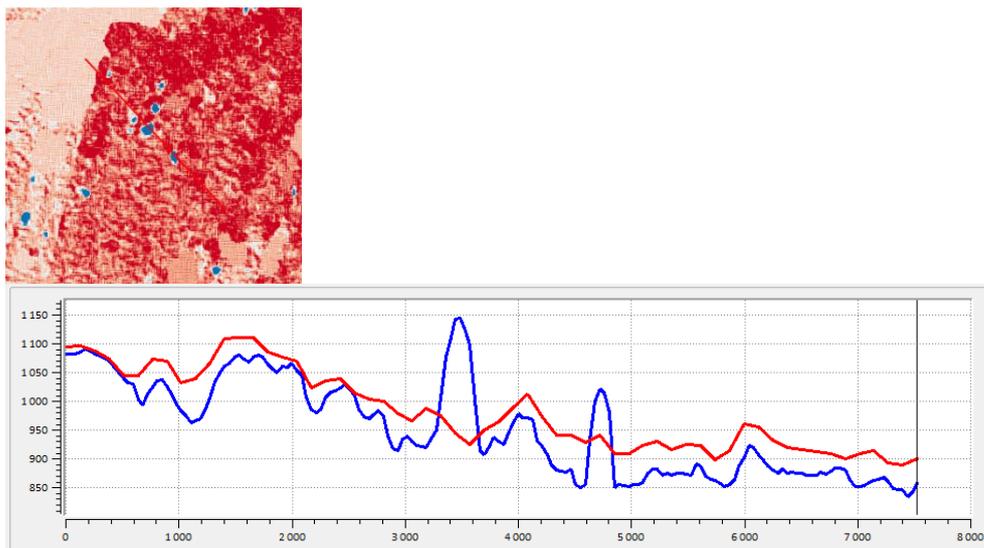


- Différences locales

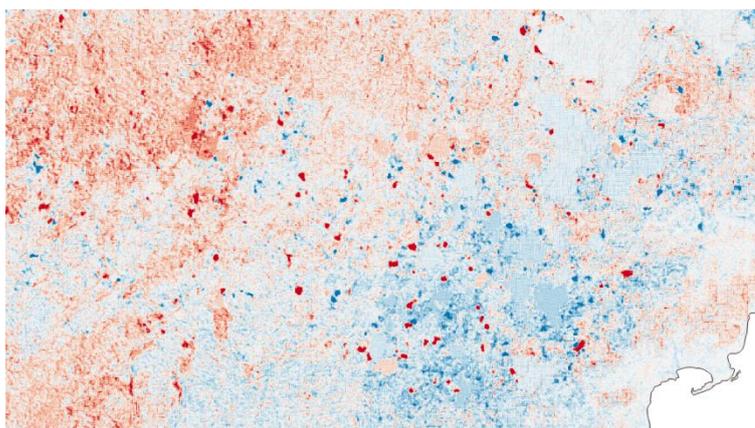
Localement, les différences sont irrégulières. Certaines régions ne possèdent pas de différences relativement peu importantes (Figure A), alors que d'autres montrent des différences significatives dans les résultats (Figure B).



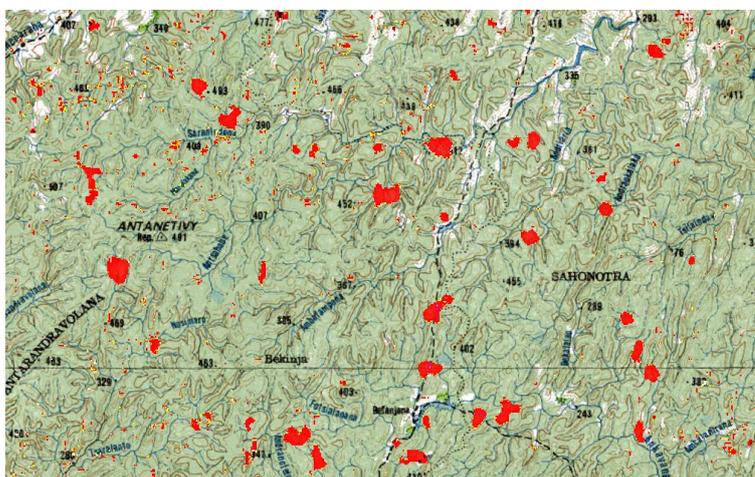
Une coupe au niveau de la figure B ci-dessus donne le profil suivant pour chacun des DEM. Ce profil met en évidence 2 artefacts (erreurs locales) de l'ASTER où sont visibles les 2 pics (points bleu sur l'image de gauche). Ces pics n'existent pas en réalité. Par ailleurs, cette coupe montre aussi les différences significatives entre les 2 systèmes pour cette zone. Rappelons ici que la région exposée est l'une des zones où les différences sont particulièrement prononcées.



Enfin, sur les images qui suivent, on montre la présence d'artefacts dans le jeu de données ASTER qui peuvent être préjudiciables dans l'application de SiteFinder. La figure ci-dessous montre une série de "tâches" rouges et bleues qui représentent des différences de plusieurs dizaines de mètres entre les 2 sources de données.



Si l'on reporte ces erreurs sur la carte topo au 1:100,000^{ème} on s'aperçoit que la distribution de ces artefacts se fait de manière aléatoire dans une zone donnée: ces erreurs se situent aussi bien au droit d'une rivière que sur une colline, etc.



13.1.1.1.8 Couverture nationale de cartes topographiques

De manière générale, les résultats de SiteFinder devraient être vérifiés sur carte topographique au 1:50,000^{ème} ou à toute autre échelle supérieure¹⁷. Ces cartes présentent en effet un niveau de détail qui permet une première appréhension du contexte physique d'une site. Cela permet également de vérifier la valeur de hauteur de chute de manière plus précise.

Dans le cas de Madagascar, il n'existe qu'une couverture partielle au 1:50,000^{ème}. Par conséquent, les cartes au 1:100,000^{ème} ont été utilisées. Ces cartes n'ont cependant pas un bon niveau de détail et il est fréquemment difficile de déterminer la hauteur de chute sur un tronçon réduit de rivière, sauf dans les cas où des points de niveau existent au droit des chutes.

13.1.1.1.9 Limitations dues aux données disponibles

¹⁷ Petite échelle signifie un grand nombre au dénominateur (exemple : 1:1.000.000^{ème} = 0.000001) et grande échelle un petit nombre au dénominateur (exemple : 1:1.000^{ème} = 0.001)

Les résultats exposés ci-dessous montrent qu'une certaine prudence reste de mise dans l'utilisation des données. Le modèle numérique de terrain ASTER contient encore de nombreux artefacts dans certaines zones du pays. Le SRTM, bien que généralement validé, contient encore quelques zones vides et possède une résolution moindre que celle de l'ASTER.

Etant donnée l'importance de la superficie du pays et sa topographie accidentée, une multitude de sites conviennent pour l'usage hydroélectrique supérieur à 1 MW. Le programme a été calibré pour cette valeur, néanmoins il convient de préciser que la qualité des données (en particulier les MNT et les cartes au 1:100,000^{ème}) ne permet pas d'assurer que tous les sites de plus de 1MW aient été répertoriés.

Les valeurs de chute et de débit qui aboutissent à une estimation de la puissance disponible ont été obtenues sur des estimations grossières. Ces valeurs seront corrigées sur base des études et reconnaissances de terrain. Le débit a été choisi sur base du débit spécifique régional d'étiage tel que déterminé dans Fleuves et Rivières (Chaperon et al, 1993). Ces valeurs ont été extrapolées pour les bassins versants non jaugés. Dès lors, des sites indiquant des dénivelées peuvent être en réalité sans dénivelée, dans d'autres cas, de longs tronçons indiquant une forte pente pourront ne pas se montrer avantageux ou économiquement réalisables. Notons en outre que tous les sites n'ont pu être trouvés et qu'une analyse affinée par région sur base d'un MNT plus précis est à conseiller dans le futur.

13.2 ECONÉVAL - UN OUTIL DE CALCUL ÉCONOMIQUE PRÉLIMINAIRE DE SITE HYDRO-ÉLECTRIQUE

13.2.1 Données de terrain

L'évaluation financière préliminaire est réalisée à la suite d'une visite de terrain (faisant elle-même suite à une étude bibliographique) durant laquelle diverses données sont récoltées. Ces données sont :

- La référence du site
- Le nom de la rivière
- Le nom du village le plus proche de la zone d'aménagement repérée
- La qualité et longueur des accès :
 - À la zone de prise
 - À la zone de la centrale
- La turbidité de l'eau
- Le charriage observé
- La chute brute
- La possibilité et l'utilité d'implanter un réservoir (journalier ou régulateur)
- Les dimensions du seuil :
 - Hauteur
 - Largeur
- Le type de seuil et de prise à envisager
- La longueur et le type d'amenée d'eau (canal ou galerie)
- La longueur de la conduite forcée
- La stabilité générale du massif
- Le type de sol (roche indurée, fissurée, friable, sol meuble,...)
- Les potentiels impacts environnementaux et sociaux

13.2.2 Types d'aménagements

Trois types d'aménagements sont considérés :

- Les aménagements au fil de l'eau

- Les réservoirs journaliers
- Les réservoirs régulateurs

Il est supposé que les aménagements au fil de l'eau fonctionnent 24h/24 alors que les réservoirs journaliers fonctionnent à plein régime au moins 6h/ jours. En ce qui concerne les réservoirs régulateurs, on suppose que la topographie du site permet de créer un réservoir de dimensions suffisantes que pour permettre une régulation tout au long de l'année et par conséquent un fonctionnement optimal des turbines 24h/24 et 365j/ an.

Les aménagements de type « réservoir régulateur avec variation journalière » ne sont pas considérés.

13.2.3 Paramètres hydrologiques

13.2.3.1 *Crues de dimensionnement*

L'étude hydrologique est basée sur un modèle "précipitation-débit". Un modèle statistique est dérivé sur base des caractéristiques du bassin versant et des pluies observées. Celui-ci permet de définir l'intensité des pluies pour certaines périodes de retour et les débits résultants.

Les débits ayant des périodes de retour élevées permettent de dimensionner les ouvrages de retenue.

Pour les ouvrages de dérivation durant la construction, on considèrera la crue décennale.

13.2.3.2 *Courbe des débits classés*

Cette courbe est définie soit :

- par l'étude statistique des débits enregistrés sur la rivière sélectionnée
- par comparaison du bassin versant sélectionné avec un bassin versant similaire pour lequel des mesures de débit ou de hauteur d'eau sont disponibles

Cette courbe permet de définir :

- le débit annuel moyen
- le débit d'équipement

Ce dernier est défini en fonction du type d'aménagement prévu et est défini au chapitre 13.2.2.

Le débit disponible 95% du temps est appelé le débit garanti et est utilisé pour déterminer la puissance et l'énergie primaires de l'aménagement.

Le débit écologique est pris par défaut à 25% de Q_{95} .

13.2.4 Conception des ouvrages

Les couts d'aménagement sont principalement liés aux travaux de génie civil. Il est donc nécessaire de réaliser une estimation des travaux à effectuer afin de définir le coût de ceux-ci. Les principaux ouvrages sont :

- Barrage
- Évacuateur de crue
- Dessableur
- Prise et ouvrage d'aménée (canal ou galerie)
- Chambre de mise en charge ou cheminée d'équilibre (fonction du type d'aménée)
- Conduite forcée
- Centrale

D'autres éléments, qui ne sont pas du génie civil, entrent également en ligne de compte car ils constituent une part non-négligeable du coût d'investissement total. Il s'agit de éléments suivants :

- Équipements électromécaniques
- Accès
- Ligne électrique

13.2.4.1 Barrage

La hauteur du barrage définit le type d'aménagement hydroélectrique. Dans les zones où on observe une topographie fort prononcée¹⁸, on considère que :

- $H < 10\text{m}$ pour un aménagement au fil de l'eau
- $10\text{m} < H < 20\text{ m}$ pour un réservoir journalier
- $H > 20\text{ m}$ pour un réservoir de régulation

Ce critère est indicatif et est une aide pour les ingénieurs effectuant les visites sur site. S'ils l'estiment nécessaire, ils peuvent déroger à cette règle, auquel cas une note justifiant le type d'aménagement choisi sera introduite dans le rapport de terrain.

Différents types de barrage sont envisagés, à savoir :

¹⁸ En d'autres endroits où la topographie est moins prononcée, un barrage de 15m peut suffire à créer une retenue permettant une régulation entre saison sèche et saison des pluies. Pour ce type de région, les critères doivent être adaptés.

- Barrage poids béton
- Barrage poids maçonnerie
- Barrage remblais en enrochements (rockfill dam)
- Barrage remblais en terre (earthfill dam)

L'étanchéité des barrages en enrochements et en remblais est assurée au moyen d'un noyau d'argile. D'autres techniques existent (noyau bitumineux, revêtement en béton,...) mais ne sont pas explorées ici.

Les dimensions et le type de barrage sont déterminés lors de la phase de terrain. Si aucune indication relative au type de barrage n'est donnée suite à la visite de terrain, le choix de l'ouvrage est dicté en fonction :

De la forme de la vallée

- Large : on privilégie un barrage en remblais
- Étroite : on privilégie un barrage poids

De la nature du sol aux alentours de la zone du barrage

- Rocheux : on privilégie un barrage poids ou en enrochements
- Meuble : on privilégie un barrage en terre

Lorsque le barrage est placé sur un sol perméable (sable, roche calcaire,...), un voile d'étanchéité est prévu.

13.2.4.2 *Evacuateur de crue*

Pour les barrages poids, l'évacuateur de crue se présentera sous la forme d'un seuil déversant (sur l'entièreté de la longueur du barrage ou non, en fonction de l'intensité des crues de dimensionnement). Le seuil aura un profil Craeger par défaut.

Les barrages en remblais seront quant à eux équipés d'un déversoir constitué d'un seuil déversant, d'un coursier et d'un bassin de dissipation d'énergie.

L'emploi de vannes ne sera prévu que lorsque le débit de crue est extrêmement élevé. Les évacuateurs de crue de type « tulipe » ne sont pas considérés dans la présente méthodologie.

13.2.4.3 *Dessableur*

Les dessableurs sont nécessaires sur les rivières où le transport solide est important. Plus le transport solide est important, plus le dessableur devra avoir une capacité de sédimentation importante (afin de ne pas avoir à arrêter le système trop souvent pour effectuer les opérations de dessablage). Les dessableurs peuvent être équipés de deux bacs afin de ne pas avoir à interrompre la production électrique en cas de dysfonctionnement d'un des deux bacs.

La turbidité de l'eau donne un indice quant à la charge solide dans la rivière. Un dessableur sera prévu pour toute rivière dont la turbidité dépasse 100 NTU et lorsque la visite de site confirme cette mesure par des observations de terrain, celles-ci permettant d'apprécier l'importance du dessableur à mettre en œuvre.

13.2.4.4 *Prise et ouvrage d'aménée*

La prise d'eau est équipée d'une grille, d'un dégrilleur (manuel ou automatique) et d'une vanne levante. Un dégraveur est prévu devant la prise afin d'éviter que des graviers ne pénètrent dans le canal. Une vanne de chasse est prévue en aval de la prise pour chasser les sédiments et autres détritiques afin d'éviter qu'ils ne colmatent la prise.

Deux types d'ouvrage d'aménée (qui peuvent être combinés) sont considérés:

- Canal à ciel ouvert
- Galerie souterraine

Lorsque la pente transversale naturelle du terrain dépasse 45° en moyenne sur l'ensemble du tracé de l'ouvrage d'aménée, une galerie souterraine est prévue. Dans les cas où la pente moyenne est inférieure à 45°, l'ouvrage d'aménée est un canal à ciel ouvert. Dans les zones où la pente est ponctuellement supérieure à 45°, des mesures de soutènement et de stabilisation des versants au moyen de gabions devront être mises en œuvre.

13.2.4.5 *Chambre de mise en charge*

La chambre de mise en charge est l'ouvrage joignant le canal à la conduite forcée. En présence d'eau à la turbidité élevée, celle-ci peut être conçue comme un dessableur afin de réduire encore la taille et la quantité des particules passant dans les turbines.

Lorsque les observations de terrain relatives à la turbidité et au transport solide dans la rivière concluent à une importante charge sédimentaire nécessitant l'usage d'un dessableur de grande dimension, la chambre de mise en charge comprendra un organe de dessablage.

La chambre de mise en charge est équipée de vannes permettant d'isoler l'entrée de la conduite forcée du reste de l'ouvrage. Une grille et un dégrilleur automatique sont également prévus afin de retirer les éventuels déchets qui n'auraient pas été captés par la grille de prise ou qui seraient tombés dans le canal.

13.2.4.6 *Cheminée d'équilibre*

Une cheminée d'équilibre est prévue pour les aménagements comportant une galerie souterraine suivie d'une conduite forcée. La cheminée d'équilibre est prévue à l'air libre et est réalisée en béton armé.

13.2.4.7 *Conduite forcée*

La conduite forcée relie les ouvrages d'aménée à la centrale hydroélectrique. Elle est réalisée en acier et son diamètre est défini de façon à limiter les pertes de charge à des valeurs acceptables.

La conduite forcée est soit :

- Aérienne
- Enterrée
- Partiellement aérienne et partiellement enterrée

Les sections aériennes de conduite forcée sont posées sur des blocs support. Qu'elle soit aérienne ou enterrée, des blocs d'ancrage sont placés à chaque coude formé par la conduite forcée. Vu l'échelle des sites étudiés (0 à 20 MW), une seule conduite forcée est prévue, quel que soit le nombre de groupes dans la centrale. Le flux d'eau est distribué aux différents groupes au moyen d'une bifurcation (ou trifurcation ou plus le cas échéant).

13.2.4.8 Centrale

La centrale sera de type « à l'air libre ». Les centrales en puits ou en caverne ne sont pas considérées dans cette étude.

Afin d'assurer une bonne courbe de rendement, un minimum de deux groupes est prévu pour les centrales d'une capacité supérieure ou égale à 1MW. Ce dispositif assure une redondance des équipements, avec pour conséquences une économie sur les pièces de rechange et une possibilité d'opérer partiellement l'aménagement, même lorsque l'un des deux groupes doit être mis à l'arrêt.

La centrale sera aménagée afin de pouvoir recevoir des batardeaux en aval des turbines, dans les canaux de fuite.

13.2.4.9 Equipements électromécaniques

Trois types de turbines ont été considérés, à savoir :

- Kaplan : pour les basses chutes à débit élevé
- Francis : pour les moyennes et hautes chutes à débit élevé
- Pelton : pour les hautes chutes à débit faible

Le choix du type de turbine se fait sur base de la figure suivante qui précise le domaine d'application des différentes turbines en fonction du débit d'équipement et de la chute.

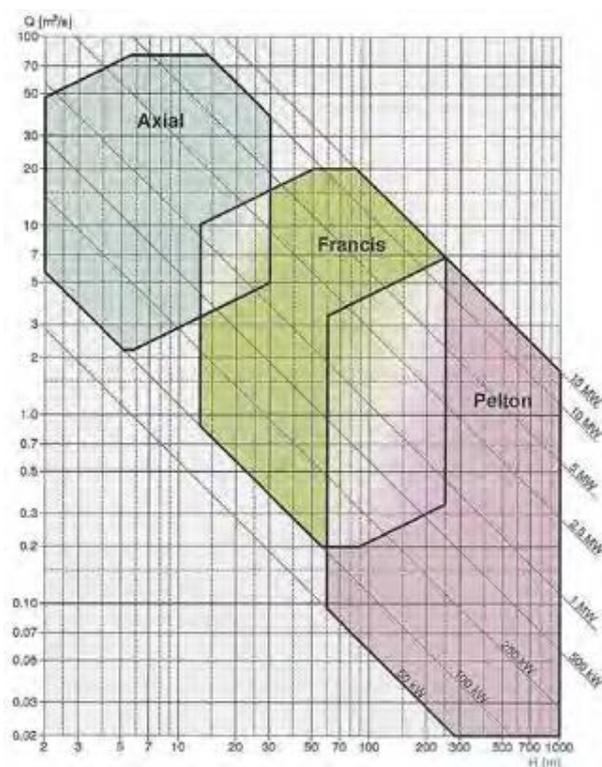


Figure 33 : Domaine d'application des turbines (Layman, 2005)

Les critères suivants¹⁹ ont été choisis :

Turbine Kaplan

- $H < 12 \text{ m}$
- $Q > 10 \text{ m}^3/\text{s}$ et $H < 30 \text{ m}$

Turbine Francis

- $30 \text{ m} < H < 60 \text{ m}$
- $Q < 10 \text{ m}^3/\text{s}$ et $H < 30 \text{ m}$
- $Q > 0.5 \text{ m}^3/\text{s}$ et $60 \text{ m} < H < 100 \text{ m}$

¹⁹ Ces critères sont valables dans le cas de petits aménagements hydroélectriques. Pour des aménagements de puissance installée supérieure à 10 MW, ils doivent être revus.

D'autres types de turbine sont également envisageables et doivent être étudiés dans les phases d'études ultérieures. Par « autres types de turbine », on entend non seulement les turbines présentées ci-dessus (pour les zones intermédiaires où un choix a du être réalisé), mais également des types de turbines non-présentés ici, tels que les turbines *Cross flow* par exemple.

Turbine Pelton

- $H > 100$ m
- $Q < 0.5 \text{ m}^3/\text{s}$ et $60 \text{ m} < H < 100$ m

13.2.4.10 Accès

Les routes d'accès concernent les sections de route à créer ou réhabiliter afin d'accéder au site de prise et au site de la centrale. Elles contribuent à l'amélioration du réseau routier national. La largeur des routes d'accès est fixée à 5 m.

13.2.4.11 Ligne électrique

Les lignes électriques sont les lignes de transport pour :

- Relier l'aménagement hydroélectrique au réseau national si l'aménagement est de type raccordé.
- Relier l'aménagement aux utilisateurs finaux si l'aménagement est de type isolé.

13.2.5 Estimation des coûts

Deux groupes d'ouvrages sont déterminés pour l'estimation des coûts :

- Le barrage et les ouvrages de transport (canal, galerie, conduite forcée)
- Les ouvrages dédiés (dessableur, chambre de mise en charge, cheminée d'équilibre, centrale,...)

Les volumes à mettre en œuvre sont aisément définissables pour les ouvrages de transport et le barrage. Il est possible, pour ces ouvrages, d'établir assez rapidement un métré. Leur coût est donc estimé sur base d'un métré approximatif.

Les ouvrages dédiés ont par contre une forme plus complexe, dépendant de différents facteurs, et l'estimation des volumes à mettre en œuvre est plus ardue. Leur coût a été défini sur base de l'étude comparative de plus de 50 aménagements hydroélectriques en Afrique Centrale et à Madagascar. Ils sont estimés soit en fonction du coût total de l'aménagement, soit en fonction d'une des caractéristique de l'aménagement (puissance installée, chute, débit,...)

Le coût des équipements a également été fixé sur base de l'analyse comparative citée ci-dessus. Les trois types de turbines ont été dissociés afin de définir, pour chaque type de turbine, l'évolution du coût en fonction de la puissance installée.

Les prix unitaires utilisés pour l'estimation des coûts ont été déterminés sur base des coûts de matières premières observés dans la sous-région.

Des frais additionnels liés à cette première évaluation ont été pris en considération. Ils s'élèvent à :

- 20% pour les imprévus en matière de génie civil
- 15% pour les imprévus en matière d'équipements

La supervision des travaux et la réalisation des études sont quant à elles estimées à 10% du budget total.

13.2.5.1 Barrage

Le volume à mettre en œuvre dépend du profil de la vallée. Pour les vallées en U, le volume total est donné par (L est la longueur de crête) :

$$V_{\text{vallée en U}} = 1.5 \cdot A \cdot L \quad [m^3]$$

Pour les vallées en V, on considère :

$$V_{\text{vallée en V}} = 1.0 \cdot A \cdot L \quad [m^3]$$

Le volume des excavations est calculé similairement au volume du barrage.

13.2.5.1.1 Voile d'étanchéité

Le voile d'étanchéité, à mettre en œuvre en cas de fondations perméables, est défini par rapport à sa surface. Celle-ci est calculée comme suit :

$$A_{voile} = \left(\frac{H}{3} + 10\right) \cdot L \quad [m^2]$$

13.2.5.1.2 Barrage poids

Les barrages poids sont soit en maçonnerie, soit en béton armé. On limite la hauteur des barrages en maçonnerie à 20 m.

Les barrages poids sont conçus avec un parement amont vertical et un parement aval incliné avec une pente H/V de 0.8/1.

La section du barrage, en m^2 , est définie sur base d'une section type par (h est la hauteur du barrage) :

$$A_{barr.poids} = 0.4 h^2 + 5.4h + 12.6 \quad [m^2]$$

La section type a une crête de 3m et on considère qu'il faut en moyenne excaver 3m sous le niveau du terrain naturel.

La section d'excavations à réaliser est donnée par : $A_{excav.poids} = 2.4h + 12.6 \quad [m^2]$

13.2.5.1.3 Barrage en remblais

Les barrages en remblais sont soit en terre, soit en enrochement. Les pentes amont et aval dépendent du type de remblais utilisé. La figure ci-dessous donne des indications quant aux pentes à appliquer pour les barrages en terre en fonction des conditions de sol.

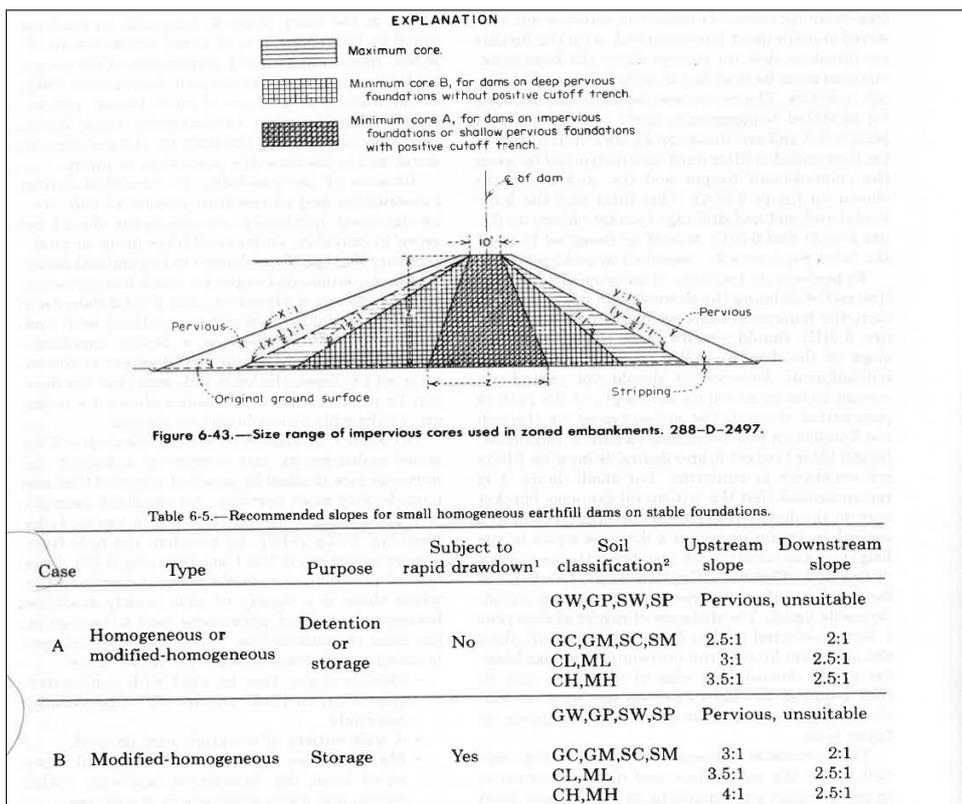


Figure 34 : Conception des barrages en remblais (USBR, design of small dams, p.250)

Pour le calcul des quantités, les parements amont et aval suivants ont été utilisés :

Barrage remblais en terre

- Parement amont : 3.5/1
- Parement aval : 2.5/1

Barrage remblais en enrochements

- Parement amont : 2.5/1
- Parement aval : 2/1

On considère que le noyau central occupe 50% de la section du barrage. La largeur de crête est fixée à 3m. Tout comme pour les barrages poids, on considère qu'il faut en moyenne excaver 3m sous le niveau du terrain naturel.

Par conséquent, on a les sections de barrage suivantes:

- Pour les barrages remblais en terre : $A_{barr.terre} = 3h^2 + 21h + 36 \quad [m^2]$
- Pour les barrages remblais en enrochements : $A_{barr.enroch} = 2.25h^2 + 16.5h + 29.25 \quad [m^2]$

Les sections d'excavations à réaliser sont données par :

- Pour les barrages remblais en terre : $A_{excav.terre} = 18h + 36 \quad [m^2]$
- Pour les barrages remblais en enrochements : $A_{excav.enroch} = 13.5h + 29.25 \quad [m^2]$

13.2.5.2 Evacuateur de crue

Pour les barrages de type poids, l'évacuateur de crue est totalement intégré dans le barrage. En effet, sa construction ne requiert qu'une modification partielle de la section. Il ne nécessite donc à priori pas la mise en œuvre de volumes supplémentaires.

Les évacuateurs de crue des barrages en remblais sont réalisés en béton armé. Leurs dimensions sont dictées par le débit de crue qui est le débit cinq-centennal (Q_{500}) pour les barrages en enrochements ou le débit millénal (Q_{1000}) pour les barrages en terre. La hauteur de la lame déversante et de la revanche sont fixées en fonction de la hauteur du barrage :

- Barrage < 10 m : $h_{lame} = 2 \text{ m}$; revanche = 1 m
- 10 m < Barrage < 30 m : $h_{lame} = 2.5 \text{ m}$; revanche = 2 m
- Barrage > 30 m : $h_{lame} = 4 \text{ m}$; revanche = 3 m

On suppose que le seuil et le coursier du déversoir ont la même largeur. Celle-ci est donnée par la formule :

$$B_{seuil} = B_{coursier} = \frac{Q_{dimensionnement}}{0.45 \sqrt{2g} \cdot h_{lame}^{1.5}} \quad [m]$$

Il importe de vérifier que la largeur ainsi définie reste inférieure à la longueur de crête du barrage. Si ce n'était pas le cas, l'usage de vannes est recommandé.

On considère que les murs bajoyer du coursier font 0.8 m de large et que le radier est de 1 m d'épais (pour prévenir tous risques de fissuration et de cavitation). Dès lors, la section du coursier est donnée par :

$$A_{coursier} = (B_{coursier} + 1.6) \cdot 1 + (h_{lame} + revanche) \cdot 0.8 \quad [m^2]$$

La longueur du coursier est quant à elle définie par la pente du parement aval du barrage, à savoir :

- 2.5 h pour les barrages en terre
- 2 h pour les barrages en enrochements

On considère que le bassin de dissipation constitue 50 % du prix de l'évacuateur de crue ; les autres 50 % incombant au coursier et au seuil. Par conséquent, les volumes mis en œuvre pour réaliser le seuil et le coursier sont doublés afin de tenir compte du bassin de dissipation.

13.2.5.3 Dessableur

Le dessableur est un ouvrage ponctuel qui fait partie des ouvrages dont le coût est défini sur base de l'analyse comparative présentée plus haut.

La taille du dessableur dépend non seulement du débit turbiné, mais également de la turbidité de la rivière. Cette dernière donnée n'étant que rarement fournie dans les études, il est très difficile de définir une courbe mettant tous ces paramètres en relation. Cependant, en comparant le coût du dessableur par rapport au cout total de l'investissement, on se rend compte que celui-ci représente entre 3% et 6 % du coût total. Cet intervalle est lié aux paramètres que sont le débit et la turbidité. Par conséquent, le coût du dessableur a été défini en fonction du coût total de l'investissement.

Pour les sites où la turbidité est supérieure à 100 NTU et pour lesquels les observations de terrain précisent la nécessité d'un dessableur de taille importante, on considère que le dessableur représente 6% du coût total. Pour les sites où la turbidité est supérieure à 100 NTU et pour lesquels les observations de terrain précisent la nécessité d'un dessableur de taille moyenne, on considère que le dessableur requis représente 3% du coût d'investissement total.

13.2.5.4 Ouvrage d'amenée

Les ouvrages d'amenée (canal et galerie) sont conçus avec une pente de 0.1 %.

13.2.5.4.1 Canal d'amenée

Le canal d'amenée est placé sur une plateforme de 5m de large. Celle-ci est réalisée uniquement en déblais. Les remblais ne sont pas admis.

En fonction de la pente transversale moyenne du terrain naturel (α), les déblais et mesures de stabilisation à mettre en œuvre sont plus ou moins importants. On calcule le volume de déblais par mètre linéaire en fonction de la pente moyenne du terrain. Afin de prendre en compte les mesures de drainage et stabilisation (hors zones délicates), on multiplie le volume de déblais par 1.25.

Des gabions sont placés dans les zones les moins stables. Le volume de gabions par mètre linéaire à mettre en œuvre dans les zones délicates (prises forfaitairement à 25% de la longueur du canal) est de 1/4 du volume de déblais.

La section d'un triangle quelconque étant donnée par $A = \frac{bc}{2} \sin \alpha$ et connaissant la relation aux sinus $\frac{a}{\sin \alpha} = \frac{b}{\sin \beta} = \frac{c}{\sin \gamma}$, on a $A = \frac{b^2}{2 \sin \beta} \sin \alpha \sin \gamma$ et donc :

$$\text{Déblais : } V_{\text{déblais}} = 1.25 \cdot \frac{5^2}{2 \cdot \sin(45^\circ - \alpha)} \cdot \sin(\alpha) \cdot \sin 135^\circ \quad [m^3/ml]$$

$$\text{Gabions : } V_{\text{gabions}} = \frac{1}{4} \cdot 25\% \cdot V_{\text{déblais}} = \frac{1}{16} \cdot V_{\text{déblais}} \quad [m^3/ml]$$

Le canal en béton armé a une section rectangulaire de hauteur (h_{canal}) telle que la section d'eau contenue dans le canal ait une hauteur (h_{eau}) valant 3/4 de la base (B_{canal}). La hauteur d'eau dans le canal est cependant limitée à 2 m. La vitesse d'eau dans le canal est limitée à 2 m/s. Par conséquent, on a :

Pour des débits inférieurs à 10,7 m³/s :

$$h_{eau} = \sqrt{3Q/8} \quad [m]$$

$$B_{canal} = 4/3 h_{eau} \quad [m]$$

Pour des débits supérieurs à 10,7 m³/s :

$$h_{eau} = 2 m \quad [m]$$

$$B_{canal} = Q/4 \quad [m]$$

En considérant une revanche de 30 cm, un radier de 30 cm d'épais et des murs de 25 cm d'épais, on a :

Pour un débit inférieur à 10,7 m³/s :

$$A_{canal} = 0.3 + 0.55\sqrt{Q} \quad [m^2]$$

Pour un débit supérieur à 10,7 m³/s :

$$A_{canal} = 1.3 + 0.075Q \quad [m^2]$$

13.2.5.4.2 Galerie d'aménée

Pour des raisons constructives et d'exécution, le diamètre minimal de la galerie est fixé à 2 m. Celui-ci est calculé sur base d'une vitesse maximale de l'eau dans la galerie, qu'on prendra à 3 m/s. Par conséquent, on a :

$$D = \sqrt{\frac{4Q}{3\pi}} \quad [m].$$

La galerie est réalisée en béton armé d'une épaisseur de 0.25 m. La galerie est d'abord creusée aux dimensions nécessaires puis l'excavation est stabilisée au moyen d'ancrages. Le béton est ensuite coulé le long des parois.

On a donc :

Débit inférieur à 9.4 m³/s :

$$\text{Diamètre de la galerie : } D = 2m$$

$$\text{Excavations : } A_{excav} \cong 5 m^2$$

$$\text{Béton : } A_{béton} \cong 1.8 m^2$$

Débit supérieur à 9.4 m³/s :

$$\text{Diamètre de la galerie : } D = \sqrt{\frac{4Q}{3\pi}} \quad [m^2]$$

$$\text{Excavations : } A_{excav} = \frac{1}{4}\pi(D + 0.5)^2 \quad [m^2]$$

$$\text{Béton : } A_{béton} = \frac{1}{4}\pi((D + 0.5)^2 - D^2) \quad [m^2]$$

13.2.5.4.3 Chambre de mise en charge

La chambre de mise en charge est un ouvrage ponctuel qui fait partie des ouvrages dont le coût est défini sur base de l'analyse comparative présentée plus haut.

La taille de la chambre de mise en charge dépend non seulement du débit turbiné, mais également de la turbidité de la rivière. Cette dernière donnée n'étant que rarement fournie dans les études, il est très difficile de définir une courbe mettant tous ces paramètres en relation. Cependant, en comparant le coût de la chambre de mise en charge par rapport au cout total de l'investissement, on se rend compte que celui-ci représente entre 1.3 % et 3 % du coût total.

Cet intervalle est lié aux paramètres que sont le débit et la turbidité. Par conséquent, le coût de la chambre de mise en charge a été défini en fonction du coût total de l'investissement. Pour les sites où les observations de terrain relatives à la turbidité et au transport solide dans la rivière concluent à une importante charge sédimentaire nécessitant l'usage d'un dessableur de grande dimension, on considère que la chambre de mise en charge représente 3% du coût total. Pour les autres sites, on considère que la chambre de mise en charge requise est de taille moins importante et ne représente que 1.3% du coût d'investissement total.

13.2.5.4.4 Cheminée d'équilibre

Les cheminées d'équilibres sont nécessaires lorsque l'ouvrage d'aménée est une galerie. Elles permettent de limiter les risques liés au coup de bélier. En effet, ceux-ci apparaissent en cas de fermeture soudaine des vannes. Une onde de pression remonte alors le long de la conduite. En l'absence de cheminée d'équilibre, cette onde progresserait via la galerie (pouvant mettre sa stabilité en péril) jusqu'à la retenue et y provoquerait une vague risquant de mettre à mal la stabilité de l'ouvrage de retenue.

On peut calculer la surpression provoquée par un coup de bélier par la formule de Michaud, mais celle-ci surestime les résultats pour les aménagements hydroélectriques car elle ne considère pas l'effet des frottements dans la conduite.

La formule de Michaud est : $\Delta p = \frac{2l v}{g T} \quad [m_{H_2O}]$ avec l la longueur de la conduite, v la vitesse initiale dans la conduite et T la durée de fermeture du système.

La surpression provoquée par le phénomène de coup de bélier dépend du type de turbines utilisé. Il est raisonnable de l'approcher par :

Pour les turbines Pelton :

$$\Delta p = 0.15 H \quad [m_{H_2O}]$$

Pour les turbines Kaplan et Francis :

$$\Delta p = \left(32 + \frac{gL}{H} - \left(0.028 + \frac{0.008L}{H} \right) H \right) \frac{H}{100} \quad [m_{H_2O}]$$

Avec $L = 1.1$ fois la longueur de la conduite, H la chute brute et Q le débit maximum turbiné.

En cas d'arrêt des turbines, l'onde va tout d'abord remonter la conduite (qui doit être dimensionnée pour pouvoir résister à la pression supplémentaire exercée par le coup de bélier). Elle va ensuite atteindre la cheminée d'équilibre, de section S [m²], où le niveau va s'élever d'une hauteur de Z_m [m] au dessus de son niveau initial. Puis le niveau d'eau dans la cheminée va se rétablir en faisant remonter l'eau vers la retenue via la galerie de section s [m²]. L'onde va s'atténuer par les effets de frottement dans la galerie. On peut calculer l'amplitude de l'onde dans une cheminée de section S par :

$$Z_m = v_0 \sqrt{\frac{L \cdot s}{g \cdot S}} \quad [m] \quad [L'énergie hydraulique, Ginocchio, collection EDF]$$

Où v_0 est la vitesse de l'eau [m/s] dans la galerie avant l'arrêt et vaut donc Q/s .

Le débit Q [m³/s], la longueur de la galerie L [m], la section de la galerie s [m²] étant connus, on peut choisir de soit limiter la variation du niveau d'eau dans la cheminée, soit limiter le diamètre de la cheminée. La première option a été retenue. La variation maximale du niveau dans la cheminée d'équilibre doit être telle qu'à aucun moment la galerie ne se retrouve à l'air libre. Sachant que le niveau dans la cheminée d'équilibre s'établit naturellement au niveau de la retenue et que le niveau minimal dans la retenue est fixé à minimum 5 m au dessus de la prise (pour éviter les phénomènes de vortex), on a :

$$Z_{m,max} = 5 \text{ m} + \text{pente} \cdot L = 5 + 0.001 \cdot L \quad [m]$$

La section de la cheminée d'équilibre est supposée circulaire. Le diamètre de la cheminée d'équilibre est fixé à minimum 2 m et est donné par :

$$D = \frac{2v_0}{Z_{m,max}} \cdot \sqrt{\frac{L \cdot s}{\pi g}} \quad [m]$$

En considérant une revanche de 2m la hauteur de la cheminée d'équilibre est de $2Z_{m,max} + 2 \text{ m}$.

La cheminée d'équilibre sera réalisée en béton armé d'une épaisseur de 80 cm. Elle sera surmontée par une grille en acier afin de prévenir l'intrusion de nuisibles.

13.2.5.5 Conduite forcée

La conduite forcée est en acier et de section circulaire. Les autres matériaux (PEHD, GRP,...) n'ont pas été envisagés.

Le diamètre de la conduite est défini par :

$$D = 0.85 \frac{Q^{0.43} L^{0.14}}{H^{0.2}} \quad [m]$$

Avec $L = 1.1$ fois la longueur de la conduite [m], H la chute brute [m] et Q le débit maximum turbiné [m^3/s].

La surpression due au phénomène du coup de bélier est calculée selon les formules présentées dans la section précédente.

L'épaisseur de la conduite est quant à elle donnée par

$$e = \frac{D(H + \Delta p)10^{-2}}{2 \cdot f_{yd}} \quad [m]$$

Où f_{yd} est la limite élastique de l'acier [MPa], qui définit aussi la contrainte maximale admissible dans la conduite forcée. On peut considérer, pour les cas courants que $f_{yd} = 235 \text{ MPa}$. Le facteur 10^{-2} est du au fait que la pression est exprimée en mètre d'eau ($1 \text{ m}_{H_2O} = 10^{-2} \text{ MPa} = 0.1 \text{ bar}$).

13.2.5.6 Centrale

La centrale est un ouvrage ponctuel qui fait partie des ouvrages dont le coût [€] est défini sur base de l'analyse comparative présentée plus haut. Cette analyse a montré que le coût de la centrale (comprenant le coût du canal de fuite) varie assez peu en fonction du type de turbine utilisé, mais qu'il est fortement corrélé à la puissance installée [MW].

La meilleure approximation est linéaire, d'équation

$$\text{Coût}_{centrale} = 121\,300 \cdot \text{Puissance}_{installée}$$

Cependant, au vu de la dispersion des résultats, il a été décidé de majorer le coût ainsi obtenu de 10 % afin de rester dans des hypothèses conservatrices.

13.2.5.7 Equipements électromécaniques

Le coût des équipements électromécaniques (et de leur raccordement au réseau électrique) sont largement dépendants du type de turbine utilisé et de la puissance de celle-ci. Tout comme pour le coût de la centrale, le coût des équipements électromécaniques a été défini sur base de l'analyse comparative présentée plus haut. Pour chaque type de turbine, une régression linéaire des résultats a été réalisée avec pour but de définir l'équation reliant le coût [€] à la puissance installée [MW].

Les résultats sont les suivants :

Turbines Kaplan :

$$\text{Coût}_{équipements EM} = 694\,750 \cdot \text{Puissance}_{installée}$$

Turbines Francis :

$$\text{Coût}_{équipements EM} = 755\,800 \cdot \text{Puissance}_{installée}$$

Turbines Pelton :

$$\text{Coût}_{équipements EM} = 621\,750 \cdot \text{Puissance}_{installée}$$

À l'exception des turbines de type Kaplan, les résultats montrent une assez forte dispersion. C'est pourquoi il a été décidé de majorer le coût ainsi obtenu de 10 % afin de rester dans des hypothèses conservatrices.

13.2.5.8 Accès

Le coût des accès est estimé à 300 €/ml. Ce coût comprend l'entièreté des opérations à réaliser pour la construction d'une route d'accès (décapage, excavation, remblais, pose des couches, compactage, drainage, fossés,...).

13.2.5.9 Ligne électrique

Dans le cas d'un mini grid ou si l'aménagement doit être relié au réseau national, une ligne haute tension est préférable afin de limiter les pertes électriques. Il faut au minimum installer des lignes en 33 kV (moyenne tension).

En première estimation, on considère le coût des lignes électriques moyenne tension à 75 €/ml.

Si des lignes haute tension sont à placer, le coût au mètre linéaire peut être estimé (en \$) par le voltage de la ligne (eg : 220 kV -> 220 \$/ml). En considérant un taux €/€ de 0.75 € = 1 \$, le coût [€] au mètre linéaire en fonction du voltage de la ligne [kV] peut être estimé par :

$$\text{Coût}_{\text{ligne}} = \text{Voltage} \cdot 0.75 \quad [\text{€}]$$

13.2.6 Production électrique

La puissance installée dépend du type d'ouvrage envisagé et de son mode de raccordement (s'il est prévu pour être raccordé au réseau ou pour fonctionner en réseau isolé). En effet, un aménagement fonctionnant en ilottage (réseau isolé) doit avoir une production d'énergie aussi régulière que possible tout au long de l'année alors qu'un aménagement raccordé doit pouvoir fournir un maximum d'énergie sur l'année.

En fonction du degré de précision des données récoltées, le programme permet d'optimiser le débit d'équipement pour les réseaux raccordés. Cette optimisation n'a de sens que si les conditions géologiques sont définies pour les différents aménagements. En effet, elles peuvent à elles seules faire varier le coût total d'investissement du simple au double.

13.2.6.1.1 LCOE

L'optimisation se fait sur le coût actualisé de l'énergie (*Levelized Cost of Energy – LCOE* en anglais). Ce coût actualisé est défini sur base des coûts d'investissements (*Capex – Capital Expenditure*), des coûts opérationnels (*Opex – Operational expenditure*) et de la production d'énergie attendue.

- Les coûts d'investissement concernent :
- les coûts d'études et supervision des travaux,
- les coûts d'investissement propres au génie civil et aux équipements (GC et EM),
- les coûts de relocalisation et relatifs aux impacts environnementaux,
- les coûts liés aux accès et au raccordement au réseau

Tous ces coûts ont été définis au chapitre précédent.

Les coûts opérationnels annuels sont :

- les coûts de remplacement de pièces usées
- les frais d'exploitation (O&M)
- les frais d'assurance

Le LCOE est défini de la façon suivante :

$$LCOE = \frac{VAN(Capex + Opex)}{VAN(Energie produite)}$$

Où VAN est la valeur actualisée nette qui est définie de la sorte : $VAN(valeur) = \sum_i \frac{valeur_i}{(1+n)^i}$ où n est le taux d'actualisation et est pris à 10%.

Le coût actualisé de l'énergie peut être calculé sur n'importe quel intervalle de temps. Ici, il a été choisi de le calculer sur la durée de vie de l'aménagement, à savoir 50 ans. On considère que les frais de désinstallation s'élèvent à 10% du coût d'investissement GC et EM.

13.2.6.2 Puissance garantie, énergie garantie et puissance installée

13.2.6.2.1 Pour les aménagements au fil de l'eau

La puissance installée est définie par :

$$P = \eta \rho g H Q_{\text{équipement}}$$

Avec η le rendement des turbines (estimé à 85%), ρ la masse volumique de l'eau (1000 kg/m³), H la chute nette et $Q_{\text{équipements}}$ le débit d'équipement de l'aménagement.

La puissance garantie (*firm power* en anglais) est définie par $P_{\text{gar}} = \eta \rho g H Q_{95}$

L'énergie primaire ou garantie (*firm energy* en anglais) est obtenue en multipliant la puissance primaire par le nombre d'heure de fonctionnement par an (8760 h).

13.2.6.2.2 Pour les réservoirs journaliers

Pour les aménagements de type réservoir, le débit d'équipement dépend du volume de la tranche utile (supposé suffisant), de la hauteur de la tranche utile (prise à la demi-hauteur du réservoir) et de la durée pendant laquelle on compte produire de l'électricité (estimée à 6h en première évaluation).

Si H_u est la hauteur de la tranche utile, la hauteur de chute moyenne²⁰ est donnée par $(H - \frac{H_u}{3})$. La puissance installée est alors de :

$$P = \eta \rho g \left(H - \frac{H_u}{3} \right) Q_{\text{équipement}}$$

Dans la mesure où les réservoirs journaliers fonctionnent un minimum de 6h par jour, le débit garanti est donné par : $Q_{\text{gar}} = Q_{95} \cdot \frac{24}{6} = 4 \cdot Q_{95}$.

La puissance garantie est la puissance pouvant être délivrée par les turbines sous les conditions de fonctionnement correspondant au niveau d'eau minimum dans la retenue. Dans ce cas, les turbines ne fonctionnent pas à leur niveau de chute optimal. Cet effet est pris en compte en définissant un débit admis dans la turbine pour les nouvelles conditions de chute : $Q_{\text{adm}} = Q \sqrt{\frac{H_{\text{new}}}{H}}$. Pour la

²⁰ La hauteur de chute moyenne est définie en considérant que la tranche utile a une section trapézoïdale dont la petite base est beaucoup plus petite que la grande base ($b \ll B$). Par conséquent, le centre de gravité du trapèze s'apparente à celui d'un triangle est et en $H_u/3$ à partir de sa partie supérieure. La hauteur de chute moyenne étant donnée par la hauteur d'eau moyenne du plan d'eau, elle se calcule par la hauteur H moins la hauteur moyenne de la tranche utile : $H - H_u/3$

définition de la puissance garantie, $H_{new} = H - H_u$ (le niveau d'eau minimum dans la retenue). La puissance garantie est alors donnée par :

$$P_{gar} = \eta \rho g (H - H_u) Q_{gar} \sqrt{\frac{H - H_u}{H}}$$

L'énergie primaire correspond quant à elle à l'énergie pouvant être produite sous les conditions d'exploitation minimales²¹. Elle est donnée par :

$$\begin{aligned} E_{primaire} &= \eta \rho g \left(H - \frac{H_u}{3} \right) \cdot 4 \cdot Q_{95} \cdot 6 \cdot 365 \quad [kWh] \\ &= \eta \rho g \left(H - \frac{H_u}{3} \right) \cdot Q_{95} \cdot 8760 \quad [kWh] \end{aligned}$$

13.2.6.2.3 Réservoir régulateur

La puissance installée est calculée de la même manière que pour les réservoirs journaliers. Le débit garanti est le débit d'équipement (car on suppose que le réservoir a une dimension suffisante que pour permettre une régulation sur toute l'année).

Tout comme pour les réservoirs journaliers, la puissance garantie se calcule par :

$$P_{gar} = \eta \rho g (H - H_u) Q_{equipements} \sqrt{\frac{H - H_u}{H}}$$

La seule différence ici est que le débit garanti correspond au débit d'équipement. En effet, le volume du réservoir étant supposé suffisant, on considère que les équipements sont prévus pour fonctionner à plein régime tout au long de l'année.

Enfin, l'énergie primaire est l'énergie pouvant être délivrée sous les conditions d'exploitation minimales. Dans le cas d'un réservoir régulateur se régulant sur de longues périodes, les conditions d'exploitation minimales correspondent bien au cas où le niveau d'eau est minimal dans le réservoir²². L'énergie primaire est alors donnée par :

$$E_{primaire} = \eta \rho g (H - H_u) \cdot Q_{equipements} \cdot 8760 \quad [kWh]$$

13.2.6.3 Energie produite annuellement

13.2.6.3.1 Pour les aménagements au fil de l'eau

²¹ La hauteur de chute est la hauteur de chute « moyenne » car pour les réservoirs journaliers ne fonctionnant que quelques heures par jour, on considère que même dans les conditions d'exploitation minimale, le réservoir se remplit durant les heures de non-fonctionnement.

²² En effet, si une mauvaise année hydrologique survenait, le réservoir n'aurait pas la possibilité de se remplir et le niveau d'eau resterait minimal tout au long de cette mauvaise année hydrologique.

L'énergie peut être estimée sur base de la courbe des débits classés. Admettons que 6 valeurs de débits soient connues : $Q_{2,5}, Q_{30}, Q_{50}, Q_{65}, Q_{90}$, et Q_{95} . On peut définir la puissance correspondant à chaque intervalle de débit. Pour chaque puissance ainsi définie, on peut déduire l'énergie produite sur chaque intervalle de temps.

En fonction du débit d'équipement, différents cas de figure existent. Ils sont représentés sur la figure suivante. Pour chacun de ces cas, les puissances P1 à P7 sont définies différemment. On commence donc par définir le cas (ou la zone) correspondant au débit choisi. Les points A et B correspondent aux limites supérieures et inférieures de la zone :

- Cas 1 / zone 1 : $Q_{Eq} \geq Q_{30}$; A = ($t_{2,5}$, $Q_{2,5}$) et B = (t_{30} , Q_{30})
- Cas 2 / zone 2 : $Q_{30} \geq Q_{Eq} > Q_{50}$ A = (t_{30} , Q_{30}) et B = (t_{50} , Q_{50})
- Cas 3 / zone 3 : $Q_{50} \geq Q_{Eq} > Q_{65}$ A = (t_{50} , Q_{50}) et B = (t_{65} , Q_{65})
- Cas 4 / zone 4 : $Q_{65} \geq Q_{Eq} > Q_{90}$ A = (t_{65} , Q_{65}) et B = (t_{90} , Q_{90})

On considère que le débit d'équipement est toujours supérieur à Q_{90} qui est le débit d'équipement minimum pour un aménagement au fil de l'eau en réseau isolé.

En fonction du cas rencontré, on calcule l'équation de la droite définissant la régression linéaire entre les limites de débit pour la zone. En effet, les coordonnées des points A et B définissant la zone sont connus. Il est alors possible de déduire le point (t_{Eq} , Q_{Eq}) à partir duquel le débit utile est inférieur au débit d'équipement (et par conséquent la puissance produite est inférieure à la puissance d'équipement).

$$t_{Eq} = (Q_{Eq} - Q_A) \frac{(t_B - t_A)}{Q_B - Q_A} + t_A$$

La puissance partielle correspondant à la portion de la courbe des débits classés comprise entre t_i et t_{i+1} est donnée par :

$$P_i = \eta \rho g H Q_i$$

Avec Q_i le débit moyen sur l'intervalle de temps [t_i , t_{i+1}].

L'énergie correspondant à cette portion est donnée par :

$$E_i = P_i \cdot 24 \cdot 365 \cdot (t_{i+1} - t_i)$$

L'énergie totale produite au cours d'une année est donc $E_{tot} = \sum_i E_i$.

Les débits Q_i et les pas de temps ($t_{i+1} - t_i$) sont donnés, pour chaque cas, dans les tableaux ci-après.

	Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6	Q7
Cas 1	Q_{Eq}	$\frac{1}{2}(Q_{Eq}+Q_{30})$	$\frac{1}{2}(Q_{30}+Q_{50})$	$\frac{1}{2}(Q_{50}+Q_{65})$	$\frac{1}{2}(Q_{65}+Q_{90})$	$\frac{1}{2}(Q_{90}+Q_{95})$	Q_{95}
Cas 2		Q_{Eq}	$\frac{1}{2}(Q_{Eq}+Q_{50})$				

Cas 3			Q_{Eq}	$\frac{1}{2}(Q_{Eq}+Q_{65})$		
Cas 4				Q_{Eq}	$\frac{1}{2}(Q_{Eq}+Q_{90})$	

	t2 - t1	t3 - t2	t4 - t3	t5 - t4	t6 - t5	t7 - t6	1 - t7
Cas 1	t_{Eq}	$t_{30}-t_{Eq}$	20%	15%	25%	5%	5%
Cas 2	30%	$t_{Eq}-t_{30}$	$t_{50}-t_{Eq}$				
Cas 3		20%	$t_{Eq}-t_{50}$	$t_{65}-t_{Eq}$			
Cas 4			15%	$t_{Eq}-t_{65}$	$t_{90}-t_{Eq}$		

13.2.6.3.2 Pour les réservoirs journaliers

Pour les réservoirs journaliers, le processus est le même que pour les aménagements au fil de l'eau à l'exception près que la courbe utilisée est une courbe fictive qui correspond à la courbe des débits classés multipliée par un facteur correspondant à l'inverse de la portion de temps durant laquelle le réservoir est supposé fonctionné : $Coef = \left(\frac{T_{fonctionnement}}{24 h} \right)^{-1}$. L'hypothèse étant que les réservoirs journaliers doivent fonctionner un minimum de 6h par jour, le coefficient est de 4.

13.2.6.3.3 Pour les réservoirs de régulation

On définit le volume d'eau maximum disponible sur base de la courbe des débits classés. Afin de rester conservateur, la première tranche de débits (occurrence inférieure à 2.5% du temps) est négligée. Le débit disponible de façon constante annuellement est alors obtenu par

$$Q_{disp} = \frac{V_{tot}}{365 \cdot 24 \cdot 3600} \quad [m^3/s]$$

Le débit d'équipement est limité à la valeur du débit disponible. La puissance installée est donc

$$E_{primaire} = \eta \rho g \left(H - \frac{H_u}{3} \right) Q_{équipement}$$

L'énergie produite annuellement est quant à elle donnée par $E = P \cdot 8760 h$.

13.3 BIBLIOGRAPHIE

2014	SITES AYANT FAIT L'OBJET AU MOINS D'ETUDE DE RECONNAISSANCE POUVANT ETRE AMENAGES EN SITES HYDROELECTRIQUES	
2014	Centres d'exploitation de la JIRAMA	JIRAMA
2014	Sites JIRAMA	JIRAMA
2014	ETUDE SUR L'ENERGIE A MADAGASCAR	CENTRE DE RECHERCHES, D'ETUDES ET D'APPUI A L'ANALYSE ECONOMIQUE À MADAGASCAR
2014	DIAGNOSTIC INSTITUTIONNEL ET JURIDIQUE DU DOMAINE DE L'EAU ET DE L'ASSAINISSEMENT TOME III : DIAGNOSTIC ET PISTES D'ORIENTATION	TONTOLO MAHARITRA
2014	DE L'ÉLECTRICITÉ VERTE POUR UN MILLION DE RURAUX À MADAGASCAR	Fondation Énergies pour le Monde
2013?	Projet d'électrification rurale sur la côte Est de Madagascar, village d'Ambodirafia	Solidarité Entraide Madagascar
2013	Carte de localisation des sites potentiels à Madagascar	JIRAMA
2013	Etude de préfaisabilité du grand aménagement hydroélectrique pour les réseaux interconnectés à Madagascar - Phase 2 : Présaisabilité de l'aménagement d'Antetetzambato	Artélia
2013	PLAN DIRECTEUR POUR L'ÉLECTRIFICATION RURALE DE LA REGION ALAOTRA MANGORO	ADER
2013	ENERGIES DURABLES POUR TOUS / les ménages, les collectivités et les entreprises	Amédée Mamy Tiana Randrianarisoa
2012	Aménagement hydroélectrique de Talaviana sur la rivière Manandona	Artelia
2012	APPUI A L'ADER POUR L'ETABLISSEMENT D'UN PLAN REGIONAL D'ELECTRIFICATION RURALE DANS 6 REGIONS DE MADAGASCAR Activités réalisées et activités à poursuivre	IED
2012	Diagnostic du secteur énergie à Madagascar	WWF
2012	PLAN DIRECTEUR POUR L'ÉLECTRIFICATION RURALE DE LA REGION ITASY	ADER
2012	BASLINE RENEWABLE ENERGY DATABASE FOR THE COMESA REGION	COMESA Secretariat
2011	Elaboration de plans directeurs pour électrification rurale Boeny, Sava, Sofia - Rapport n°4: Plans régionaux d'électrification	IED
2011	PLANS REGIONAUX D'ELECTRIFICATION RURALE - Régions BOENY, SAVA & SOFIA	IED / GTZ
2011	BASE DES DONNÉES DE RÉFÉRENCE SUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES POUR LA RÉGION COMESA	Secrétariat du COMESA,
2011	PROJET D'AMENAGEMENT DU SITE HYDROELECTRIQUE DE MANDIALAZA RIVIERE NANANGAINA - APS	B.E.T.C Nanala SARL Unip
2011	PROJET D'AMENAGEMENT DU SITE HYDROELECTRIQUE D'ANDRIANA - ANKARINARIVO - Rivière IMADY - APD	B.E.T.C Nanala SARL Unip
2011	PROJET D'AMENAGEMENT DU SITE HYDROELECTRIQUE DE MAHERIARA - Rivière DE MAHERIARA - APD	B.E.T.C Nanala SARL Unip
2011	PROJET D'AMENAGEMENT DU SITE HYDROELECTRIQUE DE MANDIALAZA RIVIERE NANANGAINA - APS	B.E.T.C Nanala SARL Unip
2011	PROJET D'AMENAGEMENT DU SITE HYDROELECTRIQUE DE SAHATONA - RIVIERE FANINDRONA - APD	B.E.T.C Nanala SARL Unip
2010	ETAT D'INVENTAIRE DES SITES SUSCEPTIBLES D'ALIMENTER LA PROVINCE DE FIANARANTSOA	JIRAMA
2010	ETAT D'INVENTAIRE DES SITES SUSCEPTIBLES D'ALIMENTER LA PROVINCE DE MAJUNGA	JIRAMA
2010	PROJET D'AMENAGEMENT D'UNE CENTRALE HYDROELECTRIQUE SUR LA RIVIERE DE IHAZAFOTSY-RANOHIRA-IHOROMBE - Site ANGONDONGODO - APD	B.E.T.C Nanala SARL Unip
2010	PROJET D'AMENAGEMENT D'UNE CENTRALE HYDROELECTRIQUE SUR LA RIVIERE DE MANDALO-CR MARITAMPONA-TSIROANOMANDIDY - Site MANDALOBÉ - APS	AIDER
2010	ETUDE A.P.D Site MANDALOBÉ	B.E.T.C Nanala SARL Unip
2010	PROJET D'AMENAGEMENT D'UNE CENTRALE HYDROELECTRIQUE SUR LA RIVIERE D'ANDRIAMIHAVANA-AMBINANINDRANOATSINANANA - Site ANDRIAMIHAVANA - APS	B.E.T.C Nanala SARL Unip

2010	PROJET D'AMENAGEMENT D'UNE CENTRALE HYDROELECTRIQUE SUR LA RIVIERE D'ANDRIAMBOLA-ANTOBY EST-MIARINARIVO II - Site ANTOBY EST - APS	B.E.T.C Nanala SARL Unip
2010	ETUDE HYDROLOGIQUE D'ANDRIAMIHAVANA à MAHANORO en vue d'un Aménagement hydroélectrique	?
2010	AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE D'ANDRIAMIHAVANA a MAHANORO	?
2010	Mission hydrologique dans la région de Sofia	Razafindrabe Simon
2010	Des potentiels naturels à exploiter	Expansion Madagascar
2010	PROGRAMME RÉGIONAL DE DÉVELOPPEMENT RURAL (PRDR) Région ITASY	Groupe de Travail pour le Développement Rural (GTDR)
2009	Preliminary study for expansion of Manandona Hydroelectric power plant in M/car	newjec inc.
2009	PROJET D'AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE DU SITE D'ANGODONGODO SUR LA RIVIERE D'IHAZOFOTSY - APS	B.E.T.C Nanala SARL Unip
2009	ETUDE DE PREFAISABILITE D'UN GRAND AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE POUR LES RESEAUX INTERCONNECTES A MADAGASCAR DANS LE CADRE DU PLAN DE RESTRUCTURATION ET DE RENOVATION DU SECTEUR DE L'ENERGIE ET DE L'ELECTRICITE - Phase 1 : COMPARATIF DES AMENAGEMENTS ET PROPOSITION DU SITE POUR LA PREFAISABILITE DE PHASE 2	SOGREAH
2009	MICP Programme National de Renforcement de la Compétitivité des Industries de Madagascar	Ministère de l'économie, du commerce et de l'industrie
2009	Erosion Rates and Sediment Sources in Madagascar Inferred from Be Analysis of Lavaka, Slope, and River Sediment	Cox et al.
2009	Madagascar Industrial Competitiveness Plan (MICP)	Ministère de l'économie, du commerce et de l'industrie
2008	Valorisation des Potentiels hydroélectriques pour l'Electrification rurale à Madagascar	ITECO Ingénieurs SA
2008	Électrification de 7 communes rurales par énergies renouvelables dans la région de ANDROY	Fondation Energies pour le Monde
2008	Tableau de bord environnemental - Région Atsinanana	Ministère de l'environnement, des forets et du tourisme
2008	PROGRAMME D'ENGAGEMENT ENVIRONNEMENTAL (PREE) AUDIT D'IMPACT ENVIRONNEMENTAL ET SOCIAL DU P R O J E T „RIANAN'I LEMANA“ OU LEMENA, POUR L'ELECTRIFICATION D'UNE ZONE RURALE A PARTIR D'UNE RESSOURCE HYDRO-ELECTRIQUE REGION DU VAKINANKARATRA	ADER
2008	DIAGNOSTICS DES INFRASTRUCTURES NATIONALES EN AFRIQUE	WB SSATP
2007	Etat d'inventaire des sites susceptibles d'alimenter la région de Tuléar	ORE
2007	Forest Management in Madagascar Logging within Marojejy National Park Mining & Conservation – Contested Spatial Coincidence Velondriake Community Project	Madagascar Conservation and Development
2006	Potentiel de développement de Micro/mini centrales hydroélectriques (max 200 KW)- Etude régionale, district d'Andapa	INTEGRATION Environnement & Energie
2006	Country energy information MADAGASCAR	Developing Renewables
2006	PNAT Politique Nationale de l'aménagement du territoire	UNDP Madagascar
2006	LES ENERGIES RENOUVELABLES A MADAGASCAR	MINISTERE DE L'ENERGIE ET DES MINES
2006	PROGRAMME DE DEVELOPPEMENT REGIONAL POUR LA REGION VAKINANKARATRA	DSRP
2006	PROGRAMME RÉGIONAL DE DÉVELOPPEMENT RURAL (PRDR) Région ATSIANANA	Groupe de Travail pour le Développement Rural (GTDR)
2006	POWER/WATER SECTORS RECOVERY AND RESTRUCTURING PROJECT	WB
2005	Étude énergétique des sites du Plan d'expansion au moindre coût	Hydro Québec

2005	Plan d'expansion au moindre coûts des réseaux Plan de développement du parc de production	Hydro Québec International
2003	ETUDE D'AVANT PROJET SOMMAIRE DE L'AMENAGEMENT HYDROELECTRIQUE DU SITE DE BEANDRAREZONA SUR LA RIVIERE BEANDRAREZONA	?
2003	MONOGRAPHIE DE LA REGION DE SOFIA	Ministère de l'agriculture, de l'élevage et de la pêche
2002	Etat d'inventaire des sites susceptibles d'alimenter la région de Toamasina	JIRAMA
2002	Etat d'inventaire des sites susceptibles d'alimenter le réseau interconnecté TANA et la province d'Antananarivo	JIRAMA
2001	Aménagement hydroélectrique d'Antafofo	EDF
2001	Aménagement hydroélectrique d'Antetazambato	EDF
2001	Aménagement hydroélectrique de Lohavanana	EDF
2001	Aménagement hydroélectrique de Volobe	EDF
2001	PLAN D'EXPANSION AU MOINDRE COUT DU RESEAU INTERCONNECTE D'ANTANANARIVO RAPPORT R3-0 ETUDE PRELIMINAIRE DES CANDIDATS HYDROELECTRIQUES	EDF Sogreah
2001	PLAN D'EXPANSION AU MOINDRE COUT DU RESEAU INTERCONNECTE D'ANTANANARIVO RAPPORT R3-1 PEMC du Parc de Production	EDF Sogreah
2001	PLAN D'EXPANSION AU MOINDRE COUT DU RESEAU INTERCONNECTE D'ANTANANARIVO RAPPORT R3-2A ETUDE DU RESEAU CIBLE 2015	EDF Sogreah
2001	PLAN D'EXPANSION AU MOINDRE COUT DU RESEAU INTERCONNECTE D'ANTANANARIVO RAPPORT R3-2B PEMC DU RESEAU	EDF Sogreah
2001	PLAN D'EXPANSION AU MOINDRE COUT DU RESEAU INTERCONNECTE D'ANTANANARIVO RAPPORT R4 PLAN D'INVESTISSEMENT A COURT TERME	EDF Sogreah
2001	PLAN D'EXPANSION AU MOINDRE COUT DU RESEAU INTERCONNECTE D'ANTANANARIVO RAPPORT R5 ELABORATION DES COUTS DE FOURNITURES	EDF Sogreah
2001	PLAN D'EXPANSION AU MOINDRE COUT DU RESEAU INTERCONNECTE D'ANTANANARIVO RAPPORT R6 SYNTHESE GENERALE	EDF Sogreah
2000	PLAN D'EXPANSION AU MOINDRE COUT DU RESEAU INTERCONNECTE D'ANTANANARIVO RAPPORT R1 ETUDE DU MARCHE	EDF Sogreah
2000	PLAN D'EXPANSION AU MOINDRE COUT DU RESEAU INTERCONNECTE D'ANTANANARIVO RAPPORT R2-1 IDENTIFICATION DES CANDIDATS HYDRAULIQUES	EDF Sogreah
2000	PLAN D'EXPANSION AU MOINDRE COUT DU RESEAU INTERCONNECTE D'ANTANANARIVO RAPPORT R2-2 IDENTIFICATION DES CANDIDATS THERMIQUES	EDF Sogreah
2000	Mini centrale hydroélectrique de la "Lokoho aval" à Andapa - étude de faisabilité	Tractebel Engineering
2000	La dynamique du secteur privé à Madagascar	AFD
1999	PLAN D'EXPANSION AU MOINDRE COUT DU RESEAU INTERCONNECTE D'ANTANANARIVO RAPPORT RM Mesures d'urgence	EDF Sogreah

1999	PLAN D'EXPANSION AU MOINDRE COUT DU RESEAU INTERCONNECTE D'ANTANANARIVO RAPPORT R0 DONNEES D'ENTREES DU PROJET	EDF Sogreah
1998	Données hydrologiques de la rivière Vohitra	JIRAMA
1993	Inventaire de la ressource en eau et mini-centrales	ORSTOM
1993	Fleuves et rivières de Madagascar	ORSTOM Pierre Chaperon, Joël Danloux, Luc Ferry
1992	Actes des Journées de l'Eau Gestion des ressources en eau	ANDRIAMBOAVONJY et al.
1991	Etude des crues: Les données d'observations et estimation des débits maximums	ORSTOM
1989	Etude d'inventaire de sites pour aménagements hydroélectriques - Recensement des sites	Someah
1988	Mini et microcentrales hydroélectrique à Madagascar TOME 2	COYNE et BELLIER
1988	Etudes de mini et micro centrales hydroélectriques à Madagascar	Coyne&Bellier
1986	Aménagements connexes à la construction du barrage réservoir d'Ankarahotra	APD - Note hydrologique
1986	Réhabilitation de l'aménagement Hydroélectrique du Grand Volobe	Coyne&Bellier
1984	Etude d'hydrologie à usage agricole	ORSTOM
1982	Etude hydrologique de la Vohitra supérieure : Ankarahotra	Direction de la Météorologie
1981	Aménagement Hydroélectrique du Grand Volobe	Etude Préliminaire - Annexes
1981	Plan d'Equipement de la Zone Interconnectée Volume 1 - Tome 1 - Eléments de base	Coyne&Bellier
1981	Plan d'Equipement de la Zone Interconnectée - Vol 2 Aménagement hydroélectrique de Sahofika sur l'Onive	Coyne&Bellier
1981	Plan d'Equipement de la Zone Interconnectée - Vol 3 Aménagement hydroélectrique de Mahavola sur l'Ikopa	Coyne&Bellier
1981	Etude d'hydrologie à usage agricole Rapport d'installation et premières mesures	ORSTOM
1980	Barrage réservoir d'Ankarahotra - Rapport de factibilité	DAFECO
1978	Cyclones intéressant Madagascar (puis Saison cyclonique)	Direction de la Météorologie
1976	Etudes hydrologiques dans l'Ankaizina 1974-1976	ORSTOM
1972	Aménagement de la Vohitra - Chute d'Andekaleka	DAFECO
1972	ANNUAIRE HYDROLOGIQUE DE MADAGASCAR ANNEE 1968 -1969	ORSTOM
1971	Annuaire hydrologiques	ORSTOM
1971	BIOLOGIE COMPARÉE DE TILAPIA RENDALLI (BOULENGER) (Pisc. Cichl.) AU LAC ITASY ET AU LAC DE MANTASOA	ORSTOM, J. Moreau
1971	Propriété des Andosols de l'Itasy et de l'Ankaratra	ORSTOM
1970	Annuaire hydrologique de Madagascar	ORSTOM - Ministère des Mines et de l'Industrie de Madagascar
1969	Annales de Géologie Contribution à l'étude des surfaces d'aplanissement sur les Hautes Terres centrales malgaches	ORSTOM (Bourgeat et Petit)
1969	Application de la méthode de dilution (Jaugeages chimiques) sur les rivières de Madagascar	ORSTOM
1968	CARACTÈRES DES SURFACES D'APLANISSEMENT SUR LES HAUTES TERRES MALGACHES	ORSTOM (Bourgeat et Petit)
1967	Données hydrologiques de base	ORSTOM

1966	Données hydrologiques préliminaires pour 3 aménagements de Madagascar (Rogez/VOHITRA, Ranomafana/IKOPA, Volobe/Ivondro)	ORSTOM
1965	Etudes hydrologiques et programme de la décennie	UNESCO
1965	Bassins versants expérimentaux de l'Ankaboka	ORSTOM
1965	Etude des étiages des rivières Onilahy, Linta, Ménarandra et Manambovo en 1963 et 1964	ORSTOM
1965	NOTE HYDROLOGIQUE sur les RIVIERES des HAUTS-PLATEAUX de MADAGASCAR	ORSTOM
1965	L'Efaho à Fanjahira - Note Hydrologique	ORSTOM
1964	Monographie Hydrologique de l'Ikopa et de la Betsiboka	ORSTOM
1964	TENDANCES ACTUELLES DES i' ETUDES HYDROLOGIQUES DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE ET TECHNIQUE OUTRE-MER	ORSTOM
1962	Annales de Géographie Le massif volcanique de l'Itasy (Madagascar)	René Battistini
1959	Annuaire hydrologique de la France d'Outre-Mer	ORSTOM
1954	Mémoires de l'insitut Scientifique de Madagascar ETUDE SUR LES "LAVAKA"	Riquier
?	Aménagement hydroélectrique au site d'Ampandriambazaha sur le Mahavavy nord	Hydelec SA
?	Inventaire des sites	JIRAMA
?	ASSESSING THE IMPACTS OF CLIMATE CHANGE ON MADAGASCAR'S BIODIVERSITY AND LIVELIHOODS	Conservation International & WWF
?	Chute de l'Onibe à Andriamamovoka	EDF
?	Etude d'inventaire de sites pour aménagements hydroélectriques - Etude de reconnaissance de sites - rapport définitif	Someah
?	Listing de sites potentiels (hydro)	ADER
?	Sites hydroélectriques potentiels ORE	ORE