

TRACTEBEL ENGINEERING S.A.

Avenue Ariane, 7 – 1200 Brussels - BELGIUM
 tel. +32 2 773 99 11 - fax +32 2 773 99 00
 engineering@tractebel.engie.com
 tractebel-engie.com

TECHNICAL NOTE



Our ref.: **MADAG/4NT/0000007/000/00**

TS:

Imputation: P.009654/0004

RESTRICTED

Client:

Project: Madagascar - stratégie d'accès à l'ER

Subject: ASSISTANCE TECHNIQUE POUR L'ELABORATION D'UNE STRATEGIE D'ACCES À L'ÉLECTRIFICATION A MADAGASCAR, rapport de la tâche 1

Comments:

00	2016 11 14	FIN	*S. Leyder *M. Cavarretta *S. Watchueng	*V. Lambillon	*V. Lambillon
----	------------	-----	---	---------------	---------------

REV.	YY/MM/DD	STAT.	WRITTEN	VERIFIED	APPROVED	VALIDATED
------	----------	-------	---------	----------	----------	-----------

* This document is fully electronically signed on 2016 11 18.

PROJET PAGOSE - ELABORATION D'UNE STRATEGIE D'ACCES À L'ÉLECTRIFICATION A
MADAGASCAR

Rapport de la Tâche 1 : Evaluation du programme d'électrification en cours

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES.....	4
LISTE DES FIGURES	6
LISTE DES TABLEUX.....	8
ACRONYMES.....	9
LEXIQUE	11
1. INTRODUCTION	12
2. APPROCHE MÉTHODOLOGIQUE DE L'ÉTUDE	13
3. DIAGNOSTIC DE L'ACCES A L'ELECTRIFICATION A MADAGASCAR	16
3.1. Introduction	16
3.2. Les objectifs d'accès à l'électrification : la NPE, cadre de référence par excellence.....	18
3.3. Etat des lieux : situation actuelle en matière d'accès à l'électrification	20
3.3.1. Une évolution historique inconséquente du taux d'accès	20
3.3.2. Des services électriques peu fiables... ..	24
3.3.3. Et une faible pénétration de l'électricité	27
3.4. Diagnostic analytique en vue de la nouvelle stratégie d'accès à l'électrification	40
3.4.1. Analyse du cadre institutionnel et réglementaire.....	41
3.4.2. Aspects techniques de l'électrification	59
3.4.3. Modalités de financement.....	69
3.5. Problématiques saillantes du diagnostic	79
3.5.1. Les limites des plans directeurs indicatifs régionaux produits par l'ADER, dans le contexte de la NPE	80
3.5.2. Le mauvais encadrement du financement des infrastructures, de la gestion et de la conservation du patrimoine public.....	84
3.5.3. Les contraintes inhérentes à l'encadrement tarifaire actuel	88
3.5.4. Des engagements insuffisamment incitatifs pour l'électrification rurale et le développement des énergies renouvelables.....	96
3.5.5. L'incertitude qui pèse sur les investissements stratégiques nécessaires au développement des réseaux de transport.....	100
3.5.6. Le rôle insuffisamment moteur des Collectivités locales	102
3.5.7. L'absence de dispositions institutionnelles et réglementaires pour la maîtrise de la ressource en eau en vue de la valorisation hydroélectrique.....	103
4. CONCLUSION GÉNÉRALE	106

4.1.	Synthèse de l'ensemble des problèmes identifiés	106
4.2.	Données encore manquantes	108
4.3.	Prochaines étapes	108

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Méthodologie PPO	15
Figure 2 : Objectifs d'électrification horizon 2030 : options technologiques et ressources (Source : NPE)	19
Figure 3 : Répartition des énergies renouvelables dans le mix à l'horizon 2030	20
Figure 4 : Taux d'accès à l'électricité en Afrique	21
Figure 5 : Evolution du taux d'accès à l'électricité à Madagascar.....	21
Figure 6 : Répartition des localités ADER en fonction des technologies	22
Figure 7 : Répartition des projets ADER en fonction des technologies.....	23
Figure 8 : Délestages sur le réseau interconnecté de Tana entre 2011 et 2015 (Source : JIRAMA).....	24
Figure 9 : Pertes totales de la JIRAMA comparées aux pays de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO/SE4ALL).....	25
Figure 10 : Fiabilité des projets ADER en fonction des technologies.....	26
Figure 11 : Localités électrifiées en fonction de la fiabilité des technologies	27
Figure 12 : JIRAMA - Nombre de branchements BT réalisés et en attente	28
Figure 13 : JIRAMA - Nombre de branchements MT réalisés et en attente.....	28
Figure 14 : Taux de pénétration sur un échantillon de centres d'exploitation ADER	30
Figure 15 : Centres d'exploitation ADER concernés par l'analyse du taux de pénétration ...	31
Figure 16 : Population restant à couvrir	33
Figure 17 : Distance au réseau des populations restant à couvrir à proximité des agglomérations JIRAMA.....	34
Figure 18 : Répartition des populations restant à couvrir en fonction de la taille des localités et de l'éloignement aux réseaux MT de la JIRAMA	34
Figure 19 : Portefeuille d'investissement de l'ADER en fonction des technologies et du niveau de fiabilité.....	36
Figure 20 : Portefeuille ADER : investissement en fonction des technologies et du nombre de localités.....	36
Figure 21 : Intensité relative en capital des projets ADER en fonction des technologies.....	37
Figure 22 : Comparaison des coûts actualisés du kWh en fonction des options d'approvisionnement.....	38
Figure 23 : Opportunités d'électrification dans les agglomérations autour des grands centres JIRAMA (zoom sur Tana)	39
Figure 24 : Méthodologie de diagnostic institutionnel inspirée de l'Analyse systémique	41
Figure 25 : Graphe des flux aux interfaces entre les acteurs clés	48
Figure 26 : Exemple de grille IPD de la composante santé, dans la Région de Boeny (source : ADER).....	60
Figure 27 : Synthèse de l'approche de priorisation des localités à électrifier utilisée par l'ADER	61
Figure 28 : Illustration de l'accessibilité relative aux pôles de développement dans la Région de Boeny (Source : plan indicatif d'électrification de la Région de Boeny, ADER, 2010)	62
Figure 29: Répartition des pannes par cause dans les réseaux de distribution de la JIRAMA	64
Figure 30: Schéma de principe d'un réseau radial	65
Figure 31 : Structure du budget d'investissement du PERG à fin 2008. Source : ONE	86
Figure 32 : Eléments tarifaires moyens pour les centres ADER de l'échantillon	89
Figure 33 : Niveaux moyens de consommation mensuelle par abonné sur les systèmes ADER en 2015.....	91
Figure 34 : Ventas à pertes de la JIRAMA depuis 2010 (Ar/kWh)	93

Figure 35 : Potentiel solaire de Madagascar : source PVGIS (http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/)	96
Figure 36 : Puissance nominale des sites hydro recensés à Madagascar (source : base de données ADER)	98
Figure 37 : Répartition des sites hydro en fonction de seuils de puissances	98
Figure 38 : Principaux bassins fluviaux des sites hydroélectriques de plus de 5MW	105
Figure 39 : Accès à l'électrification à Madagascar - première approche simplifiée de l'Arbre à problèmes	107

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Répartition des populations restant à couvrir dans les agglomérations JIRAMA	33
Tableau 2 : Répartition des localités restant à électrifier dans les agglomérations JIRAMA	33
Tableau 3 : Accès à l'électricité à Madagascar - Principales fonctions et acteurs	47
Tableau 4: Matrice d'échanges	50
Tableau 5: Rôles des principaux acteurs	52
Tableau 6: Sujets aux frontières des responsabilités entres plusieurs acteurs	58
Tableau 7: Niveaux de tension à Madagascar	66
Tableau 8: Ecart de tension maximum au point de livraison à Madagascar	66
Tableau 9: Normes en application pour les transformateurs MT/BT à Madagascar	67
Tableau 10 : Données relatives à la situation financière de la JIRAMA (filrière de l'électricité et de l'eau confondues)	72
Tableau 11 : Investissements dans l'année 2014 dans les réseaux de la JIRAMA	73
Tableau 12 : Nombre de branchements réalisés et en instance dans le RI de la JIRAMA	74
Tableau 13 : Projets dans la production selon le rapport d'activité de la JIRAMA (année 2014)	75
Tableau 14 : Investissements en électrification rurale : contributions annuelles (Source : ADER, décembre 2015)	77
Tableau 15 : Ventes à pertes de la JIRAMA depuis 2010	93
Tableau 16 : Tarif JIRAMA – Août 2016 (Source : site Internet de l'ORE, www.ore.mg)	95

ACRONYMES

ADER	Agence de Développement de l'Electrification Rurale
ANDEA	Autorité Nationale de l'Eau et de l'Assainissement
Ar (ou MGA)	Ariary, devise malgache
BADEA	Banque Arabe pour le Développement Economique en Afrique
BEI	Banque Européenne d'Investissement
CTD	Collectivité Territoriale Décentralisée
DCOM	Direction Commerciale, JIRAMA
DDE	Direction de la Distribution de l'Electricité, JIRAMA
DEEL	Direction de l'Equipement Electrique, JIRAMA
DIR	Direction Inter-Régionale de la JIRAMA
DPS	Direction de la Planification Stratégique, JIRAMA
FNE	Fonds National de l'Electricité
Fokontany	Localité malgache
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
IDH	Indice de Développement Humain
IDA	Association Internationale de Développement (Banque Mondiale)
IPD	Indicateur de Potentiel de Développement
JIRAMA	Jiro sy rano malagasy, compagnie d'eau et d'électricité de Madagascar
KFAED	Kuwait Fund for Arab Economic Development
MALT	Réseau Moyenne Tension avec neutre effectivement mis à la terre
MEH	Ministère de l'Energie et des Hydrocarbures
MGA (ou Ar)	Ariary, devise malgache
NPE	Nouvelle Politique de l'Energie
OFID	The OPEC Fund for International Development
ORE	Office de Régulation de l'Electricité
PAGOSE Électrique	Projet d'Amélioration de la Gouvernance et des Opérations du Secteur Électrique
PDMC	Plan de Développement au Moindre Coût pour le secteur énergie
PND	Plan National de Développement
PNE	Plan National d'Electricité (d'Electrification)

PPO	Planification des Projets par Objectifs
PPP	Partenariat Public-Privé
RI	Réseau Interconnecté
RIA	Réseau Interconnecté d'Antananarivo
RIF	Réseau Interconnecté de Fianarantsoa
SE4ALL	Sustainable Energy for All
SHS	Solar Home System
SIG	Système d'Information Géographique
SSD	Systèmes Solaires Décentralisés
SWER	Single Wire Earth Return
SWS	Shield Wire Scheme
UM	Unité Monétaire
USD	Dollar américain

LEXIQUE

Accès

Le terme "accès" comprend non seulement l'accessibilité physique des biens et services énergétiques (c'est-à-dire la proximité entre les biens et services, et les consommateurs), mais aussi la consommation effective (utilisation réelle des biens et services).

(Source : NPE)

Taux d'accès

Proportion de la population ayant effectivement accès à l'électricité, au sens de la NPE

Electrification rurale

« Electrification Rurale » recouvre une partie du secteur de l'électricité auquel s'appliquent des normes et réglementations spécifiques et qui recouvre (i) l'ensemble des zones rurales ou périurbaines du territoire de la République de Madagascar sur lesquelles aucune installation électrique (réseau de distribution basse tension et/ou centrale de production) n'est implantée à la date de promulgation du présent décret, et (ii) l'ensemble des Centres Autonomes existants à ladite date et dont la puissance installée est inférieure à 250kW (iii) à l'exclusion de toutes les Installations d'Autoproduction.

(Art. 2 du Décret n°2003-510 modifiant le Décret n° 2002-1550 instituant l'Agence de Développement de l'Electrification Rurale, ADER)

Taux d'électrification

Proportion des localités électrifiées, au sens de la définition introduite par le Décret n°2003-510.

Taux de couverture de l'électricité

Proportion de la population résidant dans les localités électrifiées au sens du Décret n°2003-510.

Taux de pénétration de l'électricité

Proportion des ménages ayant effectivement accès à l'électricité au sens de la NPE dans une localité électrifiée au sens du Décret n°2003-510.

1. INTRODUCTION

L'accès à l'électrification à Madagascar est aujourd'hui limité. En 2014, le Plan National d'Electricité (PNE) produit par le MEH estime le taux d'accès en moyenne à 15,02% au niveau national, dont 5,21% en zone rurale et 55,38% en milieu urbain.

Différents facteurs font que ce taux d'électrification est faible, dont entre-autres :

- Le caractère **limité et en état de dégradation** du **réseau interconnecté** :
- La **faible santé financière des parties prenantes** du secteur électrique :
- Les **particularités géophysiques et démographiques** intrinsèques de Madagascar qui rendent complexe et coûteuse l'électrification rurale par extension de réseau.
- L'**absence d'une vision partagée du développement de l'accès à l'électrification**, malgré le contexte de réforme engagé depuis 1999 et la démultiplication d'intervenants qui en a découlé.

Au-delà de ces contraintes et difficultés, plusieurs facteurs positifs existent à Madagascar pour permettre d'augmenter rapidement le taux d'accès à l'électricité du pays. Notons entre autre :

- L'existence d'un **cadre réglementaire** spécifique à l'électrification rurale particulièrement depuis la réforme engagée en janvier 1999 et ayant notamment permis la création de l'ADER et du FNE ;
- L'existence de **nombreux mini-réseaux** dédiés à l'électrification rurale et la présence de nombreux partenaires privés qui viennent compléter l'action de la JIRAMA ;
- L'importance de la **planification du secteur électrique** pour les institutions.
- Le retour des **bailleurs de fonds**.
- La disponibilité de **nombreuses ressources renouvelables** (mini-hydro, soleil, biomasse, vent) dispersées sur le territoire national permettant d'alimenter localement les communautés rurales notamment.
- La **décroissance spectaculaire ces dernières années des coûts des technologies spécifiques** à l'électrification rurale, dont particulièrement celui des panneaux photovoltaïques, des compteurs prépayés, ...
- Le positionnement de grands **groupes industriels** sur le secteur de l'électrification rurale (SCHNEIDER, TOTAL, ENI, GOOGLE...) qui montre que ce secteur n'est plus seulement un axe de responsabilité sociale mais peut également constituer un business model rentable pour des investisseurs privés.

2. APPROCHE MÉTHODOLOGIQUE DE L'ÉTUDE

C'est dans ce contexte qu'intervient la présente étude, qui vise principalement l'élaboration d'une stratégie d'accès à l'électrification, assortie comme demandée dans les termes de référence d'un plan national d'électrification et d'un programme d'investissement prioritaire à court (3 ans) et moyen terme (10 ans).

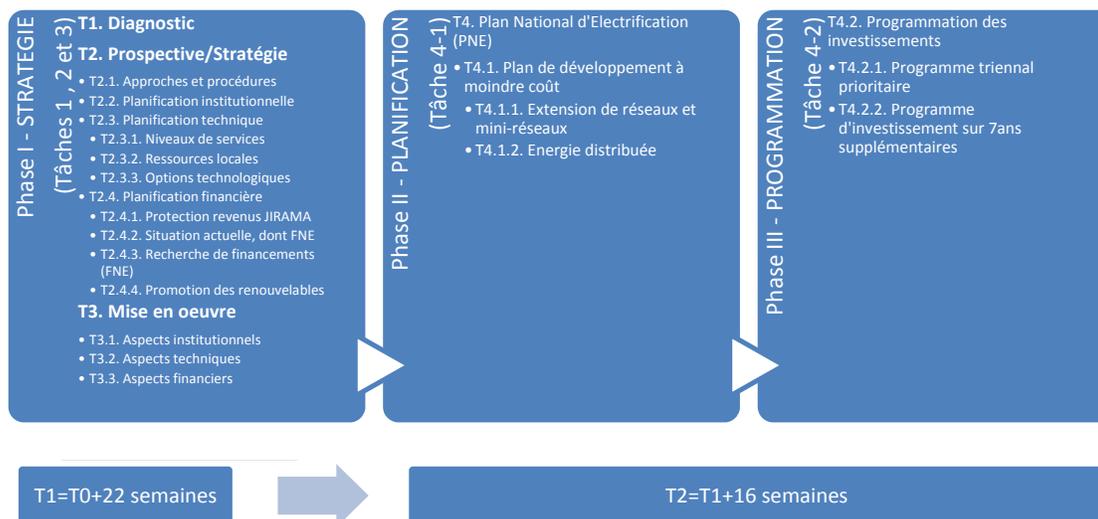
Cette stratégie doit répondre aux questions suivantes :

- Quels sont les objectifs réalistes d'accès à l'électricité pour les années à venir
- Quelle est la stratégie pour arriver à cet objectif ?
 - Quels sont les critères de sélection à intégrer dans la stratégie (priorité aux chefs-lieux administratifs, aux centres économiques, aux populations les plus faibles...)?
 - Qui fait quoi entre la JIRAMA, l'ADER, l'ORE, le MEH et comment s'assurer d'une vision commune ?
 - Quelles technologies sont les plus intéressantes (extension de réseau classique, SWER, SWS, SHS, mini-réseau...)
 - Quels sont les principes de financement de l'électrification rurale (Bailleur de fonds, acteur privé, PPP, FNE...)
- Comment mettre en place cette stratégie ? Quelles actions doivent être prises, et par qui, pour permettre une mise en œuvre efficace de cette stratégie.
 - Quels sont les besoins de formation ?
 - Faut-il revoir le cadre réglementaire ?
 - Faut-il revoir la politique tarifaire ?
 - Faut-il organiser des séminaires dédiés aux investisseurs privés ?

Pour y parvenir, le consultant propose une méthodologie en 3 phases :

- Phase I – STRATEGIE (Tâches 1, 2 et 3) ;
- Phase II – PLANIFICATION (Tâche 4.1) ;
- Phase III – PROGRAMMATION (Tâche 4.2)

Cette méthodologie est résumée dans le synoptique ci-dessous :



Comme précisé par le Consultant à l'occasion de l'Atelier de lancement, la phase I, au cœur de de cette étude, sera particulièrement marqué par un recours à deux approches méthodologiques complémentaires, à savoir la démarche dite de Planification des Projets par Objectifs (PPO)¹ et la Méthode du Cadre logique (MCL)², utilisées ici de manière simplifiée.

En particulier, la démarche PPO consiste en quatre principales étapes :

1) Diagnostic :

- **L'analyse des parties-prenantes** : il s'agit d'identifier et de caractériser les individus, groupes et institutions qui ont un rapport avec la problématique, afin de déterminer leurs intérêts et points de vue sur la question ;
- **L'analyse des problèmes** : les principaux problèmes sont identifiés et hiérarchisés selon une logique de type **causes-effets**, permettant de construire une arborescence des problèmes, avec différents liens de causalité, et d'ériger un **arbre à problèmes**.

2) Prospective :

- **L'analyse des objectifs** : formulés de manière positive, ces problèmes sont ensuite transformés en objectifs, faisant apparaître des relations de type **moyens-fins** (et non plus causes-effets) dans l'arborescence précédente, établissant désormais un **arbre à objectifs**.

¹ Méthode appelée ZOPP en allemand (Ziel-Orientierte Projekt-Planung), GOPP en anglais (Goal Oriented Project Planning), développée par l'Agence allemande de développement (GTZ) au début des années 80.

² La méthode du Cadre logique (logical framework), pour laquelle l'Union Européenne a élaboré un manuel pédagogique (http://ec.europa.eu/europeaid/multimedia/publications/manuals-tools/t101_fr.htm), s'avère particulièrement efficace lorsqu'il s'agit de donner une cohérence qualitative et quantitative par niveaux, entre les buts poursuivis et les moyens mis en œuvre dans le cadre d'un projet. Elle sera utilisée en Tâche 2, pour à l'issue du bouclage de l'analyse prospective.

- **L'analyse des stratégies** : l'arbre à objectifs offre dans certains cas plusieurs alternatives pour résoudre les problèmes identifiés, et cette ultime étape permettra d'en retenir une ou plusieurs constituer les stratégies du projet, tenant compte de critères de faisabilité tels que les ressources et capacités disponibles, les priorités des acteurs et bénéficiaires, les facteurs politiques, économiques, sociaux, environnementaux, etc.

La méthodologie PPO est résumée ci-après :

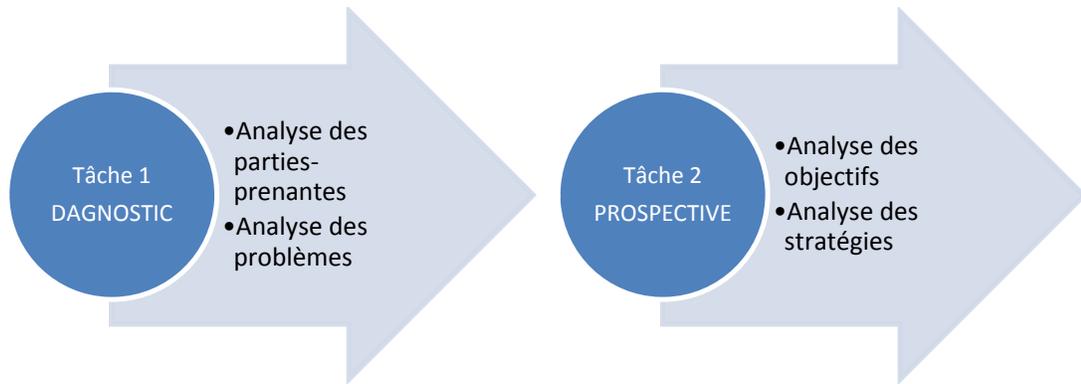


Figure 1: Méthodologie PPO

Ce rapport qui traite au final des deux étapes du diagnostic, constitue le rapport de la Tâche 1, à savoir le rapport d'évaluation du programme d'électrification en cours. En effet de façon spécifique, **l'analyse des parties-prenantes** est effectuée au chapitre 3.4.1 qui traite de façon globale du cadre institutionnel et réglementaire, tandis que **l'analyse des problèmes** fait l'objet d'une synthèse au chapitre 3.5.

3. DIAGNOSTIC DE L'ACCES A L'ELECTRIFICATION A MADAGASCAR

3.1. Introduction

Les termes de référence de cette étude suggèrent de procéder à un examen des procédures actuellement en vigueur pour la planification et la mise en œuvre des programmes d'électrification, comme préalable à la conception d'une nouvelle approche/stratégie d'électrification à Madagascar. Il s'agit en effet à ce stade, dans l'esprit de la démarche de Planification des Projets par Objectifs (PPO) proposée par le Consultant comme guide méthodologique de cette étude, d'identifier les obstacles qui entravent l'accès à l'électrification à Madagascar.

Un tel diagnostic ne peut cependant être objectivement réalisé qu'au regard à la fois :

- 1) des objectifs en matière d'accès à atteindre à l'horizon fixé ;
- 2) de la situation actuelle.

Ce cadre de référence étant fixé, l'évaluation portera ensuite sur l'analyse des moyens (politiques³, techniques et financiers) en vigueur et/ou à disposition dans le contexte actuel.

Ces différents points font l'objet des prochains chapitres :

- 1) Les objectifs d'accès à l'horizon 2030 sont tirés de la NPE, qui elle-même s'inscrit dans le cadre de l'initiative mondiale SE4ALL ;
- 2) L'état des lieux en matière d'accès à l'électrification est par la suite traité avec la mise en évidence de trois constats clés :
 - a) L'évolution inconséquente du taux d'accès au regard des enjeux ;
 - b) La faible pénétration de l'électricité là où elle est pourtant disponible et à proximité, qu'il s'agisse du périmètre de la JIRAMA ou des localités électrifiées par l'entremise de l'ADER ;
 - c) La mauvaise fiabilité du service électrique, également dans les deux cas de figure.

Conformément aux termes de référence, un diagnostic analytique des procédures actuellement en vigueur est ensuite réalisé sous trois principaux axes :

- 1) Institutionnel et réglementaire ;
- 2) Technique, et ;
- 3) Financier.

³ Politique sectorielle, cadres législatif, institutionnel et réglementaire

Ces analyses permettent d'identifier une série de problèmes, qui sont complétés par cinq problématiques saillantes, au regard du contexte et des objectifs recherchés :

- 1) Le mauvais encadrement du financement des infrastructures, de la gestion et de la conservation du patrimoine public ;
- 2) Les contraintes inhérentes à l'encadrement tarifaire actuel ;
- 3) Le caractère insuffisamment incitatif des engagements publics pour l'électrification et le développement des énergies renouvelables ;
- 4) Les incertitudes qui pèsent sur le maillon névralgique que constitueront les réseaux de transport d'électricité ;
- 5) Le rôle insuffisamment moteur des Collectivités locales

Pour compléter ce tableau, un sixième aspect qui constitue un risque à terme, est présenté comme étant celui de l'absence de dispositions institutionnelles et réglementaires pour la maîtrise de la ressource en eau en vue de sa valorisation pour la production de l'électricité.

En guise de conclusion, le rapport fait une synthèse des problèmes ainsi identifiés sous une forme arborescente, avec, dans un premier temps, un regroupement simplifié des problèmes en trois dimensions, (i) institutionnelles et réglementaires, (ii) techniques et (iii) financières.

Les prochaines étapes consisteront en une mise d'équerre de l'arbre à problèmes préalablement à la définition des objectifs stratégiques, en concertation avec le PAGOSE. Il s'agira de s'arrimer aux directives fixées par la NPE pour ce qui est du chapitre "éclairage et usage de l'électricité", mais aussi des composantes relatives aux énergies renouvelables et aux aspects institutionnels, réglementaires et financiers, et ce dans le respect des principes de la méthode de Planification des Projets par Objectifs (PPO), telle que proposée par le Consultant.

3.2. Les objectifs d'accès à l'électrification : la NPE, cadre de référence par excellence

Au niveau international, les objectifs en matière d'accès à l'électricité ont été fixés dans le cadre de l'initiative "Sustainable Energy for All" (Energie durable pour tous, SE4ALL). Lancé en 2011 par les Nations Unies, ce programme mondial vise en effet, à l'horizon 2030, les objectifs suivants :

- 1) L'accès pour tous à l'énergie ;
- 2) Le doublement du taux global d'amélioration de l'efficacité énergétique, et ;
- 3) Le doublement de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique mondial.

Depuis juillet 2015, Madagascar dispose d'une Nouvelle Politique de l'Energie (NPE)⁴ qui s'insère dans le contexte du SE4ALL. La NPE a été complétée par une Lettre de Politique sectorielle pour la période 2015-2030.

Il s'agit là des deux principaux cadres de référence de l'orientation politique malgache dans le secteur énergétique à l'horizon 2030.

Dans le préambule de la Lettre de Politique, il est explicitement mentionné qu'il s'agit pour le Gouvernement malagasy "de faire passer de 15 à 70% le taux de desserte des ménages en électricité ou éclairage moderne à des prix abordables, recourant massivement aux sources d'énergies renouvelables, dans le but de préserver notre patrimoine écologique et participer à l'effort mondial de lutte contre les changements climatiques et leurs répercussions".

Au préalable, la NPE définit la notion d'accès, à laquelle est rattaché un principe de moindre coût :

Le terme "accès" comprend non seulement l'accessibilité physique des biens et services énergétiques (c'est-à-dire la proximité entre les biens et services, et les consommateurs), mais aussi la consommation effective (utilisation réelle des biens et services).

Pour l'objectif d'accès pour tous à une énergie moderne, le principe de "moindre coût" implique de viser un accès universel en considérant les différents besoins en énergie pour les différents segments de la population. Dans le cas de l'électrification, celle-ci débutera par les zones où elle est la moins chère (en fonction de la population desservie et de la facilité d'accès) et en l'étendant progressivement aux zones impliquant des coûts plus lourds. Le Gouvernement pourra aussi considérer une approche tenant compte des disparités sociogéographiques du pays et l'atteinte d'une majeure équité.

⁴ Document d'Etude de la Politique et Stratégie de l'Energie, Ministère de Energie et des Hydrocarbures, août 2015

La NPE décline ensuite l'objectif de 70% de taux d'accès à l'électrification (ou à une source d'éclairage moderne)⁵ en fonction de différentes filières ou options d'approvisionnement :

- 70% d'extension de réseau interconnecté (avec un mix de production à 75% hydroélectricité, 15% thermique à définir en fonction des développements d'hydrocarbure local, 5% éolien, et 5% solaire) ;
- 20% de mini-réseaux (avec un mix de production à 50% hydroélectricité, 20% biogaz à partir de balles de riz, 25% diesel, et 5% solaire)
- 5% de Systèmes Solaires Décentralisés (SSD) ;
- et 5% de lampes solaires.

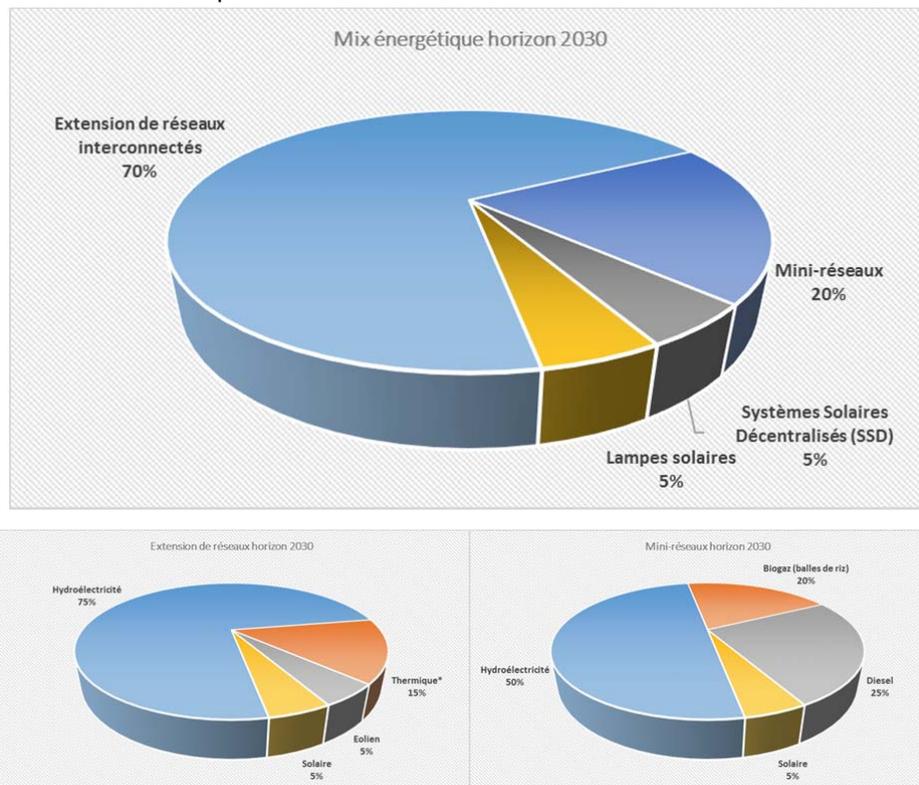


Figure 2 : Objectifs d'électrification horizon 2030 : options technologiques et ressources (Source : NPE)

Ainsi, 80% du mix énergétique visé pour 2030 sera d'origine renouvelable⁶, et la NPE précise que dans ce nouveau contexte, 60% des ménages, des commerces, et des industries devront adopter des mesures efficaces de consommation électrique, contre un taux de pénétration presque inexistant aujourd'hui.

⁵ En matière spécifique d'éclairage, la NPE indique que la majorité de la population (81,2% en 2010) utilise le pétrole lampant, qui se révèle pourtant être *un moyen d'éclairage mal adapté à la lecture, nocif, et dangereux, les émissions induites provoquant des maladies respiratoires et cardiaques, avec par ailleurs des risques majeurs de brûlures, d'incendies, et d'empoisonnement.*

⁶ Auquel il faudrait rajouter 5% de lampes solaires exclusivement destinées à l'éclairage.

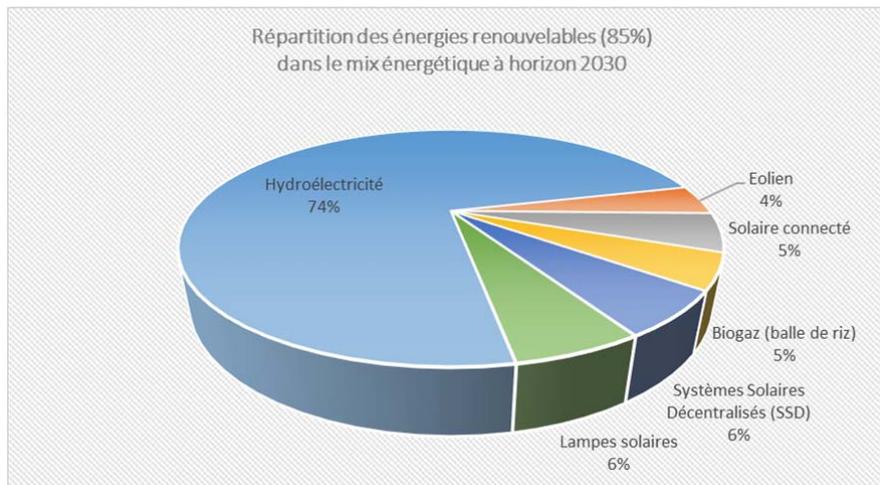


Figure 3 : Répartition des énergies renouvelables dans le mix à l'horizon 2030

Il convient en conséquence de noter que l'objectif à atteindre à l'horizon 2030 dans le cadre de l'élaboration de la stratégie sera bien celui de 70% d'accès à l'électricité (ou à une source d'éclairage moderne), conformément aux orientations fixées par la NPE7.

3.3. Etat des lieux : situation actuelle en matière d'accès à l'électrification

3.3.1. Une évolution historique inconséquente du taux d'accès

3.3.1.1. UN TAUX D'ACCÈS DES PLUS FAIBLES DE L'AFRIQUE

Le taux d'accès à l'électricité à Madagascar est l'un des plus faibles en Afrique, comme en témoigne la Figure 4 ci-après. D'après la NPE, seulement 15% des ménages avaient accès à l'électricité en 2013, soit 51% en milieu urbain et seulement 4.75% en zones rurales.

Au regard des statistiques historiques, cette situation ne s'est que modestement améliorée à la suite de la réforme opérée dans le secteur électrique dès 1999, et formalisée par la loi n°98-032 du 20 janvier 1999. Cette réforme a en effet consacré la libéralisation du secteur et son ouverture aux opérateurs privés.

Cependant, malgré les efforts entrepris depuis la création en 2002 de l'ADER comme suite à la réforme de 1999, le taux d'accès à l'électricité est resté globalement très faible.

⁷ Cet objectif a été validé en concertation avec les principaux acteurs à l'issue de l'atelier de lancement du projet le 5 septembre 2016, bien que les termes de références indiquaient un accès universel aux services d'électricité de qualité et à moindre coût sans en préciser l'horizon temporel.

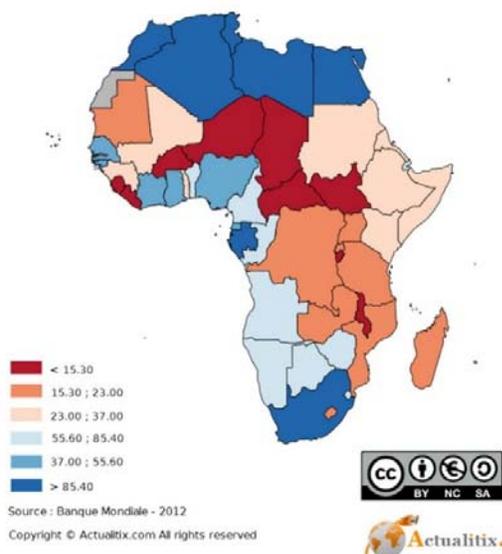


Figure 4 : Taux d'accès à l'électricité en Afrique⁸

3.3.1.2. LE FAIBLE RYTHME DES NOUVELLES ÉLECTRIFICATIONS MALGRÉ LA RÉFORME DE 1999

De surcroît, et comme l'illustre la Figure 5 ci-dessous, l'on constate par ailleurs que rythme d'électrification actuel est inconséquent. Au regard des enjeux, notamment ceux désormais fixés par la NPE, il n'a été que très légèrement influencé par les nouvelles dispositions institutionnelles et réglementaires.

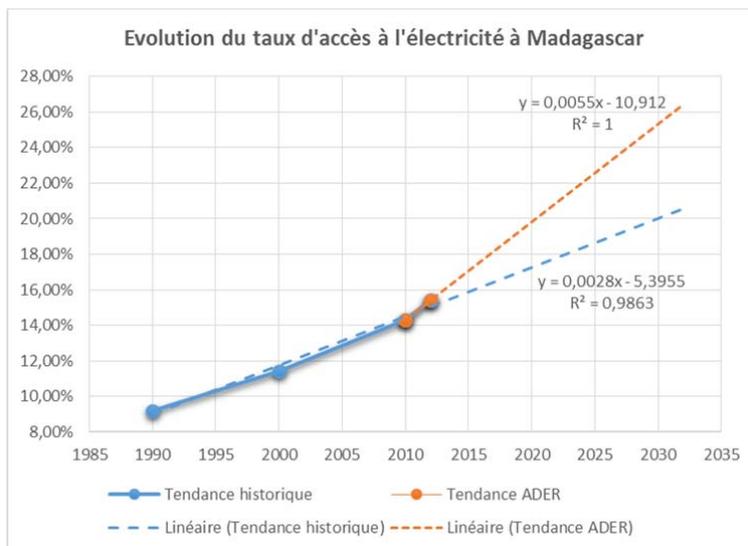


Figure 5 : Evolution du taux d'accès à l'électricité à Madagascar

⁸ <http://fr.actualitix.com/pays/afri/afrique-acces-a-l-electricite.php>

En effet, jusqu'en 2010, la tendance semble sensiblement constante, révélant finalement comme un simple transfert vers l'ADER des réalisations historiquement portées par la JIRAMA, qui dans le même temps faisait face à une crise sans précédent.

Dès 2010, l'on note cependant un léger frémissement positif de l'évolution du taux d'accès à l'électricité. Il faut dire que cette période correspond également à un changement de cap stratégique au sein de l'ADER qui bénéficie alors d'une assistance technique de la GIZ, avec notamment le démarrage de la réalisation de plans directeurs indicatifs au profit des 22 Régions, et la définition de portefeuilles de projets reposant sur une approche de priorisation plus rationnelle et à fort impact économique et social.

Malgré cela, l'évolution du taux d'accès observée demeure peu significative.

En effet si le rythme observé se poursuivait sans aucun changement, l'on n'atteindrait à l'horizon 2030 qu'un taux d'accès d'à peine 25% (en faisant l'hypothèse que la tendance impulsée par l'ADER particulièrement dès 2010 s'inscrit dans la durée), voire seulement de l'ordre de 20% si l'on s'en tenait à la tendance historique observée depuis les années 90, très loin des 70% désormais escomptés.

3.3.1.3. DES EFFORTS PORTÉS QUASI-EXCLUSIVEMENT PAR L'ADER

L'ADER, qui porte depuis lors l'essentiel des nouvelles électrifications, affiche cependant un bilan de réalisations pour le moins modeste compte tenu des enjeux, y compris en extension des réseaux de la JIRAMA (environ 1/3 des projets et un peu moins de 30% des localités bénéficiaires). Quant à elle, la JIRAMA, confronté à une importante crise financière, semble avoir de fait abandonné la réalisation de nouvelles électrifications à l'ADER (Voir plus loin aux chapitres 3.4.2.1.1 et 3.4.3).

En septembre 2015, les statistiques à l'ADER faisaient état de ce que c'est un total de 210 localités qui ont été nouvellement électrifiées à l'initiative de l'ADER.

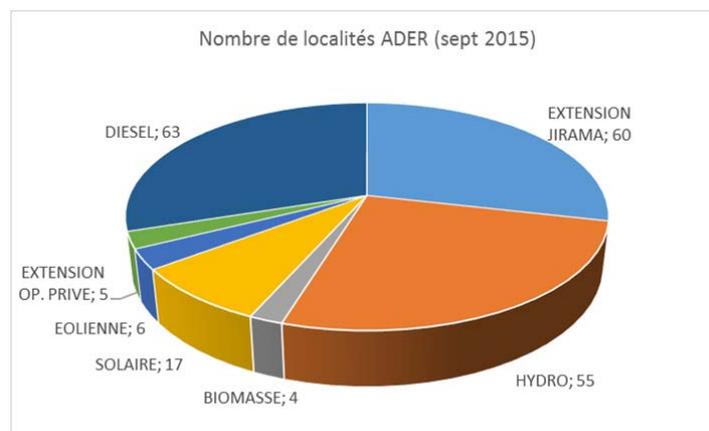


Figure 6 : Répartition des localités ADER en fonction des technologies

Ces localités sont alimentées à partir de différentes sources d'énergies :

- 31% par extensions des réseaux JIRAMA, dont un peu moins de 8% gérés par des opérateurs privés tiers
- 30% par le diesel
- 26% par des petites centrales hydroélectriques
- 8% par le solaire
- 3% par l'éolien
- 2% par la biomasse

Ces localités ont été électrifiées isolément ou en grappes, pour un total de 155 projets.

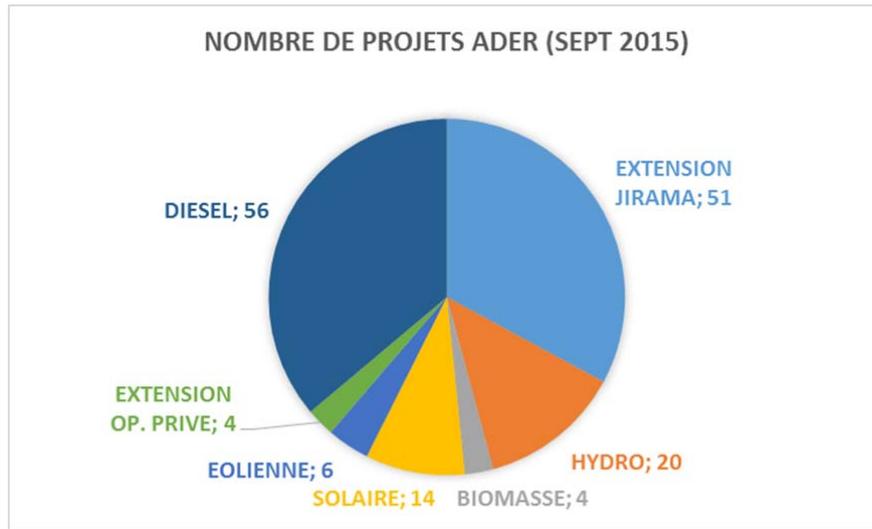


Figure 7 : Répartition des projets ADER en fonction des technologies

L'agence étant opérationnelle depuis 2004, cela équivaut à une moyenne d'environ 19 localités nouvellement électrifiées chaque année. Or sur les près de 17479 fokontany que compte la Grande île, moins de 1000 localités sont aujourd'hui électrifiées, soit un taux d'électrification⁹ de moins de 5%. Il est alors évident que ce n'est pas au rythme actuel que l'électrification globale de Madagascar sera rapidement atteinte.

⁹ Nombre de localités électrifiées rapporté au nombre total de localités, différent du taux d'accès à l'électrification au sens de cette étude, et qui représente le nombre de ménages ayant effectivement accès à l'électricité ou à un éclairage de source moderne.

3.3.2. Des services électriques peu fiables...

3.3.2.1. JIRAMA - LA FAIBLESSE DE LA QUALITÉ DU SERVICE SUR LES RÉSEAUX

3.3.2.1.1. Le recours systématique au délestage

Les services de la JIRAMA sont globalement de très faible qualité, avec tout particulièrement un important recours fréquent au délestage, y compris sur le Réseau Interconnecté (RI) de Tana où il atteint des proportions exceptionnelles¹⁰.

Ce délestage structurel résulte d'une diminution drastique de la puissance disponible, en raison notamment du vieillissement et de la dégradation conséquente du parc de production¹¹.

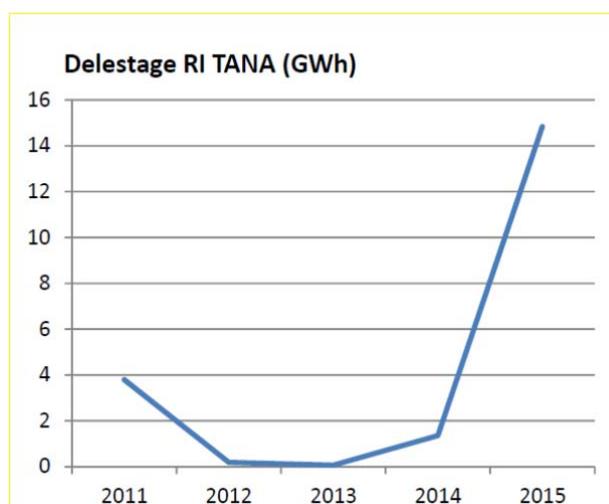


Figure 8 : Délestages sur le réseau interconnecté de Tana entre 2011 et 2015 (Source : JIRAMA)

3.3.2.1.2. Une qualité de service globalement médiocre

Le chapitre 3.4.2.2.1 ci-après consacré à la situation des réseaux de distribution démontre la faiblesse de la qualité de service de la JIRAMA qui exploite 114 centres urbains et ruraux.

Les principaux problèmes rencontrés sur les réseaux s'expliquent par (i) une surcharge des transformateurs qui font également l'objet de pannes régulières, (ii) la vétusté des matériels et équipements et à un manque sensible de travaux de maintenance provoquant des coupures fréquentes, (iii) la fourniture d'énergie à cause de la vétusté, (iv) la qualité médiocre de la tension en MT et BT livrée chez les clients, (v) des vols fréquents des câbles en exploitation.

¹⁰ Jusqu'à 2% de la demande desservie, soit 14Gwh

¹¹ Sur le RI de Tana, le plus important à la fois en termes de production et de demande, la puissance disponible en 2015 n'était que de 167.7MW sur 298.76MW installées, soit une disponibilité de 56%.

3.3.2.1.3. Un niveau de pertes très élevé

De plus, le niveau des pertes, techniques et non techniques, de l'ordre de 35%, est notoirement élevé, en comparaison de ce qui peut être observé par exemple dans les pays de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO).

Il faudrait aller dans des pays particulièrement en crise et où les distributeurs d'électricité sont en situation critique comme en Guinée, en Guinée Bissau ou en Sierra Léone, pour observer des taux plus élevés qu'à Madagascar. En comparaison, ces pertes sont de l'ordre de 17% dans des pays comme le Niger, le Burkina Faso ou encore le Sénégal.

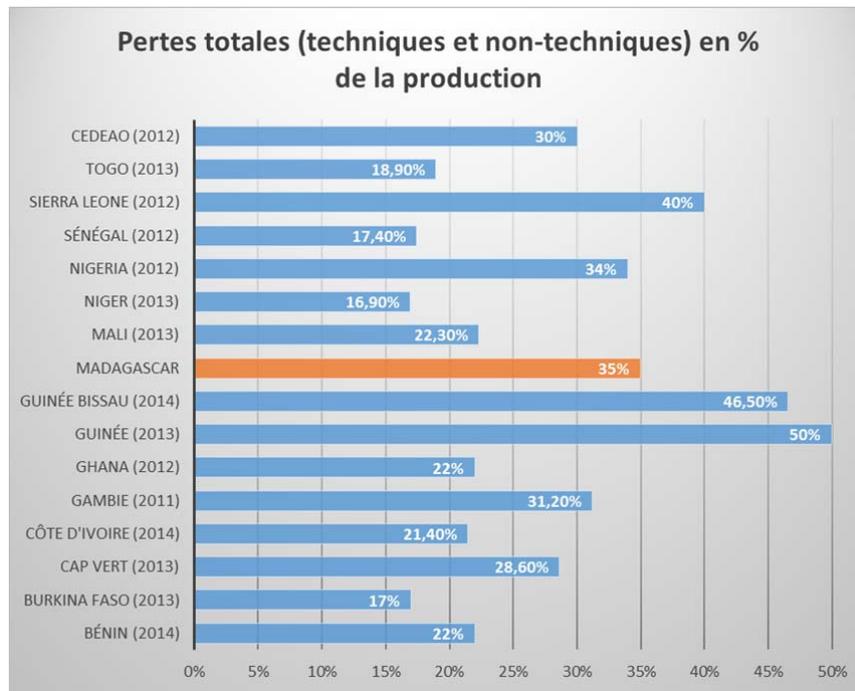


Figure 9 : Pertes totales de la JIRAMA comparées aux pays de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO/SE4ALL)¹²

Le niveau élevé des pertes sur les réseaux observé à Madagascar s'explique à la fois par la saturation des réseaux de distribution de la JIRAMA, et une importante pratique de la fraude au niveau des consommateurs¹³.

¹² <http://www.se4all.org/actions-commitments/country-level-actions>

¹³ Source : NPE

3.3.2.2. ADER - UNE PROPORTION ÉLEVÉE DE SYSTÈMES DÉJÀ À L'ARRÊT

Dans un contexte marqué par un rythme d'électrification faible, l'on note paradoxalement que près de 30% des projets réalisés par l'ADER sont déjà à l'arrêt, moins de dix années après leur mise en service. En proportion, les projets diesel sont les moins fiables (plus de la moitié sont à l'arrêt), tandis qu'à l'autre extrême, les projets en extension de réseaux JIRAMA sont à 100% en état de marche¹⁴.

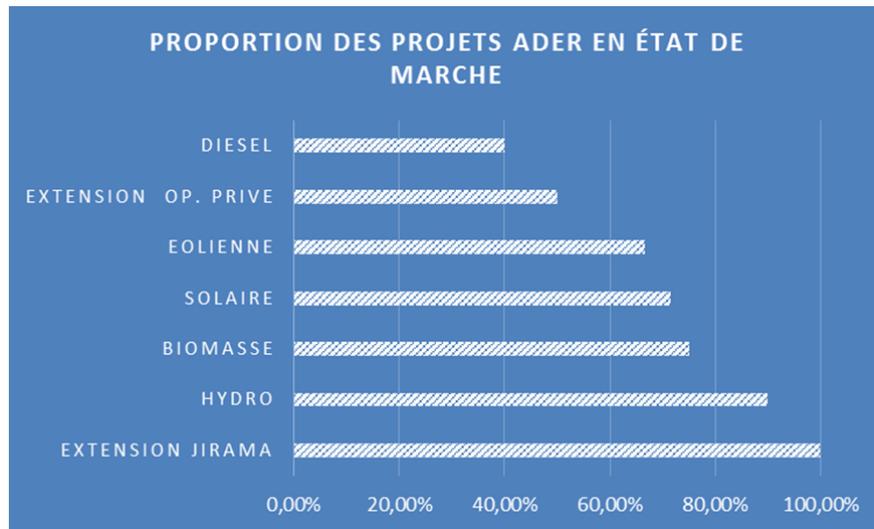


Figure 10 : Fiabilité des projets ADER en fonction des technologies

De façon contradictoire, on constate que la proportion de localités alimentées par du diesel, pourtant historiquement réputé peu fiable dans le contexte de Madagascar, est relativement importante, comparée à celle des localités alimentées par des énergies renouvelables. La petite hydroélectricité fait cependant exception, révélant de ce point de vue une orientation technologique cohérente de la part de l'ADER.

¹⁴ La gestion de tels projets par un opérateur privé autre que la JIRAMA n'est pas une bonne option. De tels projets sont en effet pour moitié à l'arrêt, remettant en cause non pas la technologie, mais les modalités d'exploitation et certainement de vente de l'énergie à un tarif autre que celui de la péréquation pratiqué par la JIRAMA.

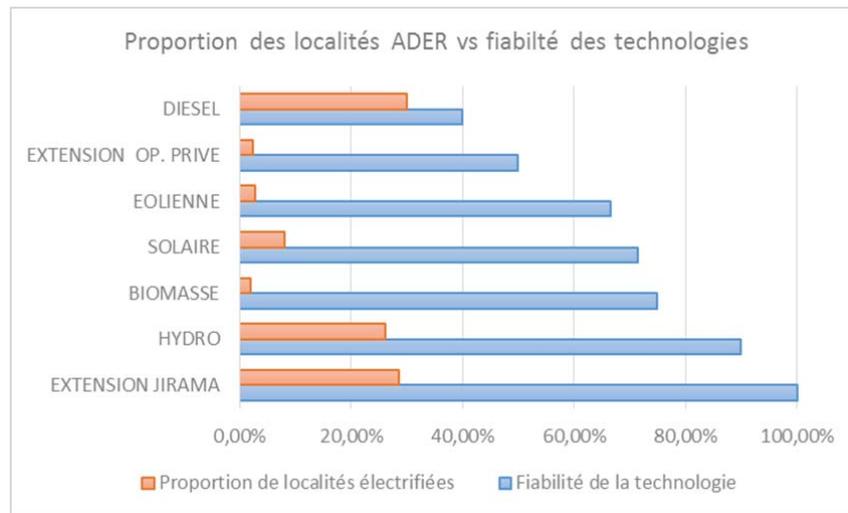


Figure 11 : Localités électrifiées en fonction de la fiabilité des technologies

3.3.3. Et une faible pénétration de l'électricité

Il est évident que le premier potentiel de multiplication à moindre coût de l'accès à l'électricité se situe là où le service existe déjà, ou à proximité des systèmes existants. Or, à Madagascar, on constate globalement une faible dynamique de densification et d'extension de proximité du service électrique.

3.3.3.1. JIRAMA - UNE DENSIFICATION PEU SIGNIFICATIVE DES BRANCHEMENTS

Le faible taux d'accès observé s'explique tout d'abord par une densification peu conséquente de la distribution dans les localités déjà électrifiées.

L'on observe en effet que la JIRAMA qui peine à satisfaire la demande de ses abonnés dans son portefeuille, ne réalise que très peu de nouveaux branchements en termes de densification dans des localités déjà électrifiées. A ce propos, la proportion des demandes de branchement non satisfaite par la JIRAMA est particulièrement illustrative de cette situation.

Les graphiques qui suivent présentent l'évolution du nombre de branchements BT/MT réalisés par la JIRAMA sur la période 2010-2014, avec une mise en évidence de la proportion de plus en plus conséquente des demandes restées sans suite bien qu'ayant été payées par les usagers.

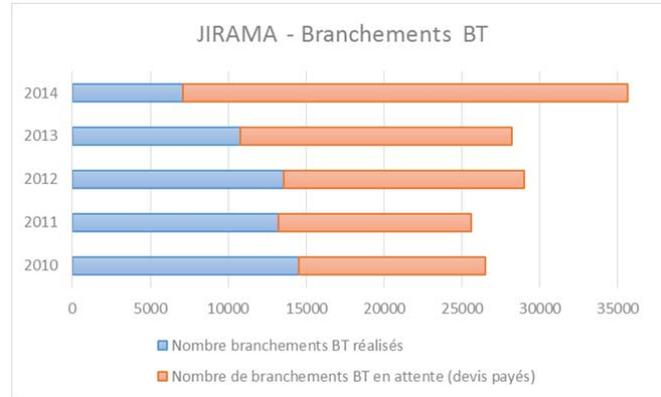


Figure 12 : JIRAMA - Nombre de branchements BT réalisés et en attente

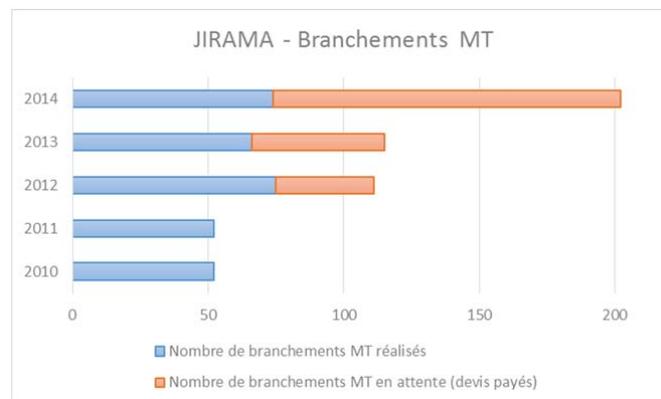


Figure 13 : JIRAMA - Nombre de branchements MT réalisés et en attente

Il s'agit en une réalité d'un fait historique. Sur la période 2001-2011, les ventes d'électricité sont déjà relativement faibles. L'observation de leur évolution sur cette période indique en effet qu'elles sont passées de 644 236 MWh en 2001 à 882 910 MWh en 2011, soit une croissance moyenne de l'ordre de 3,2% chaque année¹⁵. Dans des contextes de pays en développement, des compagnies de distribution d'électricité peuvent afficher le double de ce taux ou même des taux à deux chiffres¹⁶.

¹⁵ Sources : Diagnostic du secteur de l'énergie à Madagascar (WWF, 2012) et Rapports d'activités ONEE et ENEO.

¹⁶ De l'ordre de 7 à 8% au Maroc ou de l'ordre de 10 à 11% au Cameroun (Rapports d'activités de l'ONEE et d'ENEO)

Dans le même temps, le nombre d'abonnés est passé de 320.817 en 2001 à seulement 444.575 en 2011, soit une croissance moyenne de 3,3% chaque année, représentant moins de 15.000 nouveaux abonnés annuels durant cette décade, soit deux à quatre fois moins que ce l'on peut observer dans d'autres pays¹⁷.

La situation ne s'est pas améliorée depuis lors, et semble au contraire s'empirer, au regard du nombre de plus en plus important de demandes de branchements pourtant payées mais qui demeurent non satisfaites.

3.3.3.2. ADER - DE FAIBLES TAUX DE CONNEXION EN SITUATION D'ÉLECTRIFICATION

Comme rappelé en préambule de ce rapport, ces taux de connexion sont des taux de pénétration effective de l'électricité en situation d'électrification.

Dans les centres d'exploitation initiés sous la houlette de l'ADER, une analyse du taux de pénétration de l'électricité (nombre de ménages ayant effectivement accès à l'électricité rapporté au nombre total de ménages) a été effectuée.

L'analyse repose sur un échantillon de 12 centres d'exploitations¹⁸, tenus par 6 opérateurs¹⁹, alimentés à partir de différentes technologies²⁰, et dont les dates de mises en service se situent entre 2005 et 2015. Les localités concernées ont par ailleurs une population comprise entre 1200 et 11.000 habitants, et se situent dans 6 des 22 régions que compte la République de Madagascar.

Les données commerciales qui ont servi de base à cette analyse ont été mises à disposition par l'ADER.

Comme le montre la carte de la Figure 15, les localités ainsi sélectionnées couvrent par ailleurs l'ensemble des quatre zones homogènes en termes de niveaux de revenus (très bas, bas, moyen, haut), introduites dans le rapport de lancement, ainsi que toutes les quatre strates de populations (500-1999, 2000-4999, 5000-9999 et plus de 10000 habitants), à l'exception donc de la première (0-499), qui serait a priori davantage candidate pour des solutions de pré-électrification.

Comme on peut le voir sur la Figure 14 ci-dessous, aucun centre ADER ne franchit la barre de 50% de taux de pénétration, à l'exception de Ambolobozobé, dans la Région de Diana, électrifiée au moyen d'un système hybride éolien (30kW)-diesel (15kW), gérée par la société MAD'EOLE et mis en service en 2010.

¹⁷ Sénégal, Cameroun, Burkina Faso

¹⁸ MALAIMBANDY, MANDOTO, MANERINERINA, ANJAJIA CENTRE, SOAVINA, MAHATSINJO, MAHAZOMA, ANTANIMBARY, SAHAMADIO, ANDRANOFASIKA, ANTSIAFABOSITRA et AMBOLOBOZOBE

¹⁹ POWER & WATER (2), CASIELEC (5), HIER (1), SERMAD (2), JIRAFI (1) et MAD'EOLE (1)

²⁰ Diesel (6), biomasse (2), hydro (2), éolien (1), extension réseaux JIRAMA (1)

On constate cependant que dans ce cas exceptionnel situé dans une zone à hauts revenus moyens, (i) le nombre de clients (281) est resté le même sur les trois années 2013, 2014 et 2015 pour lesquelles les statistiques ont été mises à disposition, (ii) la facturation est forfaitaire²¹, et (iii) le taux de recouvrement est très faible sur cette période (18%, 20% et 30%, respectivement pour chacune de ces années ci-dessus).

Par ailleurs, le taux de croissance du nombre d'abonnés qui est en moyenne de 7% pour la période 2013-2014 et de 1,3% pour la période 2014-2015, est cependant extrêmement variable d'un site à l'autre. Aux extrêmes, l'on observe par exemple des désabonnements de l'ordre de 22.5% sur Anjajia-centre (mis en service en 2009) sur la période 2014-2015, et une croissance exceptionnelle de 26,6% à Malaimbandy sur la période 2013-2014, plutôt normale pour cette localité, dans la mesure où celle-ci a été électrifiée en 2013 (effet d'engouement initial pour les premiers branchements).



Figure 14 : Taux de pénétration sur un échantillon de centres d'exploitation ADER

En moyenne, le taux de pénétration dans les centres d'exploitation ADER de cet échantillon est de l'ordre de **34%** (28% hors Ambolobozobé), ce qui n'est pas favorable à une augmentation rapide du taux d'accès à l'électricité à Madagascar.

²¹ Classe A (moins de 300W, 10.000 Ar), Classe B (de 300 à 500 W, 15.000 Ar) et Classe C (supérieur à 500W – tarif fonction de la puissance installée). Les clients sont quasi-exclusivement de la Classe A (98.6%) et le reste en classe B.

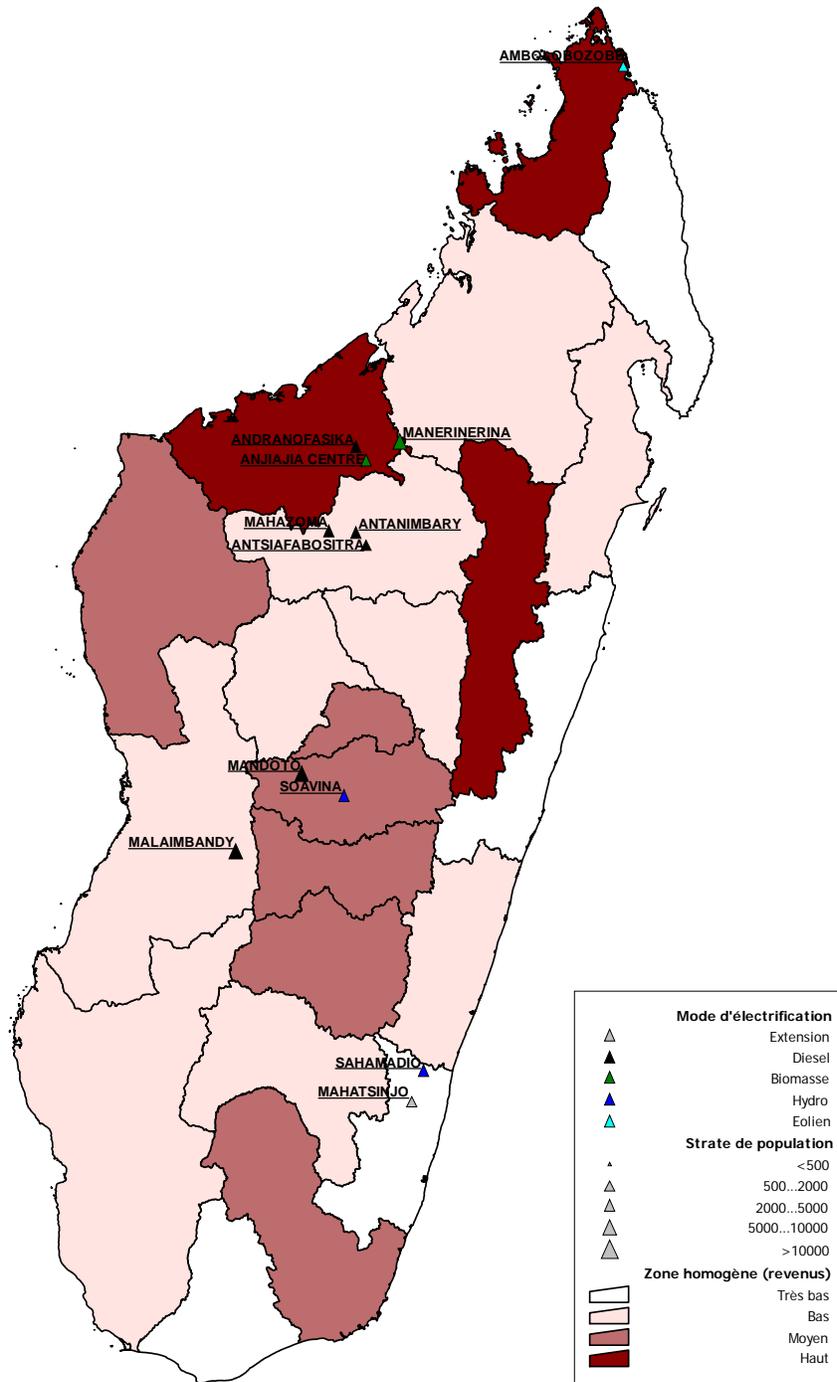


Figure 15 : Centres d'exploitation ADER concernés par l'analyse du taux de pénétration

3.3.3.3. UN POTENTIEL D'EXTENSION DES RÉSEAUX JIRAMA FAIBLEMENT EXPLOITÉ

Le faible taux d'électrification à Madagascar est d'autant plus critique qu'une analyse de la répartition démographique établit que 80% de la population malgache réside dans des localités de 500 à 4999 habitants. *Cette frange de localités représente donc la cible stratégique majeure en matière d'accès à l'électricité à Madagascar.*

Malheureusement, il s'agit également de près de 86% de l'ensemble des localités. Ainsi, même si le taux d'électrification n'est surtout pas à confondre en théorie avec le taux d'accès, les deux ratios semblent se rapprocher dans le contexte spécifique de Madagascar, au regard de la dispersion de la population, ce qui dans un premier temps recommande comme seule solution **de booster significativement le rythme actuel des nouvelles électrifications pour atteindre les objectifs fixé à l'horizon 2030.**

3.3.3.3.1. Approche statistique du potentiel d'extension

Cependant, comme déjà indiqué dans le rapport de lancement, une analyse démo-spatiale révèle une situation significative qu'il conviendrait de prendre en compte autour des sept (7) centres JIRAMA²², dans le but d'accélérer à moindre coût l'accès à l'électrification, en procédant par une extension des réseaux JIRAMA, d'autant plus que la NPE recommande que 70% de l'objectif escompté soit atteint par extension des réseau interconnecté²³.

En effet, même si 78% de la population malgache est rurale, on note que plus de la moitié de la population globale (52,2%) se retrouve à moins de 100km des principaux centres de production actuels de la JIRAMA.

Mieux, en désignant par *taux de couverture*, la proportion de population actuellement dans des localités électrifiées, on constate que celui-ci est actuellement de 18,3% à l'échelle de Madagascar. Autrement dit, ce sont près de 82% des malgaches qui ne vivent pas dans une localité électrifiée.

Il convient alors de noter que sur cette population non couverte, pas loin de la moitié (près de 46,5%) se retrouvent dans ce qu'il conviendra désormais de désigner par *agglomérations électriques de la JIRAMA*, à savoir un ensemble de localités situées à moins de 100km d'un des sept centres de production actuels (Voir Figure 23 ci-après).

²² Il s'agit des 7 principales villes que sont Anatanarivo, Antsiranana, Toliary, Toamasina, Fianarantsoa, Antsirabe et Mahajanga.

²³ Les conditions de réalisation de cet objectif stratégique seront analysées en Tâche 2, en tenant notamment compte des contraintes liées à l'état actuel des systèmes JIRAMA et donc des investissements nécessaires pour la faisabilité des extensions de réseaux escomptés, comparé au développement de solutions décentralisées.

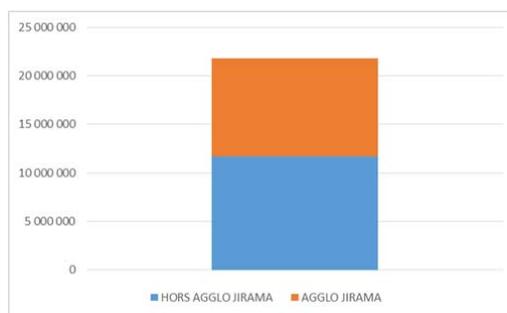


Figure 16 : Population restant à couvrir

Une analyse de la répartition des populations dans les localités non électrifiées et situées l'intérieur de ces agglomérations (soit plus de 10 millions d'habitants), en fonction de la distance aux réseaux MT existants, démontre que 31% de cette population est à moins de 5km des réseaux MT existants, 67% à moins de 25km, et 92% à moins de 50km.

	Moins de 5km	Entre 5 et 10km	Entre 10 et 25km	Entre 25 et 50km	Entre 50 et 75km	Entre 75 et 100km	Total
0-499	76728	33998	78433	62443	18988	1562	272152
500-1999	1359866	701516	1460844	1457403	417389	67842	5464860
2000-4999	1116869	430974	987497	908352	233630	24710	3702032
5000-9999	400205	22264	87465	133529	40816	10820	695099
>10000	252340	10155	0	13 517	0	16846	292858
Total	3206008	1198907	2614239	2575244	710823	121780	10427001
%	30,7%	11,5%	25,1%	24,7%	6,8%	1,2%	100,0%

Tableau 1 : Répartition des populations restant à couvrir dans les agglomérations JIRAMA

Ces populations aisément accessibles par extension des réseaux JIRAMA, résident dans 7014 localités, dont 27% se retrouvent à moins de 5km des réseaux MT existants, 66,3% à moins de 25km, et 92,6% à moins de 50km.

	Moins de 5km	Entre 5 et 10km	Entre 10 et 25km	Entre 25 et 50km	Entre 50 et 75km	Entre 75 et 100km	Total
0-499	209	89	207	165	46	4	720
500-1999	1223	601	1269	1327	377	60	4857
2000-4999	373	156	354	332	81	9	1305
5000-9999	60	4	14	22	7	2	109
>10000	20	1	0	1	0	1	23
Total	1885	851	1844	1847	511	76	7014
%	26,9%	12,1%	26,3%	26,3%	7,3%	1,1%	100,0%

Tableau 2 : Répartition des localités restant à électrifier dans les agglomérations JIRAMA

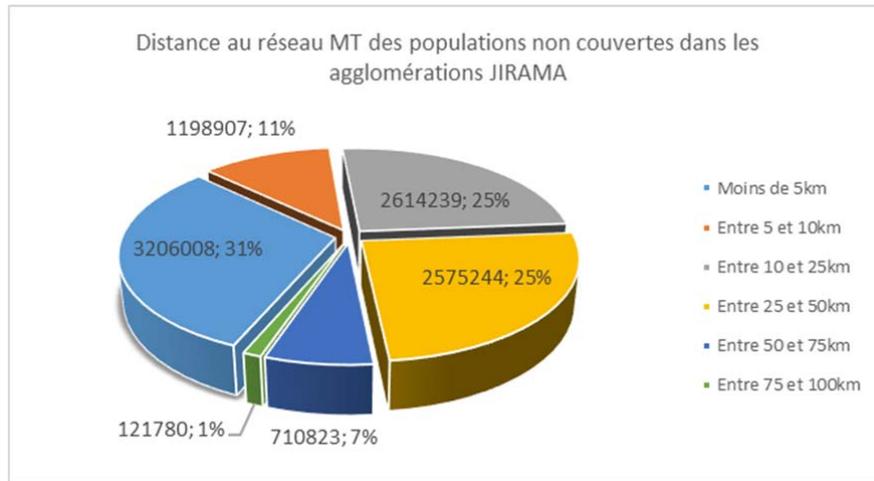


Figure 17 : Distance au réseau des populations restant à couvrir à proximité des agglomérations JIRAMA

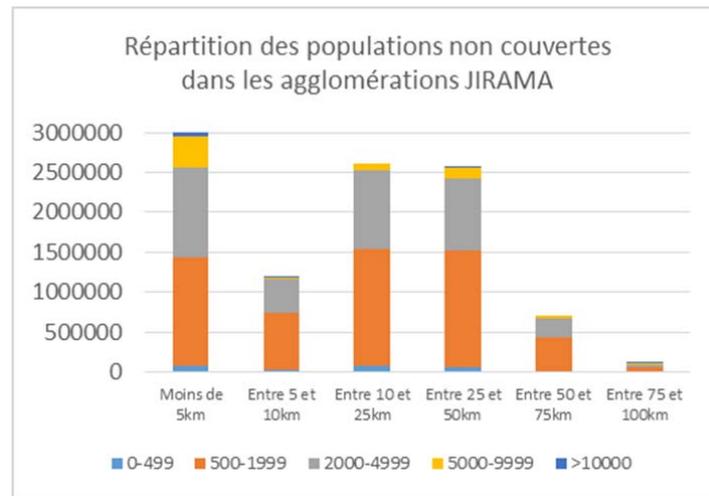


Figure 18 : Répartition des populations restant à couvrir en fonction de la taille des localités et de l'éloignement aux réseaux MT de la JIRAMA

Aussi, pour atteindre plus rapidement le très ambitieux objectif de 70% de taux d'accès à l'électrification à l'horizon 2030, il semble donc a priori pertinent à ce stade, tel que le propose la NPE, de compter, voire principalement, sur l'extension des réseaux de la JIRAMA. D'autant plus en raison de la fiabilité relative de cette option technologique dans le contexte des nouvelles électrifications (Voir chapitre 3.3.2.2 ci-après), et des relatifs faibles coûts directs d'investissement associés, en contradiction avec les choix technologiques actuels (Voir chapitre 3.3.3.2 ci-dessous).

3.3.3.3.2. De faibles investissements a priori injustifiés en extension de réseaux

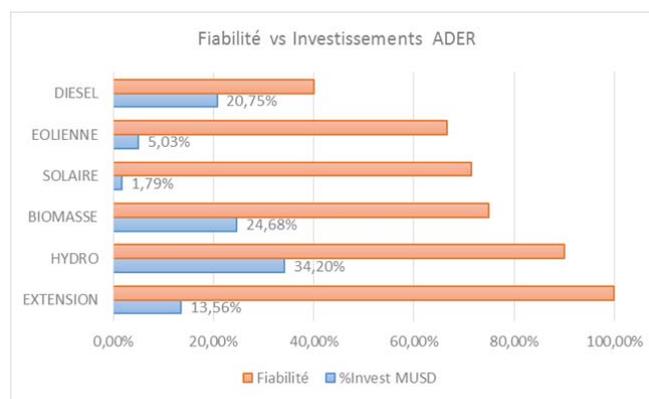
La JIRAMA a quasiment cessé ses investissements en extension des réseaux depuis plus de dix ans. Depuis la mise en route opérationnelle de l'ADER, pour laquelle elle contribue en partie, en sa qualité d'opérateur, au financement du Fonds National de l'Electricité (FNE). Sur la période 2010-2014, les Exploitants, dont la JIRAMA, ont ainsi contribué pour un peu plus de 24% à l'ensemble des investissements en électrification rurale²⁴.

Alors que le potentiel, en vue d'une augmentation rapide du taux d'accès à l'électricité, en termes à la fois d'efficacité et d'efficience, est considérable (voir chapitre 3.3.3.3 ci-dessus), l'on pourrait s'interroger sur les raisons qui justifient le faible recours aux extensions de réseaux par l'ADER, malgré les problèmes globaux de qualité de service décrits dans le chapitre précédent, au regard de la bonne fiabilité relative de ce type de projets.

L'analyse du portefeuille d'investissement de l'ADER depuis le démarrage de ses activités révèle en effet le relatif faible niveau de ressources consacré aux projets en extension de réseaux, comparés aux investissements consentis par exemple pour des projets diesel. Il s'agit pourtant de l'option d'approvisionnement relativement la plus fiable au regard des statistiques d'arrêts de systèmes illustrés par la Figure 10 précédente. Ce faible niveau relatif d'investissement s'observe également pour les projets solaires et éoliens²⁵.

Cette incohérence manifeste entre la part d'investissements ADER et l'impact recherché ne saurait se justifier uniquement par les problèmes de qualité de service sur les réseaux de la JIRAMA, au regard de la non-fiabilité constatée quant aux solutions diesel, pour lesquelles les niveaux d'investissements sont en proportion plus importants, pour une fiabilité non garantie dans près de 60% des cas.

La Figure 19 ci-après présente les niveaux relatifs d'investissement en fonction des technologies et de leur fiabilité constatée.



²⁴ Sources : situation des projets d'électrification rurale, ADER, décembre 2015.

²⁵ L'intérêt de l'ADER pour la petite hydroélectricité est cependant confirmé par l'analyse des investissements. Les projets hydro, qui par ailleurs permettent de desservir un peu plus du quart des localités actuellement électrifiées, représentent en effet un peu plus du tiers des investissements réalisés par l'ADER

Figure 19 : Portefeuille d'investissement de l'ADER en fonction des technologies et du niveau de fiabilité

La non pertinence de deux arguments (une priorité donnée aux objectifs quantitatifs / un souci d'optimisation de l'intensité en capital) qui auraient pu justifier le recours relativement inconséquent à l'option réseaux par l'ADER est développée ci-dessous :

1) L'hypothèse d'une priorité donnée aux objectifs quantitatifs

Même si ce choix n'est pas pertinent à termes en raison de la faiblesse de sa fiabilité, une première hypothèse de justification du recours aux projets diesels pourrait être le nombre proportionnellement significatif de localités impactées, d'autant plus du fait de la facilité de déploiement de la solution technologique.

En effet, en proportions relatives, le nombre de localités alimentées en diesel jusqu'en 2015 représente plus du double de celui des localités alimentées par des énergies renouvelables autre que la petite hydroélectricité (solaire, biomasse, éolien), qui souvent requièrent un backup thermique.

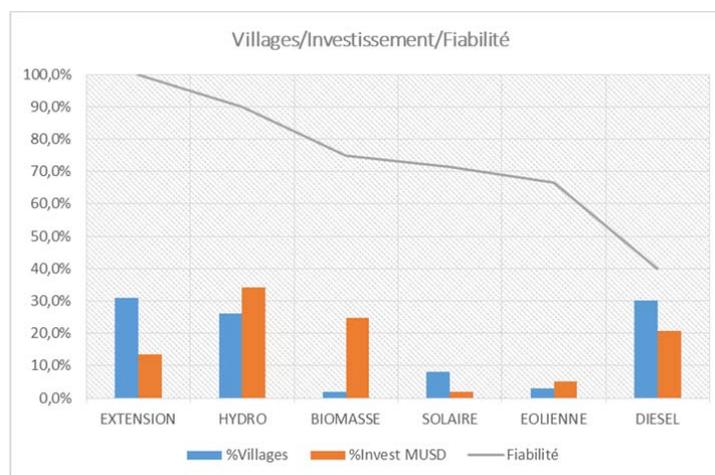


Figure 20 : Portefeuille ADER : investissement en fonction des technologies et du nombre de localités

Cette hypothèse sur le nombre ne résiste cependant pas à la faiblesse relative des investissements affectés par l'ADER aux extensions des réseaux JIRAMA, au regard de l'impact équivalent, voire légèrement plus conséquent des projets d'extension de réseaux, avec des niveaux d'investissements moins élevés.

2) L'hypothèse de l'optimisation de l'intensité relative en capital

Une seconde hypothèse qui pourrait justifier les choix technologiques actuels au niveau de l'ADER pourrait également être celle de la rationalisation de l'intensité relative en capital d'une technologie donnée, pour un impact équivalent en termes d'accès. Il s'agit du niveau d'investissement requis pour l'électrification d'une localité en fonction de la technologie.

Une analyse comparée du niveau historique moyen d'investissement affecté à l'électrification d'une localité en fonction des différentes technologies permet alors de se fixer. Sur une base de référence de 1000 Unités Monétaires (UM) investies et 100 localités électrifiées, l'analyse démontre effectivement, au regard du bilan des projets fournis par l'ADER, que cette intensité en capital est particulièrement élevée pour les projets à base d'énergies renouvelables²⁶ contrairement aux projets diesel.

Les coûts unitaires relatifs obtenus sont présentés dans la Figure 21 ci-après.

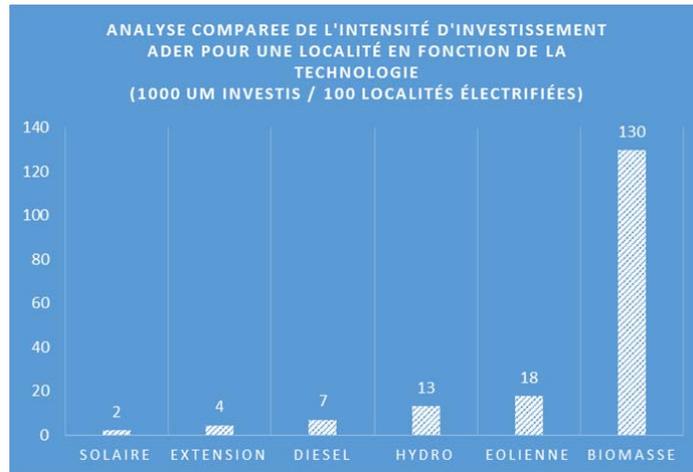


Figure 21 : Intensité relative en capital des projets ADER en fonction des technologies

L'on peut constater par ailleurs que les projets de valorisation de la biomasse, bien que relativement de bonne fiabilité, sont de ce point de vue particulièrement intensifs en capital sur cette période. Il s'agit probablement d'une situation exceptionnelle au regard des coûts d'investissement de référence présentés notamment dans la Figure 22. A l'analyse du portefeuille des projets ADER, on constate en effet que seulement quatre localités (soit moins de 2% de l'ensemble des localités électrifiées par l'ADER) ont été alimentées par cette technologie jusqu'en 2015, pour près de 25% de l'enveloppe budgétaire investie par l'ADER depuis le démarrage de ses activités.

²⁶ L'intensité relative du solaire, qui représente pour l'essentiel celui de projets de SHS n'est pas représentatif.

Le faible recours aux extensions de réseaux par l'ADER au regard de l'intensité en capital demeure absurde, d'autant plus dans la perspective des orientations fixées par la NPE, qui préconise le respect d'un principe de "moindre coût économique et financier"²⁷. Cette intensité relative en capital des projets ADER est à mettre en rapport avec le coût actualisé du kWh des différentes options technologiques pour l'alimentation des mini-réseaux, tels qu'analysés par la NPE et illustré par la Figure 22 ci-après.

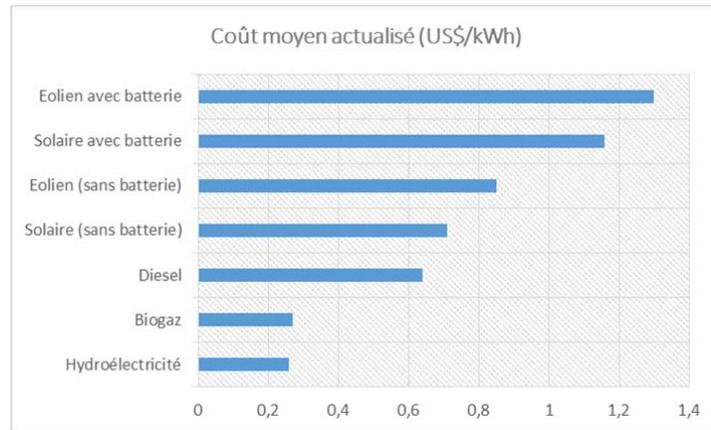


Figure 22 : Comparaison des coûts actualisés du kWh en fonction des options d'approvisionnement²⁸

Dans un tel contexte, seules des contraintes intrinsèques au système JIRAMA, et notamment de faibles capacités de production en amont, des difficultés techniques sur le réseau de transport/distribution et/ou des contraintes liées à la reprise en gestion de tels projets d'extension des lignes par la JIRAMA ou par des exploitants tiers, pourraient éventuellement justifier le statut quo à l'avenir.

²⁷ La NPE est fondée sur le principe fondamental du moindre coût au niveau financier et au niveau économique. Elle considère en effet les coûts et les bénéfices des externalités, ainsi que des facteurs tels que la création d'emploi et les bénéfices liés à la préservation du capital naturel. Ce principe a trois implications : (i) la neutralité technologique, (ii) la possibilité de développer des options énergétiques qui ne sont pas de moindre coût financier, mais créant des bénéfices économiques nets pour le pays, (iii) la priorisation des solutions qui offrent un avantage écologique comparatif en plus des bénéfices financiers et économiques.

²⁸ Source : Accès à l'électricité en Afrique subsaharienne : retours d'expérience et approches innovantes, AFD, 2012

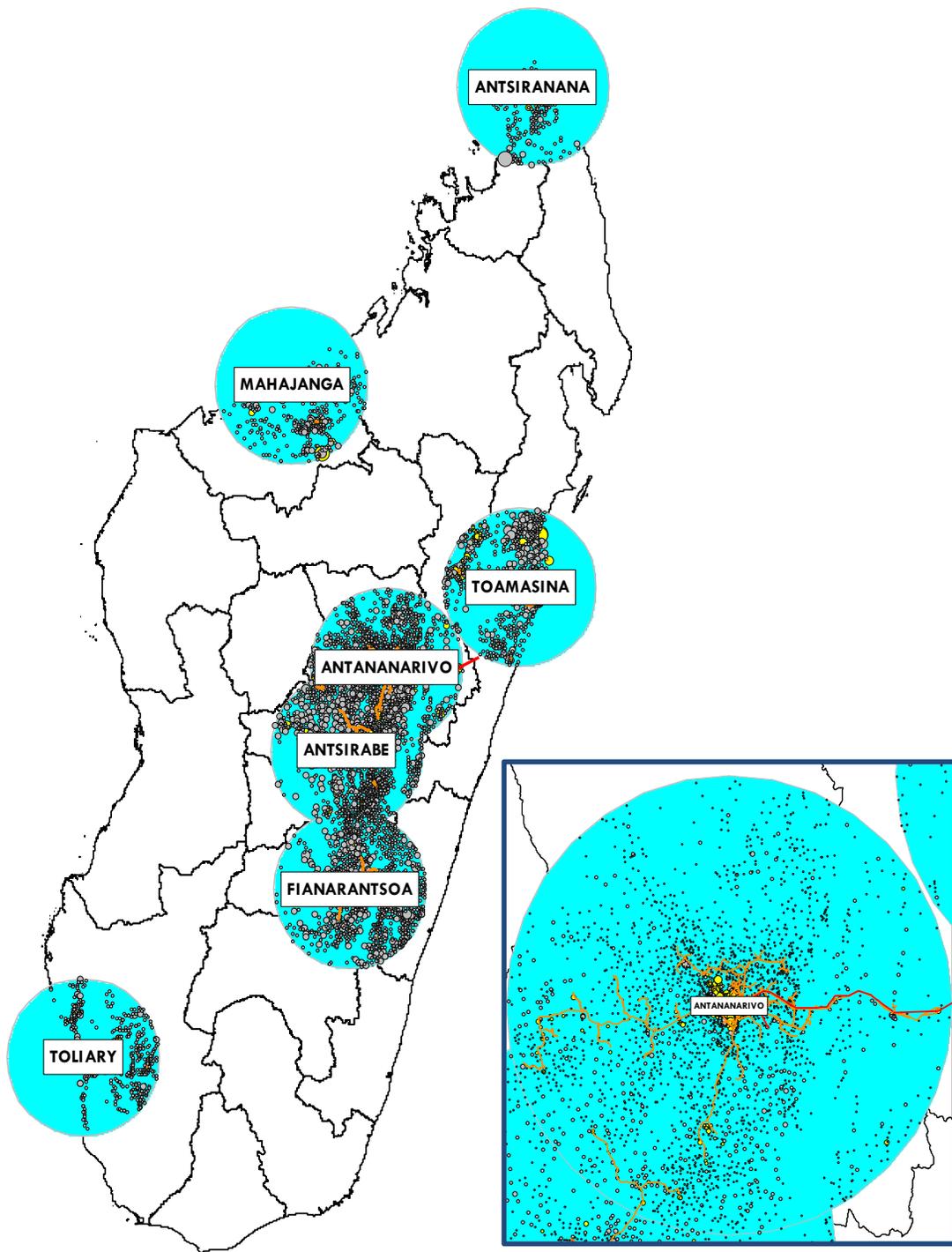


Figure 23 : Opportunités d'électrification dans les agglomérations autour des grands centres JIRAMA (zoom sur Tana)

3.4. Diagnostic analytique en vue de la nouvelle stratégie d'accès à l'électrification

Le chapitre de la NPE consacré à l'électricité et à l'éclairage²⁹ fait état de ce que les principales difficultés actuelles dans ce domaine sont essentiellement de deux ordres :

- La non-pertinence des ressources utilisées pour l'électrification (ou l'éclairage), induisant des conséquences sur :
 - Le coût compromettant de l'électricité pour les populations
 - La sécurité énergétique compromise par les ressources utilisées
 - La non-viabilité économique et environnementale
- La non-fiabilité des services électriques

L'état des lieux réalisé dans le chapitre précédent est conforté par ce diagnostic de la situation.

L'évaluation qui va suivre sera menée sous le prisme de ce qu'il conviendrait désormais de considérer comme étant la problématique globale de cette étude, à savoir, l'identification, dans le contexte malgache actuel, des contraintes à l'atteinte des objectifs d'accès à l'électrification, tel que fixés par la NPE et rappelés ci-dessus au chapitre 3.2 : *atteindre un taux d'électrification³⁰ (ou d'éclairage à l'aide de sources modernes) de 70% à l'horizon 2030, dont 70% par extension de réseau interconnecté, 20% par mini-réseaux (avec un mix de production à 50% hydroélectricité, 20% biogaz à partir de balles de riz, 25% diesel, et 5% solaire), 5% de Systèmes Solaires Décentralisés (SSD) et 5% de lampes solaires.*

Conformément aux orientations fixées par les termes de référence, une analyse critique du programme d'électrification en cours sera dans cette perspective menée selon les cinq (5) axes thématiques suivants :

- 1) Le rôle de chaque acteur ;
- 2) Le cadre réglementaire de l'électrification ;
- 3) Les critères de priorisation des zones à électrifier ;
- 4) Les normes pour la conception technique et la réalisation de projets d'électrification et la qualité des services fournis ;
- 5) Les modalités de financement.

Nous proposons de regrouper les axes 1 et 2, dans un chapitre qui traitera du cadre institutionnel et réglementaire de l'accès à l'électrification à Madagascar, de même que les axes 3 et 4, dans un chapitre consacré aux aspects techniques de l'électrification.

Ce diagnostic ainsi structuré en trois chapitres principaux, servira de base à l'établissement des nouveaux concepts de planification et de mise en œuvre qui seront traités par la suite dans le cadre des Tâches 2 et 3.

²⁹ Assistance pour le développement d'une Nouvelle Politique de l'Energie et d'une Stratégie pour la République de Madagascar, Phases 2 et 3, chapitre 2.3.1., Les usages de l'électricité et de l'éclairage en 2015, pages 22 à 26 (Ministère de l'Energie et des Hydrocarbures, août 2015).

³⁰ Electrification renvoie ici à la notion d'accès, telle que définie en prélude de ce rapport (lexique).

3.4.1. Analyse du cadre institutionnel et réglementaire

3.4.1.1. OBJECTIF

Etant donné le cadre institutionnel et réglementaire actuellement en vigueur, il s'agit d'apprécier la cohérence, particulièrement aux frontières des responsabilités, des missions confiées aux différents acteurs dans l'optique d'une amélioration des taux d'accès à l'électricité à Madagascar. Au-delà, il convient de s'assurer que l'ensemble des fonctions nécessaires pour atteindre les objectifs escomptés sont identifiées et convenablement pourvues, dans le cadre d'un système d'acteurs pertinent.

3.4.1.2. DÉMARCHE

La démarche proposée s'inspire de l'analyse systémique. Elle repose sur trois étapes principales :

- 1) **L'analyse fonctionnelle** qui a pour but d'identifier les principaux acteurs et les fonctions qui leurs sont attribuées. Les différents textes législatifs et réglementaires régissant le secteur de l'électricité et ceux relatifs à la décentralisation constituent la base essentielle de cette analyse ;
- 2) L'élaboration **d'une matrice et d'un graphe des flux** qui font une synthèse des fonctions partagées ;
- 3) La formulation **du diagnostic** à partir du graphe précédent. Sous le prisme des objectifs d'accès à l'électricité. Après avoir énoncé des commentaires généraux sur les capacités intrinsèques des acteurs à assumer les fonctions suscitées, le diagnostic apporte des éléments de réponse aux questions suivantes : (i) Y a-t-il des problèmes aux frontières des responsabilités, et si oui, lesquels ? (ii) Les fonctions identifiées sont-elles conséquentes et à la hauteur des enjeux ?

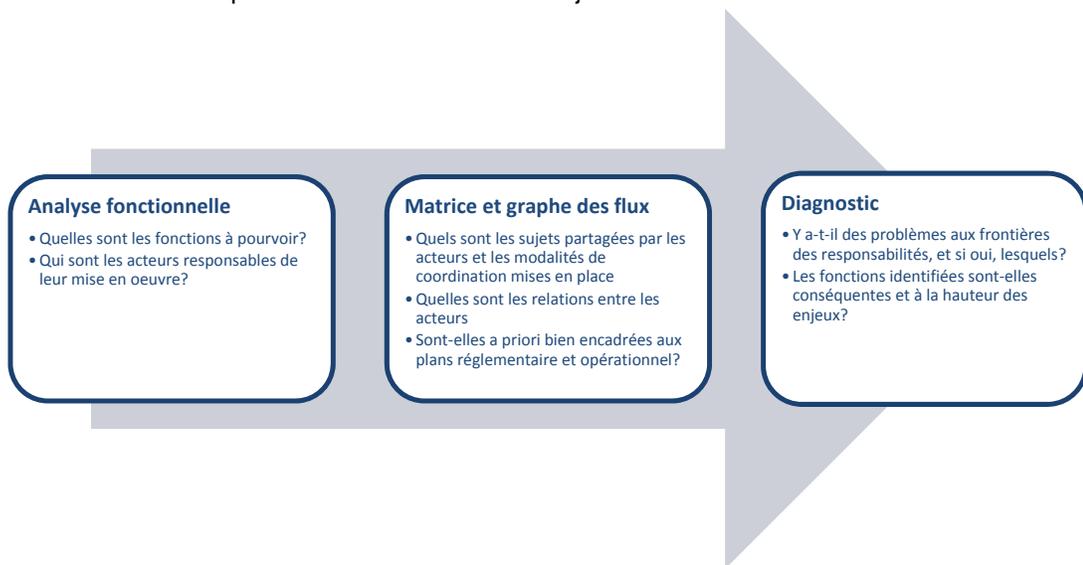


Figure 24 : Méthodologie de diagnostic institutionnel inspirée de l'Analyse systémique

3.4.1.3. ANALYSE FONCTIONNELLE

3.4.1.3.1. Le cadre institutionnel et réglementaire

Depuis la réforme adoptée par l'Assemblée Nationale le 22 décembre 1998 et matérialisée par la Loi n°98-032 du 20 janvier 1999 (La Loi)³¹, le secteur de l'électricité à Madagascar est caractérisé par sa libéralisation. En adoptant cette réforme, il s'agissait pour le Gouvernement de consacrer l'ouverture du secteur à la concurrence privée, notamment sur le segment de la production, mais aussi dans l'optique d'améliorer la qualité du service et la couverture électrique nationale.

Le dispositif réglementaire relatif à l'accès à l'électricité a par la suite été complété par différents textes additionnels et/ou subséquents, dont les plus significatifs sont les suivants :

- Loi n°2002-001 du 07 Octobre 2002, portant sur la création du Fonds National de l'Electricité (FNE)
- Décret n°2001-173 du 28 Février 2001, fixant les conditions et modalités d'application de la Loi 98-032
- Décret n°2001-803 du 19 Septembre 2001, précisant l'organisation et le fonctionnement de l'ORE, modifié par le Décret 2003-194 du 04 Mars 2003
- Décret n°2001-849 du 26 Septembre 2001, portant conditions et modalités de fixation des prix de l'électricité
- Décret n°2002-1550 du 03 Décembre 2002, instituant l'ADER, modifié par le Décret 2003-510 du 22 Avril 2003
- Arrêté n°3910/2009-MdE du 17 Juin 2009, portant modalités d'ajustement des tarifs de ventes d'électricité
- Loi 2015/039 du 9 décembre 2015 sur le partenariat publique-privé (PPP)

La réforme du secteur électrique a particulièrement été marquée par l'arrivée dans le secteur de deux nouveaux acteurs publics : l'Office de la Régulation de l'Electricité (ORE) et l'Agence de Développement de l'Electrification Rurale (ADER).

Préalablement à cette réforme, le processus de décentralisation est ancien à Madagascar. Engagé depuis la première République (1960-1972), il se caractérise par la création des Provinces et des Communes, comme Collectivités Territoriales Décentralisées (CTD) initiales. Ce processus sera marqué en 1994 par l'adoption de la Loi n°93-005 du 26 janvier 1994, portant orientation générale de la politique de décentralisation, et qui sera notamment complétée par la Loi n°94-007 du 26 avril 1995, relative aux pouvoirs, compétences et ressources des collectivités territoriales décentralisées. Après différentes réformes successives depuis 1975, les CTD à Madagascar sont désormais constituées des Régions (22) et des Communes (1549).

³¹ Dans la suite de ce rapport, "La Loi" fera référence à cette loi-cadre qui régit le secteur électrique à Madagascar.

3.4.1.3.2. Identification des principales fonctions

Des entretiens avec les principaux acteurs du secteur électrique à Tana (voir Rapport de lancement), et de l'analyse des textes régissant le secteur électrique, il ressort un ensemble de six (6) fonctions principales qui structurent la mission globale de service public de l'électricité à Madagascar, dans une optique de renforcement de l'accès :

- Politique générale du secteur de l'électricité,
- Régulation,
- Promotion et développement de l'électrification rurale,
- Financement des investissements contribuant à l'accès.
- Exploitation des systèmes
- Usage du service

De façon globale, la structure de l'industrie électrique adoptée par Madagascar à la suite de la réforme de 1999 s'apparente au modèle dit de « monopole intégré », où il est permis à quelques entreprises de faire concurrence à l'entreprise détentrice du monopole, en l'occurrence la JIRAMA, avec notamment la nécessité de promouvoir le développement de l'électrification rurale, et de réguler l'ensemble du système.

Pour tenir compte du processus de décentralisation en cours et des orientations faites dans ce sens par la Loi, ce corpus fonctionnels est complété par une fonction dite d'Administration locale, assurée territorialement par les collectivités locales. Ainsi, l'ensemble des sept (7) fonctions identifiées peut se décliner comme suit, à l'échelle nationale et locale :

- **A l'échelle nationale**, quatre principales fonctions structurent la mission de service public de l'électricité à Madagascar :
 - Politique générale du secteur de l'électricité,
 - Régulation,
 - Promotion et développement de l'électrification rurale,
 - Financement des investissements contribuant à l'accès.
- **A l'échelle locale**, les fonctions précédentes sont complétées par trois autres :
 - Administration locale,
 - Exploitation des systèmes
 - Usage du service

Le contenu de ces différentes fonctions et les acteurs qui les portent, sont présentés ci-après, conformément aux textes en vigueur.

3.4.1.3.2.1. Politique générale du secteur de l'électricité

A Madagascar, cette fonction comprend en particulier :

- L'élaboration de la politique générale en matière d'énergie électrique,
- Le lancement des appels d'offres en matière de Transport et de Distribution conformément à l'article 38 de la présente loi,
- La fixation par voie réglementaire des normes et spécifications techniques applicables aux Installations.

Elle est assurée par le Ministère en charge de l'énergie électrique, à savoir le **Ministère de l'Energie et des Hydrocarbures (MEH)**, conformément à l'article 3 de la Loi n°98-032 du 20 janvier 1999 portant réforme du secteur de l'électricité.

3.4.1.3.2.2. Régulation

Il s'agit en particulier :

- D'élaborer des plans de développement du secteur de l'électricité conformément à la politique énergétique nationale,
- De promouvoir la participation du secteur privé en matière de production, et de distribution d'énergie électrique dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires,
- De définir et mettre en œuvre les tarifs dans le respect des méthodes et procédures fixées par la Loi et les textes pris pour son application,
- De veiller à l'intérêt des consommateurs et assurer la protection de leurs droits pour ce qui est de la fourniture, de la qualité du service et du prix de l'énergie électrique,
- De veiller au respect du principe d'égalité de traitement des usagers par tout Exploitant du secteur de l'électricité,
- De suivre l'application des standards et des normes techniques par les opérateurs du secteur de l'électricité,
- De veiller au respect par les opérateurs du secteur de l'électricité, des conditions d'exécution des contrats de concession et d'autorisation,
- D'appliquer les sanctions prévues par la Loi et les textes pris pour son application.

Cette fonction incombe à l'**Office de Régulation de l'Electricité (ORE)**, conformément aux dispositions prévues au Titre IV de la Loi et par le décret n°2001-803 précisant l'organisation et le fonctionnement de l'Organisme Régulateur du secteur de l'Electricité et le décret n°2003-803 qui apporte quelques modifications au précédent.

3.4.1.3.2.3. Promotion et développement de l'électrification rurale

Dans le contexte de Madagascar, cette fonction comprend :

- La promotion de l'émergence et le développement rationnel d'Installations électriques en milieu rural, notamment au travers de l'attribution de subventions d'équipements prélevées sur le Fonds National de l'Electricité prévu à l'article premier de la Loi N°2002-001 du 7 octobre 2002 portant création du Fonds National de l'Electricité pour atténuer le tarif appliqué aux consommateurs ;
- La mise en place des conditions de viabilité technique, économique et financière des Exploitants en milieu rural, notamment par la promotion et l'émergence de nouveaux exploitants ainsi qu'une assistance technique à ces Exploitants;
- La veille, en coordination avec l'Organisme Régulateur, à la préservation des intérêts des clients finaux en milieu rural et renforcer la protection de leurs droits, notamment au travers d'une action tendant à promouvoir l'émergence de l'organisation de groupements représentant les clients des opérateurs en milieu rural, tant au niveau local que national ;

- Le suivi des activités relatives à l'électrification rurale dans tous ses aspects économiques, statistiques et techniques ;
- L'appui et le soutien aux initiatives de développement rural, et le bon fonctionnement des services sociaux ruraux de base
- La promotion et l'encouragement de la soumission de projets en matière d'Electrification Rurale. L'analyse périodique des demandes et l'octroi de financement et de subvention à la réalisation de tels projets.

La mission incombe à l'**Agence de Développement de l'Electrification Rurale (ADER)** conformément aux lois n°98-032 du 20 janvier 1999 portant réforme du secteur de l'électricité et n°2002-001 du 07 Octobre 2002 portant création du Fonds National de l'Electricité (FNE), et au décret n°2002-1550 instituant l'ADER, modifié en partie par le décret n°2003-510 du 3 décembre 2002.

3.4.1.3.2.4. Financement des investissements

Cette fonction concerne le financement des infrastructures électriques, dont celui du développement d'installations électriques en milieu rural, souvent structurellement déficitaires, notamment par des subventions accordées aux exploitants titulaires d'Autorisation ou de Concession.

Conformément à la Loi n°2002-001 du 07 Octobre 2002, elle est assurée dans le cadre de la gestion du **Fonds National de l'Electricité (FNE)**, destiné à financer les programmes de développement d'électrification rurale. Ce fonds est **géré de par l'ADER** tel que stipulé par le décret 2002-1150 et modifié en partie par le décret n°2003-510 du 3 décembre 2002.

3.4.1.3.2.5. Administration locale

Conformément aux textes sur la décentralisation et en particulier à l'Article 9 de la Loi n° 94-007 du 26 avril 1995 relative aux pouvoirs, compétences et ressources des Collectivités territoriales décentralisées, les **Régions** ont notamment compétence en matière d'établissement de schéma régional d'aménagement du territoire (eau et assainissement, route et **électrification**), d'établissement d'un programme-cadre et/ou "plan régional" de développement, et au cadrage et à la programmation des actions de développement d'envergure régionales notamment en matière d'aménagement hydro-agricole, de pêche, de promotion industrielle, artisanale et commerciale, de promotion du secteur des services, d'élevage, et à la gestion des routes, des pistes de desserte, de ponts et bacs autre que d'intérêt national.

De plus, la Loi n°98-032 précise que :

- L'élaboration des appels d'offres ou l'examen des candidatures spontanées en vue de l'attribution d'une Autorisation peut donner lieu à une consultation de tout autre Ministère concerné ainsi que des représentants des **collectivités locales** sur le territoire desquelles les Installations d'Electricité sont aménagées et exploitées (Article 9) ;
- L'élaboration des appels d'offres en vue de l'attribution de concession de production, transport et distribution peut donner lieu à une consultation de tout autre Ministère concerné ainsi que des **collectivités locales** sur le territoire desquelles les Installations d'électricité sont aménagées et exploitées (Article 13) ;

- L'Organisme Régulateur élabore une planification indicative pour le secteur de l'énergie électrique, après avoir recensé, en collaboration avec les **collectivités locales**, les Concessionnaires et Permissionnaires du secteur, les Industriels, les commerçants et les consommateurs, les besoins et les plans d'implantation et d'extension des installations de Production, de Transport et de Distribution d'électricité sur le territoire de la République de Madagascar. Sur cette base, il peut être chargé par le Gouvernement d'élaborer un programme d'appel d'offres dans le secteur de l'énergie électrique (Article 38).

La République de Madagascar compte actuellement 22 Régions et 1549 Communes.

3.4.1.3.2.6. Exploitation des systèmes électriques

Au sens de la Loi (article 1^{er}), un **Exploitant**, est une personne physique ou morale, publique ou privée, ayant en charge la réalisation, la gestion et la maintenance d'installations d'Electricité au titre d'une Autorisation ou d'une Concession :

- Le régime de l'Autorisation concerne :
 - L'établissement et l'exploitation d'Installations de Production de puissance maximale installée inférieure ou égale à 500 kW pour les installations thermiques et à 150kW pour les installations hydrauliques,
 - L'établissement et l'exploitation d'Installations de Distribution, d'une puissance de pointe inférieure ou égale à 500 kW.
- La Concession s'applique pour :
 - L'établissement et l'exploitation d'Installations de Production de puissance installée supérieure à 500 kW pour les Installations thermiques et à 150 kW pour les Installations hydrauliques ;
 - L'établissement et l'exploitation d'Installations de Distribution d'une puissance de pointe supérieure à 500 kW ;
 - L'établissement et l'exploitation d'Installations de Transport.

La JIRAMA, compagnie nationale d'eau et d'électricité de Madagascar concessionnaire de production, transport et distribution et société anonyme créée en 1975 et propriété de l'Etat Malgache, dispose de ces faits d'un statut spécifique, et sera, dans la suite de l'analyse, traité indépendamment des autres exploitants.

3.4.1.3.2.7. Usage de l'électricité

La Loi définit la notion de **public** en son article 1er : est considéré comme tel tout usager, personne physique ou morale de droit privé ou public.

ECHELLE	FONCTION	ACTEUR
NATIONALE	Politique générale du secteur de l'électricité	MEH
	Régulation	ORE
	Promotion et développement de l'électrification rurale	ADER
	Financement des investissements contribuant à l'accès	
LOCALE	Administration locale	REGIONS, COMMUNES
	Exploitation des systèmes	EXPLOITANT
	Usage du service	PUBLIC

Tableau 3 : Accès à l'électricité à Madagascar - Principales fonctions et acteurs

3.4.1.4. MATRICE ET GRAPHE D'ÉCHANGES

La matrice des flux reprend les fonctions et acteurs ci-dessus dans un cadre matriciel, et permet de synthétiser les fonctions partagées et échanges/interfaces tels qu'ils sont indiqués dans les textes de loi, perçus et souhaités par les acteurs, et/ou mis en pratique. Elle permet ainsi de visualiser les principaux acteurs directement impliqués dans le développement de l'accès à l'électrification.

La matrice des flux est présentée dans les pages suivantes dans le Tableau 4.

L'étendue des relations aux interfaces entre les acteurs clés, représentées ci-dessous dans la Figure 25, démontrent :

- D'une part la **centralité** de l'ORE (en relation directe dans le cadre de ses fonctions avec l'ensemble des autres acteurs), naturelle au regard de sa mission de régulation, mais aussi celle de l'ADER, qui en dehors de l'Acheteur central, interface également avec l'ensemble des autres acteurs clés. Cette quasi-double centralité, pourrait, comme c'est le cas dans d'autres contextes³², militer en faveur d'un renforcement des missions de l'ADER dans la sphère de l'*électrification rurale*, telle que définie par la loi, de manière à en faire un "guichet unique" pour les opérateurs y intervenant ;

³² Cas du Mali, où l'AMADER concentre des missions à la fois de régulation, d'assistance technique et financière aux opérateurs.

- Et d'autres part **la complexité** du schéma institutionnel actuel, qui en raison notamment de l'ensemble des relations périphériques, présente un risque d'illisibilité pour les acteurs, et en particulier pour les exploitants et le public, en plus de ne pas être suffisamment opérant : dix (10) sujets majeurs se retrouvent ainsi aux frontières des responsabilités entre les principaux acteurs (Voir chapitre 3.4.1.5.2 ci-après).

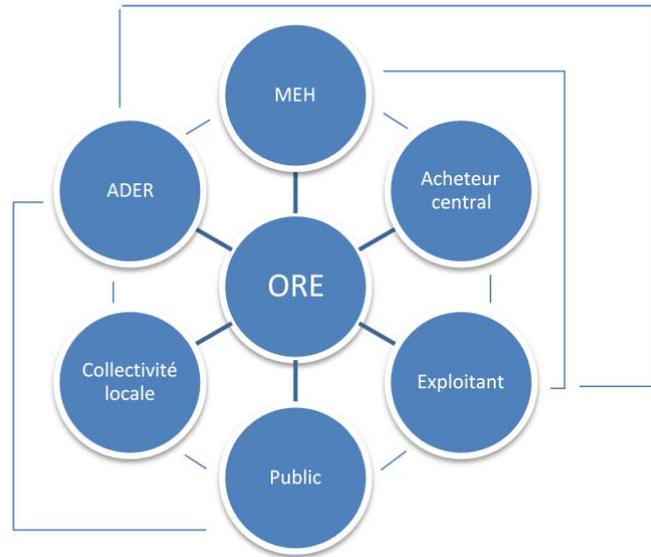


Figure 25 : Graphe des flux aux interfaces entre les acteurs clés

	MEH	ORE	ADER	Collectivité locale	Acheteur central	Exploitant	Public
MEH		<ul style="list-style-type: none"> Le MEH peut saisir l'ORE Il consulte l'ORE sur tout projet de réglementation relatif au secteur de l'électricité Il lui soumet notamment les propositions de modifications des textes relatifs aux tarifs Le MEH se prononce dans un délai d'un mois sur les propositions de modifications de tarif soumises par l'ORE Le MEH soumet à l'ORE pour examen et avis, tout projet d'appel d'offres pour achat de puissance ou d'énergie Transmet des copies des offres des soumissionnaires à l'ORE 	<ul style="list-style-type: none"> Le MEH peut consulter l'ADER dans le cadre de l'établissement de la politique générale du secteur de l'électricité 			<ul style="list-style-type: none"> Le MEH accorde sur demande, les Autorisations par voie d'arrêtés, et les Concessions par décret 	
ORE	<ul style="list-style-type: none"> L'ORE adresse des recommandations au Gouvernement pour le développement de la concurrence dans les activités de la Production, du Transport et de la Distribution d'énergie électrique Il soumet notamment des propositions de modifications des textes aux tarifs, et peut formuler toute recommandation concernant les normes Examine et donne son avis sur tout projet d'appels d'offres pour achat de puissance et d'énergie 		<ul style="list-style-type: none"> L'ORE communique à l'ADER toute saisine entrant dans le champ de compétence de celle-ci et recueille son avis sur les pratiques dont il est saisi dans le domaine de l'Electrification Rurale 	<ul style="list-style-type: none"> L'ORE associe les Collectivités locales au recensement des besoins et les plans d'implantation et d'extension des installations de Production 	<ul style="list-style-type: none"> Examine et donne son avis sur tout projet d'appels d'offres pour achat de puissance et d'énergie Peut s'opposer, dans les conditions fixées par décret, au choix du soumissionnaire que l'Acheteur central lui soumet Fixe le taux de rentabilité en vue de la détermination des coûts encourus par le Concessionnaire de Transport Arrête les principes de négociations, d'accord-partie, des coûts de raccordement entre le Concessionnaire de transport et tout nouvel exploitant qui en fait la demande 	<ul style="list-style-type: none"> Recueil d'informations d'ordre technique, économique, comptable, financier ou commercial Contrôles prévus par le régime d'exploitation Sanctions Enquêtes diverses Arbitrages Fixe le taux de rentabilité en vue de la détermination des coûts économiques de distribution Arrête les principes de négociations, d'accord-partie, des coûts de raccordement entre le Concessionnaire de transport et tout nouvel exploitant qui en fait la demande 	<ul style="list-style-type: none"> Peut procéder tous les ans à des enquêtes auprès des usagers, aux frais des Concessionnaires ou Permissionnaires, pour évaluer la qualité de service
ADER	<ul style="list-style-type: none"> Transmission de Projets de textes pour signature 	<ul style="list-style-type: none"> Recensement auprès des Exploitants, des collectivités locales, des industriels, commerçants et clients, et des organismes ou administrations participant à quelque titre que ce soit au développement de l'activité en milieu rural, les besoins afférents au développement de l'Electrification Rurale. Sur cette base, l'ADER établit un programme de développement de l'électrification rurale et le met en œuvre. Soumission de Projets de textes pour accords conjoints Informe l'ORE sur les procédures de conciliation en vue du règlement par l'ADER des litiges entre les Exploitants, entre les Exploitants et les clients finaux, ou entre les Exploitants et les collectivités locales. Saisit l'ORE des pratiques entravant le libre exercice de la concurrence ou constituant une violation par l'Exploitant d'une norme de service ou de qualité, dont il pourrait avoir connaissance dans le domaine de l'Electrification Rurale. 		<ul style="list-style-type: none"> Recensement des besoins pour l'électrification en rurale en vue de programmes d'appels d'offres Réponse aux demandes de conciliation en vue de régler un litige avec un Exploitant 		<ul style="list-style-type: none"> Appui à l'émergence Assistance technique Subvention prélevées sur le FNE Contrôle prévus par l'Autorisation en coordination avec l'ORE Recensement des besoins pour l'électrification en rurale en vue d'appels d'offres Conciliation en vue de régler les litiges entre les Exploitants et les clients finaux, ou entre les Exploitants 	<ul style="list-style-type: none"> Recensement des besoins pour l'électrification en rurale en vue d'appels d'offres Conciliation en vue de régler les litiges entre les Exploitants et les clients finaux

	MEH	ORE	ADER	Collectivité locale	Acheteur central	Exploitant	Public
Collectivité locale		<ul style="list-style-type: none"> Collabore à la demande de l'ORE au recensement des besoins et les plans d'implantation et d'extension des installations de Production 	<ul style="list-style-type: none"> Transmet les besoins pour l'électrification en rurale en vue des programmes d'appels d'offres Transmet des demandes de conciliation en vue de régler un litige avec un Exploitant 				
Acheteur Central	<ul style="list-style-type: none"> L'Acheteur central soumet à l'ORE pour examen et avis, tout projet d'appel d'offres pour achat de puissance ou d'énergie Transmet des copies des offres des soumissionnaires à l'ORE 					<ul style="list-style-type: none"> A l'obligation de procéder à l'interconnexion de nouveaux exploitants qui en font la demande Négociation d'accord-partie des coûts de raccordement et si besoin de renforcement du réseau 	
Exploitant	<ul style="list-style-type: none"> Soumet au MEH sa demande d'Autorisation ou de Concession Postule aux appels d'offres pour achat de puissance et d'énergie lancés par le MEH 	<ul style="list-style-type: none"> Redevance Recueil d'informations d'ordre technique, économique, comptable, financier ou commercial Saisine pour règlement litiges ou plaintes 	<ul style="list-style-type: none"> Recensement des besoins pour l'électrification en rurale en vue d'appels d'offres Demande de conciliation en vue de régler les litiges entre les Exploitants et les clients finaux, ou entre les Exploitants 		<ul style="list-style-type: none"> Postule aux appels d'offres pour achat de puissance et d'énergie lancés par le MEH Transmet sa demande de raccordement au Concessionnaire de Transport Négociation d'accord-partie des coûts de raccordement et si besoin de renforcement du réseau 		<ul style="list-style-type: none"> Fourniture d'énergie électrique subordonnée à la passation d'un contrat
Public		<ul style="list-style-type: none"> Demande de conciliation en vue de régler les litiges avec les Exploitants Participation, à la demande de l'ORE aux enquêtes, pour évaluer la qualité de service 	<ul style="list-style-type: none"> Transmission des besoins pour l'électrification en rurale en vue d'appels d'offres Demande de conciliation en vue de régler les litiges avec les Exploitants 			<ul style="list-style-type: none"> Demande de branchement et autres services facturés sur la base d'un bordereau de prix approuvé par l'ORE 	

Tableau 4: Matrice d'échanges

3.4.1.5. PROBLÈMES AUX FRONTIÈRES DES RESPONSABILITÉS

3.4.1.5.1. Rôle des principaux acteurs

En guise de synthèse des étapes précédentes, le tableau ci-dessous résume le rôle des principaux acteurs impliqués dans l'accès à l'électricité à Madagascar, tel que tiré des textes :

ACTEUR	ROLES
MEH	<p>L'élaboration de la politique générale en matière d'énergie électrique,</p> <p>Le lancement des appels d'offres en matière de Transport et de Distribution conformément à l'article 38 de la loi,</p> <p>La fixation par voie réglementaire des normes et spécifications techniques applicables aux Installations</p>
ORE	<p>D'assurer la régulation, le contrôle et le suivi des activités relatives au secteur de l'électricité ;</p> <p>De veiller à la préservation des conditions économiques nécessaires à la viabilité du secteur ;</p> <p>D'assurer la mise en œuvre, le suivi et l'application des tarifs dans le respect des méthodes et procédures fixées par la Loi et ses textes pris pour son application;</p> <p>De promouvoir la concurrence et la participation du secteur privé en matière de production, et de distribution d'énergie électrique dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires ;</p> <p>De veiller au respect par les opérateurs du secteur de l'électricité, des conditions d'exécution des contrats de concession et d'autorisation ;</p> <p>De suivre l'application des standards et des normes techniques par les opérateurs du secteur de l'électricité ;</p> <p>De veiller à l'application des sanctions prévues par la Loi et les textes pris pour son application;</p> <p>De veiller aux intérêts des consommateurs et assurer la protection de leurs droits pour ce qui est de la fourniture, de la qualité du service et du prix de l'énergie électrique ;</p> <p>De veiller au respect du principe d'égalité de traitement des usagers par tout Exploitant du secteur de l'électricité ;</p> <p>De contribuer à l'exercice de toute mission d'intérêt public que pourrait lui confier le Gouvernement pour le compte de l'Etat dans le secteur de l'électricité ;</p> <p>D'assurer dans le secteur de l'électricité le respect de la législation relative à la protection de l'environnement</p>
ADER	<p>La promotion de l'émergence et le développement rationnel d'Installations électriques en milieu rural, notamment au travers de l'attribution de subventions d'équipements prélevées sur le Fonds National de l'Electricité prévu à l'article premier de la Loi N°2002-001 du 7 octobre 2002 portant création du Fonds national de l'Electricité pour atténuer le tarif appliqué aux consommateurs ;</p> <p>La mise en place des conditions de viabilité technique, économique et financière des Exploitants en milieu rural, notamment par la promotion et l'émergence de nouveaux exploitants ainsi qu'une assistance technique à ces Exploitants;</p> <p>La veille, en coordination avec l'Organisme Régulateur, à la préservation des intérêts des clients finaux en milieu rural et renforcer la protection de leurs droits, notamment au travers d'une action tendant à promouvoir l'émergence de l'organisation de groupements représentant les clients des opérateurs en milieu rural, tant au niveau local que national ;</p> <p>Le suivi des activités relatives à l'électrification rurale dans tous ses aspects économiques, statistiques et techniques ;</p> <p>L'appui et le soutien aux initiatives de développement rural, et le bon fonctionnement des services sociaux ruraux de base</p> <p>La promotion et l'encouragement de la soumission de projets en matière d'Electrification Rurale. L'analyse périodique des demandes et l'octroi de financement et de subvention à la réalisation de tels projets.</p>

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

COLLECTIVITE LOCALE (Région/Commune)	<p>Etablissement de schéma régional d'aménagement du territoire (eau et assainissement, route et électrification) – Compétence de la Région</p> <p>Avis (éventuel) en vue de l'élaboration des appels d'offres ou de l'examen des candidatures spontanées en vue de l'attribution d'une Autorisation pour l'aménagement et l'exploitation d'Installations d'électricité sur son territoire</p> <p>Avis (éventuel) en vue de l'élaboration des appels d'offres ou de l'examen concession de production, transport et distribution pour l'aménagement et l'exploitation d'Installations d'électricité sur son territoire</p> <p>Contribution à l'élaboration par l'ORE d'une planification indicative pour le secteur de l'énergie électrique</p>
EXPLOITANT (dont la JIRAMA)	Personne physique ou morale, publique ou privée, ayant en charge la réalisation, la gestion et la maintenance d'installations d'Electricité au titre d'une Autorisation ou d'une Concession
PUBLIC	Tout usager personne physique ou morale de droit privé ou public

Tableau 5: Rôles des principaux acteurs

3.4.1.5.2. Fonctions aux frontières des responsabilités entre plusieurs acteurs

Le Tableau 6 ci-après regroupe dix (10) sujets aux frontières des responsabilités entre plusieurs acteurs, révélant l'impératif de la coordination, aux risques potentiels d'inefficacité et d'inefficience, dans le cadre de leur mise en œuvre.

Il s'agit des sujets suivants :

- 1) **La politique sectorielle (MEH, ADER)** : bien qu'il apparaisse clairement que son élaboration est du ressort exclusif du MEH, celui-ci peut notamment consulter l'ADER dans cette optique. Les modalités opérationnelles de cette consultation ne sont cependant pas précisées.
- 2) **La planification (ORE, Acheteurs centraux, Régions)** : dans ce domaine, la responsabilité centrale de l'ORE en terme d'élaboration des plans de développement du secteur en conformité avec la politique énergétique nationale est claire, et a priori effective³³.

Conformément aux dispositions prévues en la matière par la Loi (Art. 38), l'ORE bénéficie notamment dans cette optique de la collaboration des Acheteurs centraux (uniquement la JIRAMA aujourd'hui) et des Régions, qui, dans le cadre des lois sur la décentralisation, disposent d'une compétence pour l'établissement d'un schéma régional d'aménagement du territoire en matière d'électrification.

Dans un tel contexte, les plans indicatifs régionaux réalisés par l'ADER – qui ne dispose pas de compétences explicite en la matière -, dont la pertinence ne pose aucun problème, ne trouveraient cependant leur légalité qu'en appui direct aux Régions, et devraient être pris en compte par l'ORE dans la réalisation des plans consolidés à l'échelle nationale³⁴.

- 3) **L'organisation des appels d'offres (MEH, ORE, ADER, Acheteur central)** : le sujet mobilise un nombre considérable d'acteurs, au risque de créer la confusion.

A priori, seuls le MEH et les Acheteurs centraux peuvent lancer des appels d'offres : respectivement pour (i) la production, le transport et la distribution

³³ Différents Plans indicatifs sont ainsi disponibles sur le site Internet de l'ORE (www.ore.mg).

³⁴ L'ADER a engagé depuis 2015 la mise en œuvre de 7 des 14 plans indicatifs régionaux dont l'élaboration a démarré en 2008, avec l'appui de la coopération allemande. 8 Régions doivent encore être dotées de tels outils, qui seront par la suite mis en cohérence avec le plan national qui sera développé dans le cadre de cette étude.

sur la base des plans indicatifs de l'ORE ou pour l'attribution d'Autorisations et Concession, et (ii) pour l'achat de puissance ou d'énergie, dans le cadre de la mise en œuvre de son plan de développement de la production.

Cependant, ces appels d'offres sont soumis à l'examen et la validation préalable de l'ORE qui peut d'ailleurs s'opposer au choix du soumissionnaire que l'Acheteur Central lui soumet³⁵.

Par ailleurs, l'ORE peut directement être chargé par le Gouvernement d'élaborer un programme d'appel d'offres dans le secteur de l'énergie électrique (Art. 38 de la Loi).

De même, sur la base du recensement des besoins en électrification rurale, l'ADER peut également élaborer des programmes d'appels d'offres, conformément à la législation en vigueur (Art. 6 du Décret 2002-1550).

- 4) **La délivrance des Autorisations et Concessions (MEH, ORE, ADER) :** seul le MEH accorde les Autorisations et Concessions, sur avis technique de l'ORE. L'ORE doit notamment préciser, dans le cadre de son manuel de procédures, les modalités, les conditions ainsi que les moyens par lesquels elle soumet l'octroi de son visa technique à tous projets de cahiers de charges (Art. 18 du décret 2003-803).

L'ADER a cependant qualité pour instruire directement les demandes d'Autorisation et/ou de Concession relevant de ses compétences sur délégation du MEH, conformément à l'article 3 de la Loi (Art. 4 du Décret 2003-510). Le même décret précise en son article 2 que l'« Electrification Rurale » *recouvre une partie du secteur de l'électricité auquel s'appliquent des normes et réglementations spécifiques et qui recouvre (i) l'ensemble des zones rurales ou périurbaines du territoire de la République de Madagascar sur lesquelles aucune installation électrique (réseau de distribution basse tension et/ou centrale de production) n'est implantée à la date de promulgation du présent décret, et (ii) l'ensemble des Centres Autonomes existants à ladite date et dont la puissance installée est inférieure à 250kW (iii) à l'exclusion de toutes les Installations d'Autoproduction...*

- 5) **La réglementation de la tarification (MEH, ORE) :** les responsabilités en la matière sont partagées entre le MEH et l'ORE. Les deux institutions peuvent a priori fixer des tarifs/prix réglementés d'électricité (le Ministre dans les Contrats d'Autorisation ou de Concession, ou dans le cadre de modifications de textes y relatifs, Art. 9 et 10 de la Loi / l'ORE conformément aux dispositions tarifaires de la Loi et des textes pris pour son application, Art. 35 de la Loi).

Cependant, lorsqu'elle en prend l'initiative, chacune des institutions doit requérir l'avis de l'autre, qui dispose d'un délai d'un mois pour se prononcer (Art. 36 de la Loi). Seule l'ORE a néanmoins prérogative pour surveiller l'application correcte des prix réglementés d'électricité et le montant des redevances de transit (Art. 35 de la Loi).

- 6) **La réglementation sur les normes techniques et de services :** le MEH, l'ORE et l'ADER ont qualité sur ce sujet. Si l'ADER peut faire des propositions à l'échelle des territoires où elle a compétence (voir définition de l'électrification rurale à l'Art. 2 du Décret 2003-510 et rappelée ci-dessus), celles-ci doivent être préalablement validées par l'ORE.

Pour sa part, l'ORE peut directement faire des propositions au MEH, qui est le seul le MEH habilité à les fixer par voie réglementaire (Art. 3 de la Loi).

³⁵ Dans des conditions qui devraient être fixées par Décret (Art. 38 de la Loi).

- 7) **La gestion des subventions (MEH, ADER, ORE) :** Le MEH peut utiliser des subventions d'équipement prélevées sur le FNE, notamment dans le cadre du programme de développement rural (Art 3 de la Loi).
Cette prérogative est déléguée à l'ADER qui peut octroyer aux Exploitants des subventions prélevées sur le FNE, tendant à financer une partie des coûts d'investissements des Exploitants dans le cadre d'un projet d'Electrification Rurale, pour faire baisser le tarif dans la limite de la capacité de payer des consommateurs. (Art. 4 du décret 2003-510).
Ce même décret indique que les modalités et procédures de calculs et d'attribution des subventions (dont le montant plafond n'excède pas 70% du montant total de l'investissement). sont fixées par voie réglementaire et font l'objet d'une publication au Bulletin de l'ORE.
- 8) **Le suivi, contrôle des Exploitants (MEH, ORE, ADER) :** cette mission incombe principalement à l'ORE.
Cependant, l'ADER en a également compétence, dans le cadre de l'électrification rurale, en coordination avec l'ORE, tel que précisé par l'Art. du décret 2003-510.
Le MEH peut aussi directement sous son autorité, engager des missions d'inspection et de contrôle technique des installations électriques des opérateurs, avec l'assistance d'ingénieurs et agents assermentés (Art. 65 de la Loi).
- 9) **La Protection des intérêts et droits des Exploitants et des Consommateurs (MEH, ORE, ADER) :** l'ORE a la double mission de (i) promouvoir la concurrence et la participation du secteur privé en matière de production, et de distribution d'énergie électrique dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, (ii) de veiller aux intérêts des consommateurs et d'assurer la protection de leurs droits pour ce qui est de la fourniture, de la qualité du service et du prix de l'énergie électrique (Art. 3 du décret 2003-194).
L'ORE est assisté dans cette mission par l'ADER dans son périmètre de compétence (Art. 3 du décret 2002-1150). L'ADER peut à ce titre proposer à la signature du MEH des projets de textes législatifs et réglementaires relevant de son domaine et relatifs aux droits et obligations des Exploitants ruraux. Ces projets doivent, au préalable être communiqués à l'ORE pour avis et observations avant d'être soumis au MEH. Il appartient à l'ADER et à l'ORE de s'efforcer à adopter une proposition commune. (Art. 6 du décret 2002-1550). Les droits et obligations des Exploitants sont précisés par l'arrêté d'Autorisation et le décret de Concession signés par le MEH (Art. 10 et 14 de la Loi).
- 10) **L'arbitrage et la conciliation (MEH, ORE, ADER) :** l'ORE Fixe dans le cadre d'un manuel de procédures, les modalités de présentation des demandes, observations et plaintes, la manière de traiter les affaires dont il est saisi (Art. 18 du décret 2003-803).
L'ADER a également qualité pour régler les litiges entre les Exploitants, entre les Exploitants et les clients finaux, ou entre les Exploitants et les collectivités locales (Art. 6 du décret 2002-1550). L'ADER peut dans ce contexte proposer des projets de textes législatifs et réglementaires relevant de son domaine et relatifs aux relations Exploitants/clients ruraux.
Ces projets doivent, au préalable être communiqués à l'ORE pour avis et observations avant d'être soumis au MEH. Il appartient à l'ADER et à l'ORE de s'efforcer à adopter une proposition commune. (Art. 6 du décret 2002-1550). La procédure de règlement des litiges est précisée par l'arrêté d'Autorisation et le décret de Concession signés par le MEH (Art. 10 et 14 de la Loi).

	MEH	ORE	ADER	COLLECTIVITE LOCALE	Acheteur central (JIRAMA)
Politique sectorielle	Elabore la politique générale en matière d'énergie électrique		Peut être consulté par le MEH dans le cadre de l'établissement de la politique générale du secteur de l'électricité		
Planification		Elabore des plans de développement du secteur conformément à la politique énergétique nationale (Art. 38 de la Loi)		les Régions ont compétence en matière d'établissement de schéma régional d'aménagement du territoire en électrification	Elabore en qualité de concessionnaire de transport, un plan de développement de la production dans le réseau et le soumet pour consolidation à l'ORE (Art. 16 de la Loi)
Appels d'offres	<ul style="list-style-type: none"> • Lance des appels d'offres en matière de production, de transport et de distribution sur la base des plans indicatifs préparés par l'ORE (Art. 3 de la Loi) • Lance des appels d'offres pour l'attribution d'Autorisations ou de Concessions (Art. 9 et 13 de la Loi) 	<ul style="list-style-type: none"> • Examine et accorde son visa préalable à tout lancement de projets d'appels d'offres (Art. 38 de la Loi) • Peut s'opposer, dans des conditions fixées par Décret, au choix du soumissionnaire que l'Acheteur Central lui soumet • Peut être chargé par le Gouvernement d'élaborer un programme d'appel d'offres dans le secteur de l'énergie électrique (Art. 38 de la Loi) 	Sur la base du recensement des besoins en électrification rurale, l'ADER est en charge d'élaborer des programmes d'appels d'offres, conformément à la législation en vigueur (Art. 6 du Décret 2002-1550)	L'élaboration des appels d'offres en vue de l'attribution d'Autorisations ou de Concessions (ou l'examen des candidatures spontanées dans le cas des Autorisations) peut donner lieu à une consultation des représentants des collectivités locales concernées (Art. 9 et 13 de la Loi)	<ul style="list-style-type: none"> • Lance, des appels d'offres après examen et visa de l'ORE, pour mettre en œuvre son plan de développement de la production dans le réseau (Art. 16 de la Loi) • L'Acheteur central soumet à l'ORE pour examen et avis, tout projet d'appel d'offres pour achat de puissance ou d'énergie (Art. 38 de la Loi) • Transmet des copies des offres à l'ORE (Art. 38)
Délivrance d'Autorisations et de Concessions	Accorde les Autorisations et Concessions par voie d'arrêtés à l'issue d'une procédure d'appel d'offres ou sur la base de candidatures spontanées dont les modalités sont fixées par décret (uniquement pour les autorisations, (Art. 9 et 13 de la Loi)	Avis pour l'octroi de concession et d'autorisation. L'ORE doit notamment préciser, dans le cadre de son manuel de procédures, les modalités, les conditions ainsi que les moyens par lesquels elle soumet l'octroi de son visa technique à tous projets de cahiers de charges (Art. 18 du décret 2003-803).	Instruit les demandes d'Autorisation et/ou de Concession relevant de ses compétences sur délégation du MEH, conformément à l'article 3 de la Loi (Art. 4 du Décret 2003-510)		

	MEH	ORE	ADER	COLLECTIVITE LOCALE	Acheteur central (JIRAMA)
	la Loi)				
Réglementation de la tarification	<ul style="list-style-type: none"> • Fixe les conditions tarifaires dans les Contrats d'Autorisation ou de Concession (Art. 10 et 14 de la Loi) • Il soumet à l'ORE notamment les propositions de modifications des textes relatifs aux tarifs (Art. 36 de la Loi) • Dispose d'un délai d'un mois pour se prononcer sur toute proposition de modification des tarifs (Art. 36 de la Loi) 	<ul style="list-style-type: none"> • Détermine et publie, conformément aux dispositions tarifaires de la Loi et des textes pris pour son application, les prix réglementés d'électricité et le montant des redevances de transit (Art. 35 de la Loi) • Dispose d'un délai d'un mois pour se prononcer sur toute proposition de modification des tarifs (Art. 36 de la Loi) • Surveiller l'application correcte des prix réglementés d'électricité et le montant des redevances de transit (Art. 35 de la Loi) 			
Réglementation sur les normes techniques et de services	Fixe par voie réglementaire les normes et les spécifications techniques (Art. 3 de la Loi), notamment à la suite de propositions de l'ORE ou de l'ADER (préalablement validées par l'ORE)	<ul style="list-style-type: none"> • Etablit des normes ayant valeur impérative et s'imposant aux Exploitants, dès leur publication (conditions fixées par Décret). • Donne son avis et ses observations sur les projets de textes relatifs aux normes techniques et de service proposés par l'ADER et relevant de son domaine. (Art. 6 du décret 2002-1550) • Suit l'application des standards et des normes techniques par les opérateurs du secteur de l'électricité (Art. 3 du décret 2003-194) 	<ul style="list-style-type: none"> • Propose des projets de textes législatifs et réglementaires relevant de son domaine et de service. Ces projets doivent, au préalable être communiqués à l'ORE pour avis et observations avant d'être soumis au MEH. Il appartient à l'ADER et à l'ORE de s'efforcer à adopter une proposition commune. (Art. 6 du décret 2002-1550) 		

	MEH	ORE	ADER	COLLECTIVITE LOCALE	Acheteur central (JIRAMA)
Subventions	Pour étendre l'accès à l'électricité des populations des zones rurales, le MEH peut utiliser des subventions d'équipement prélevées sur le FNE, notamment dans le cadre du programme de développement rural. (Art. 3 de la Loi)	Les modalités et procédures de calculs et d'attribution des subventions sont fixées par voie réglementaire et font l'objet d'une publication au Bulletin de l'ORE. Toutefois, le montant plafond de ces subventions n'excède pas soixante-dix pour cent (70%) du montant total de l'investissement. (Art 4. du décret 2003-510).	Peut octroyer aux Exploitants des subventions prélevées sur le FNE, tendant à financer une partie des coûts d'investissements des Exploitants dans le cadre d'un projet d'Electrification Rurale, pour faire baisser le tarif dans la limite de la capacité de payer des consommateurs. (Art. 4 du décret 2003-510).		
Suivi et contrôle des Exploitants	Sous l'autorité du Ministre, des ingénieurs et agents assermentés peuvent effectuer l'inspection et le contrôle technique des installations électriques des opérateurs (Art. 65 de la Loi)	Veille au respect par les opérateurs du secteur de l'électricité, des conditions d'exécution des contrats de concession et d'autorisation (Art. 3 du décret 2003-194)	Contrôle, en coordination avec l'ORE, le respect par les Exploitants en Zone Rurale, des obligations résultant des obligations législatives et réglementaires qui leur sont applicables en vertu de la Loi et de l'Autorisation ou de Concession dont ils bénéficient, ainsi qu'au terme de leurs contrats d'Autorisation. Ce contrôle porte notamment sur le respect des conditions initiales d'octroi de subventions d'investissements (Art 4. du décret 2003-510).		
Protection des intérêts et droits des Exploitants et des Consommateurs	<ul style="list-style-type: none"> • Signe l'arrêté d'Autorisation et le décret de Concession qui précisent notamment les droits et obligations de l'Exploitant (Art. 10 et 14 de la Loi) • Evalue l'opportunité de signer les projets de textes soumis par l'ADER et préalablement validés par l'ORE (Art. 6 du décret 2002-1550). 	<ul style="list-style-type: none"> • Promeut la concurrence et la participation du secteur privé en matière de production, et de distribution d'énergie électrique dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires (Art. 3 du décret 2003-194) • Veille aux intérêts des consommateurs et assure la protection de leurs droits pour ce qui est de la fourniture, de la qualité du service et du prix de l'énergie électrique (Art. 3 du décret 2003-194) • Donne son avis et ses observations sur les projets de textes relatifs aux droits et 	<ul style="list-style-type: none"> • Veille, en coordination avec l'ORE, à la préservation des intérêts des clients finaux en milieu rural et renforcer la protection de leurs droits, notamment au travers d'une action tendant à promouvoir l'émergence de l'organisation de groupements représentant les clients des opérateurs en milieu rural, tant au niveau local que national (Art. 3 du décret 2002-1150) ; 		

	MEH	ORE	ADER	COLLECTIVITE LOCALE	Acheteur central (JIRAMA)
Arbitrage, conciliation		obligations des Exploitants ruraux, formalités/délais/actes requis lors des procédures administratives proposés par l'ADER et relevant de son domaine. (Art. 6 du décret 2002-1550)	<ul style="list-style-type: none"> Propose des projets de textes législatifs et réglementaires relevant de son domaine et relatifs aux droits et obligations des Exploitants ruraux. Ces projets doivent, au préalable être communiqués à l'ORE pour avis et observations avant d'être soumis au MEH. Il appartient à l'ADER et à l'ORE de s'efforcer à adopter une proposition commune. (Art. 6 du décret 2002-1550). 		
	<ul style="list-style-type: none"> Signe l'arrêté d'Autorisation et la Concession qui précisent notamment la procédure de règlement des litiges (Art. 10 et 14 de la Loi) Evalue l'opportunité de signer les projets de textes soumis par l'ADER et préalablement validés par l'ORE (Art. 6 du décret 2002-1550). 	<ul style="list-style-type: none"> Fixe dans le cadre d'un manuel de procédures, les modalités de présentation des demandes, observations et plaintes, la manière de traiter les affaires dont il est saisi (Art. 18 du décret 2003-803) Donne son avis et ses observations sur les projets de textes relatifs aux relations Exploitants/clients ruraux proposés par l'ADER et relevant de son domaine. (Art. 6 du décret 2002-1550) 	<ul style="list-style-type: none"> Règle les litiges entre les Exploitants, entre les Exploitants et les clients finaux, ou entre les Exploitants et les collectivités locales (Art. 6 du décret 2002-1550) Propose des projets de textes législatifs et réglementaires relevant de son domaine et relatifs aux relations Exploitants/clients ruraux. Ces projets doivent, au préalable être communiqués à l'ORE pour avis et observations avant d'être soumis au MEH. Il appartient à l'ADER et à l'ORE de s'efforcer à adopter une proposition commune. (Art. 6 du décret 2002-1550). 		

Tableau 6: Sujets aux frontières des responsabilités entre plusieurs acteurs

3.4.2. Aspects techniques de l'électrification

3.4.2.1. CRITÈRES DE PRIORISATION DES ZONES À ÉLECTRIFIER

3.4.2.1.1. Un focus sur l'approche adoptée par l'ADER

Ce chapitre sera en réalité consacré à la description des critères utilisés par l'ADER pour prioriser les zones à l'électrifier, sachant que dans les faits, cette agence est dans la pratique quasiment la seule à porter les nouvelles électrifications depuis la réforme intervenue dans le secteur. Comme il sera expliqué plus loin dans le chapitre traitant des modalités de financement, la JIRAMA, également acteur potentiel en matière d'électrification, n'est plus, depuis plusieurs années structurellement, en mesure de porter de tels investissements³⁶, et se limite, tant bien que mal, à apporter sa contribution à l'alimentation du FNE, en sa qualité d'exploitant, conformément à la réglementation en vigueur³⁷.

3.4.2.1.2. Une approche de priorisation régionale, en deux temps successifs

Le processus de planification mis en œuvre par l'ADER depuis 2009, initialement avec l'assistance technique de la GIZ, et désormais grâce à son expertise propre, opte pour un ancrage territorial régional, en respect du processus de décentralisation actuellement en cours à Madagascar.

L'ADER a ainsi réalisé 14 plans indicatifs régionaux, sur les 22 régions que compte le pays. L'ADER annonce d'ailleurs avoir déjà engagé, depuis 2015, la mise en œuvre de 7 des 14 plans régionaux ainsi réalisés. Dans chaque région, la priorisation des localités à électrifier s'effectue en deux principales étapes :

- **La sélection des localités prioritaires** : le critère principal de sélection est l'Indicateur de Potentiel de Développement (IPD). Il s'agit de maximiser l'impact économique et social de l'électrification en privilégiant les localités à fort potentiel économique et social. L'IPD s'inspire de l'Indice de Développement Humain (IDH) des Nations Unies et mesure la capacité d'une localité à enrayer la pauvreté sur le territoire constitué par elle-même et par les localités dites de sa "périphérie" ou hinterland.

L'IPD mesure ainsi l'**attractivité** d'une localité, c'est-à-dire sa capacité à attirer en son sein les habitants d'autres localités.

Respectant en cela la structure de l'IDH, l'IPD dispose lui aussi de trois composantes principales de poids équivalents : santé, éducation et économie locale.

³⁶ A titre d'illustration de cet état de crise structurelle, l'analyse du bilan de la JIRAMA sur la période 2010-2014, révèle une situation financière en dégradation continue, et si critique que la plupart des actions de l'entreprise est dédiée à l'amélioration du système, plutôt qu'à l'augmentation du nombre des clients ou à l'expansion des réseaux.

³⁷ Une contribution spéciale prélevée sur chaque kilowatt-heure consommé dans tous les centres d'exploitation, selon un taux révisable. Sont cependant exonérées de la contribution spéciale, les consommations d'électricité facturées au tarif social. Le taux de la redevance est actuellement de 1,25% prélevée sur la facture d'électricité, à partir d'un seuil de consommation de 25 kWh pour les clients de la JIRAMA.

Chacune de ces composantes est elle-même déterminée sur la base d'une grille multicritères, sur la base d'une liste et d'un système de pondération qui peut être adopté de manière participative, dans le cadre d'ateliers de concertation organisés avec des acteurs-ressources pour chacune des composantes.

Les localités disposant des meilleurs IPD sont des **pôles de développement** du territoire considéré, à savoir des espaces où l'habitat et les activités se concentrent pour atteindre une certaine densité.

COMPOSANTE	POIDS	CRITERES	POIDS	SOUS-INDICATEURS	VALEUR
SANTÉ	1/3	Distance / CHD2 le plus proche	5/28	d < 5km	1
				d < 10km	0,8
				d < 15km	0,5
				d < 30km	0,2
				d > 30km	0
				d > 30km	0
	Distance / CHD1 le plus proche	3/28	3/28	d < 5km	1
				d < 10km	0,8
				d < 15km	0,5
				d < 30km	0,2
				d < 30km	0,2
				d > 30km	0
Distance / CSB2 le plus proche	4/28	4/28	d < 2km	1	
			d < 5km	0,8	
			d < 10km	0,5	

Figure 26 : Exemple de grille IPD de la composante santé, dans la Région de Boeny (source : ADER)

Un pôle offre à sa population des opportunités d'emplois secondaires ou tertiaires, par opposition aux emplois primaires (agricoles) qui tendent à se diffuser dans la profondeur des territoires ruraux (hinterland).

- **La hiérarchisation des localités prioritaires** : la seconde étape du processus de priorisation adopté par l'ADER consiste en la hiérarchisation des localités. Il s'agit ici de donner la priorité aux localités qui si elles étaient électrifiées, rayonneraient sur un maximum de population dite de son hinterland, au-delà de sa propre population. L'impact de l'électrification, dont il s'agit ici d'en maximiser les effets économiques et sociaux, ne se mesure donc pas uniquement de manière intrinsèque à la localité électrifiée, mais intègre les bénéfices indirects générés pour l'ensemble des localités de sa périphérie. Autrement dit, les localités prioritaires sont celles pour lesquelles cette **population de couverture**, à savoir le cumul de la population intrinsèque et de la population de l'hinterland, est la plus élevée.

Le calcul de la population de couverture repose sur une modélisation gravitaire et probabiliste. L'**attraction** A_{ik} effectivement exercée par une localité i sur une localité k distante de d_{ik} est alors obtenue par la formule $A_{ik} = IPD_i \cdot (1/d_{ik}^2)$

On peut ainsi déterminer, sur l'ensemble du territoire, la probabilité P_{ij} qu'une localité j fasse partie de l'hinterland d'une localité i, en rapport l'attraction exercée par i sur j à la somme des attractions exercées sur j.

La population de couverture de la localité i est ainsi la somme des populations des localités du territoire concernée, affectées chacune de la probabilité qu'elles soient attirées par la localité i.

L'approche d'électrification donne ainsi la priorité aux pôles disposant de la meilleure population de couverture.

S'appuyant par la suite sur une logique plus classique d'optimisation des options technologique en respect du principe du moindre-coût, avec éventuellement la possibilité de donner une préférence à une option technologique, la démarche de planification utilisée par l'ADER se démarque ainsi des approches qui suggèrent souvent des critères de priorisation classiques tels que la taille des localités et/ou leur statut administratif.

Cette démarche de priorisation présente l'avantage d'un meilleur impact économique et social des programmes d'électrification sur les territoires concernés. Son adoption à l'échelle nationale, particulièrement dans le cadre de la Tâche 4.1 de cette étude, permettra de procéder aisément à la valorisation des travaux d'ores et déjà réalisés avec succès par l'ADER, et couvrant désormais plus de la moitié du territoire national, avec une attention toute particulière aux « effets de bords ».

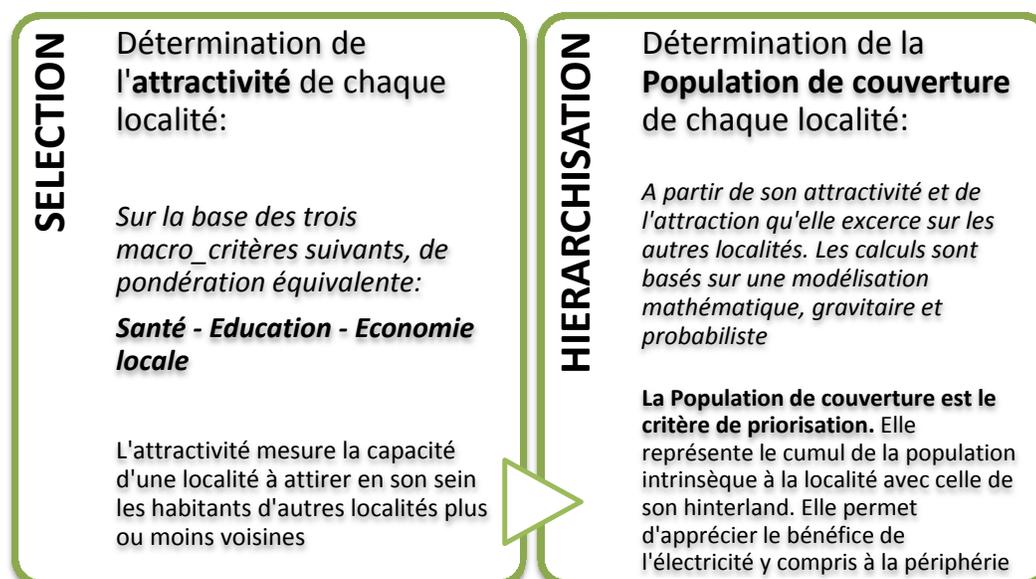


Figure 27 : Synthèse de l'approche de priorisation des localités à électrifier utilisée par l'ADER

3.4.2.1.3. Priorisation des localités candidates à la pré-électrification

L'approche précédente est complétée par une priorisation des localités candidates à la pré-électrification, qui concerne les localités qui n'auraient pas pu bénéficier d'une électrification "conventionnelle" à l'issue du processus d'optimisation à moindre coût.

Relativement à un territoire donné, les localités les plus éloignées des principaux pôles constituent la cible prioritaire aux programme de pré-électrification, tel que la diffusion de lampes solaires pour l'éclairage, la diffusion de kits solaires ou l'installation d'équipements de force motrice pour des activités productives.

La modélisation adoptée par l'ADER dans le cadre des plans indicatifs régionaux permet en effet d'identifier aisément ces localités, pour autant qu'elles ne se retrouvent pas opportunément dans une grappe électrique à l'horizon de la planification³⁸.

Il suffit alors de déterminer, en tous points j du territoire, la qualité de l'accessibilité aux infrastructures d'éducation et de santé, ainsi qu'aux opportunités économiques disponibles au niveau des k pôles de développement du territoire : c'est le potentiel U_j , qui n'est rien d'autre que la somme des attractions exercées par chacun des k pôles du territoire sur la localité j.

$$U_j = \sum_k IPD_k / d_{kj}^2$$

L'approche permet ainsi de rationaliser le choix des cibles pour les programmes de pré-électrification, en donnant la priorité aux localités j disposant d'un potentiel des plus faibles. Dans la pratique, l'approche suggère de cibler au minimum les 20% de localités concentrant les 80% des difficultés d'accès aux infrastructures, en s'inspirant de la Loi de Pareto.

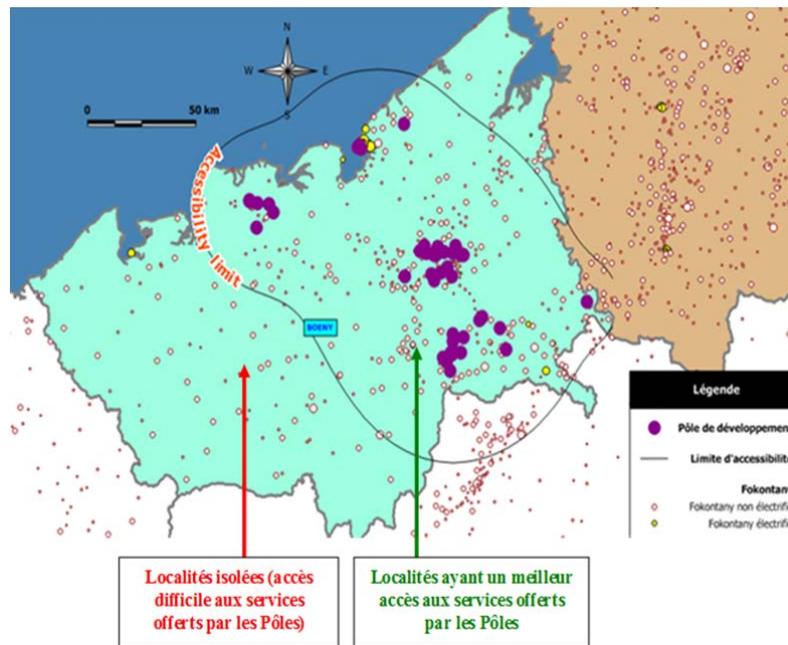


Figure 28 : Illustration de l'accessibilité relative aux pôles de développement dans la Région de Boeny (Source : plan indicatif d'électrification de la Région de Boeny, ADER, 2010)

³⁸ Une localité isolée du point de vue de l'analyse spatiale pourrait en effet contribuer opportunément à l'optimisation technico-économique de l'électrification d'un pôle de développement dans le cadre du processus itératif de minimisation du coût actualisé du kWh, et bénéficier ainsi incidemment d'un service électrique continu.

3.4.2.2. NORMES POUR LA CONCEPTION TECHNIQUE ET LA RÉALISATION DE PROJETS D'ÉLECTRIFICATION ET LA QUALITÉ DES SERVICES FOURNIS

3.4.2.2.1. Situation des réseaux de distribution de la JIRAMA

La JIRAMA exploite 114 centres urbains et ruraux dont :

- Certains sont interconnectés localement et marchent avec des centrales hybrides hydro-thermiques : le Réseau Interconnecté d'Antananarivo (RIA) et le Réseau Interconnecté de Fianarantsoa (RIF) ;
- 2 sont autonomes et marchent avec des centrales hybrides Hydro-thermiques : Toamasina et Ankazobe ;
- 1 petit centre est autonome à 100% Hydraulique privé : Maroantsetra
- 1 petit centre est autonome et marche avec Thermique et Solaire : Benenitra. La Centrale Solaire y est exploitée depuis 2001 ;
- Les restes sont des grands, moyens et petits centres autonomes fonctionnant au fuel lourd et/ou au gazoil ;

Le plus grand réseau est le Réseau Interconnecté d'Antananarivo (RIA) qui dessert la capitale et ses environs et représente environ 59% des chiffres d'affaires de la JIRAMA.

Presque dans tous les centres d'exploitation Electricité actuels, les réseaux de distribution ont subi des dégradations importantes depuis mars 2009 (début de la crise politique qui a touché le pays) jusqu'à ce jour.

Les principaux problèmes rencontrés sur les réseaux sont dus essentiellement par les différents phénomènes suivants :

- Surcharge des transformateurs publics en exploitation ;
- Interruption fréquente de la fourniture d'énergie à cause de la vétusté des matériels et équipements et à un manque sensible de travaux de maintenance;
- Mauvaise qualité de la tension en MT et BT livrée chez les clients ;
- Pannes survenues sur les transformateurs;
- Vols fréquents des câbles en exploitation.

Le nombre des transformateurs surchargés n'a cessé d'augmenter au cours des années 2014 et 2015 avec un taux non négligeable de 15,76% sur l'ensemble du parc en service. Cela atteint 1/3 des transformateurs en service dans les directions de Mahajanga et de Toamasina.

Les incidents sont très élevés pour les DIR Tana-Grand Tana et Mahajanga. Les défauts sont généralement dus à la détérioration des connecteurs de dérivation, le pourrissement des poteaux bois, la coupure accidentelle des câbles et les vols de câbles, comme précisé à la figure suivante :

Taux de pannes

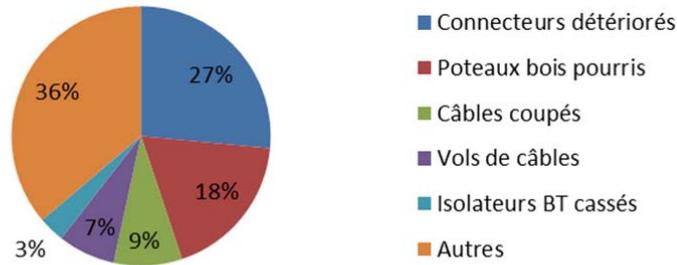


Figure 29: Répartition des pannes par cause dans les réseaux de distribution de la JIRAMA

La qualité de tension livrée en MT chez les abonnés est mauvaise. Cela est principalement dû aux surcharges prenant leur source dans la prolifération des branchements parasites et illicites dans la plupart des quartiers des grands centres.

Pour la partie BT, la tension livrée descend quelquefois jusqu'à 160V voire 80V chez les clients situés en bout du réseau. Cette situation peut entraîner parfois une perturbation sur le bon fonctionnement des compteurs électroniques sur le comptage de l'énergie consommée et par conséquent causer une sous facturation sur la vente.

Il y a de nombreux vols de câbles. Ils concernent surtout les câbles pré assemblés en Aluminium installés sur les réseaux BT et les conducteurs nus en Aluminium sur les réseaux MT.

Pour toutes ces raisons, le rendement du réseau s'en trouve fortement détérioré. Ces dernières années, on constate une énorme augmentation des pertes non techniques et une baisse très sensible du rendement brut sur les réseaux de distribution.

Sur base de ces constatations, des actions d'urgence ont été menées en 2015 afin de :

- Intensifier les actions de ratissage et de lutte contre les fraudes et/ou les vols de courant dans différents centres d'exploitation ;
- Réaliser des travaux de branchement neufs en attente ;
- Réaliser des travaux d'exploitation et de maintenance jugés urgents et prioritaires.

3.4.2.2.2. Standards techniques et normes en vigueur à Madagascar

3.4.2.2.2.1. Préambule

L'environnement électrique de Madagascar est issu de près de 100 ans de technique européenne, par la fréquence 50 Hz et par les tensions 5 kV, 5,5 kV, 15 kV, 20 kV et 35 kV.

3.4.2.2.2. Structure des réseaux existants

Les réseaux de distribution dans tous les centres d'exploitation de la JIRAMA sont des réseaux triphasés aériens et du type arborescent (encore appelé radial) : les départs sont reliés entre eux par l'intermédiaire d'un sectionneur mais l'exploitation se fait en boucle ouverte, en service normal. Le réseau est en fait bouclable mais non bouclé. Le schéma d'un tel type de réseau électrique est montré dans le schéma suivant :

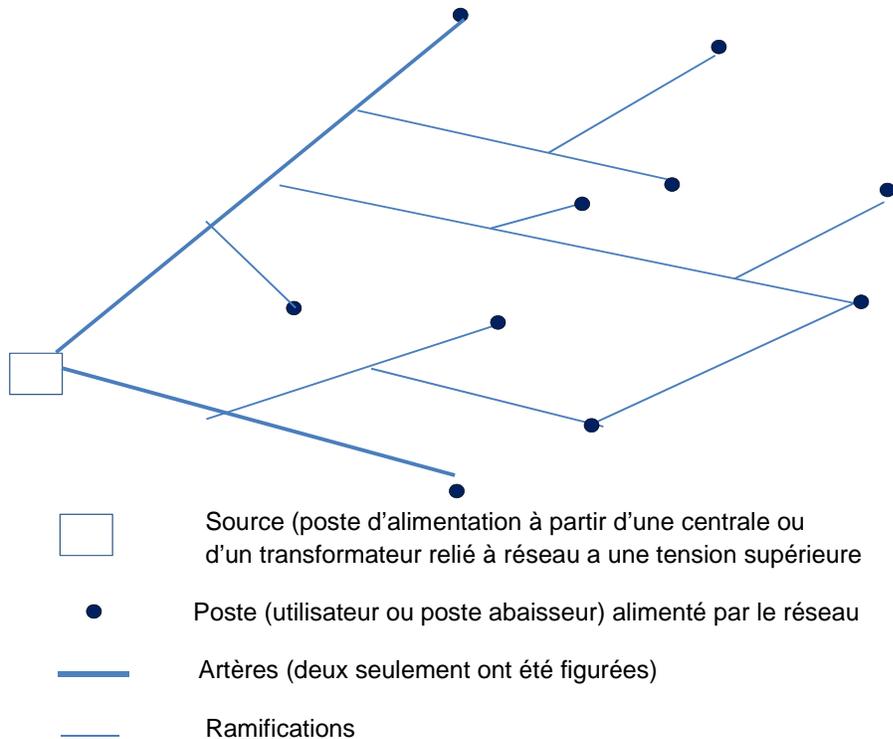


Figure 30: Schéma de principe d'un réseau radial

Dans la capitale, sur les Réseaux Interconnectés d'Antananarivo, la structure en fuseau avec poste MT/BT en coupure d'artère a été adoptée à partir de 2002 sur deux nouveaux feeders 20 kV suite aux recommandations des études effectuées par le Consultant SOGELERG en 1998.

3.4.2.2.3. Textes réglementaires

Les dispositions des textes suivants qui ne sont pas contraires à celles de la loi n° 98-032 du 20 janvier 1999 portant réforme du secteur électricité à Madagascar restent applicables :

- Décret 60-294 du 27 août 1960, portant détermination des conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique.
- Décret 62-535 du 31 octobre 1962 portant détermination des conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique.
- Décret 64-013 du 7 janvier 1964 portant sur réglementation générale en matière d'opération d'énergie électrique à usage public.

3.4.2.2.4. Normes et standards appliqués

Les normes appliquées pour les réseaux de distribution publique d'énergie électrique sont les normes françaises **NF C 11-201** ou équivalentes.

Tension et fréquence

Les ouvrages de transport, de distribution et de branchement relèvent des trois domaines de tension suivants, selon la valeur nominale de la tension (en valeur efficace pour le courant alternatif)

1ère Catégorie Basse tension (BT) Moins de 500 Volts	2ème Catégorie Moyenne Tension (MT) Moins de 50 000 Volts	3ème Catégorie Haute Tension (HT) Plus de 50 000 Volts
220 V	5 500 V	63 000V
380 V	15 000 V	138 000 V
	20 000 V	
	35 000 V	

Toutes les tensions s'entendent entre conducteurs phases

Tableau 7: Niveaux de tension à Madagascar

Standards techniques et normes de variation admis aux distributions MT et BT

Les standards techniques admis pour la qualité de la tension au point de livraison MT et BT sont les suivants :

- Fréquence nominale : 50 Hz
- Basse Tension : 380/220 V
- Moyenne Tension : 35 kV ; 20 kV ; 15 kV ; 5,5 kV et 5 kV

Paramètre	Tolérance
Fréquence de l'électricité livrée	Cinq pour cent en plus ou en moins (+ ou - 5%)
Tension Basse Tension au point de livraison	Dix pour cent en plus ou en moins (+ ou - 10%)
Tension Moyenne Tension au point de livraison	Sept pour cent en plus ou en moins (+ ou - 7%)

Tableau 8: Ecart de tension maximum au point de livraison à Madagascar

Standards techniques et normes des poteaux en bois et en béton

Les poteaux en bois sont catégorisés en plusieurs classes (de A à F) en fonction du diamètre, de la hauteur et des efforts sur ceux-ci. Ainsi, la hauteur des poteaux utilisés en BT varie entre 6 m et 10 m (Classes A-B-C), le diamètre dépendra des efforts appliqués (distance entre poteaux, type de câble, ...). La hauteur des poteaux pour la ligne MT est prise à partir de 11 m avec Classes E&F.

Les poteaux en béton sont catégorisés par effort en kg.

Standards techniques et normes admis pour les sections des conducteurs en réseau BT

Les normes d'application pour un câble nu sont la norme UTE NFC 34-410 ou équivalente et la norme NFC 34-125 ou équivalente.

Pour un câble isolé torsadé autoporté, pour un câble isolé torsadé avec neutre porteur, la norme est la UTE NFC 33-209 ou équivalente.

Pour la normalisation des réseaux, les conducteurs en Cuivre nu existants sont remplacés progressivement par des câbles en faisceaux torsadés Aluminium.

- Pour les câbles aériens nus, la section varie de 29 mm² jusqu'à 48,2 mm²
- Pour les câbles en faisceaux torsadés, la section varie de 35 mm² jusqu'à 70 mm²
- Pour les câbles rétylène torsadés, la section est de 2x16 mm² ou 4x16 mm²
- Pour les câbles isolés en Cuivre, la section varie de 35 mm² jusqu'à 240 mm²

Transformateurs de distribution MT/BT

Les transformateurs sont des transformateurs triphasés immergés dans l'huile, du type à remplissage intégral avec enroulements MT et BT en cuivre bobiné et doivent répondre aux normes suivantes :

Désignation	Normes
Transformateur triphasé MT/BT	NFC 52 100 - 52 112 et 52 113 ou lentes CEI 76
Transformateur monophasé type sur poteau	NFC 52 100 - 52 112 et 52 113 ou lentes CEI 76
Disjoncteur BT milieu de poteau pour transformateur type H 61	NFC 63 120 - HN 63 S 11 ou équivalentes
Parafoudre	NFC 65 100 ou équivalentes
Coupe circuit fusible MT pour poste en cabine	NFC 64-210 ou équivalentes

Tableau 9: Normes en application pour les transformateurs MT/BT à Madagascar

Poste de transformation MT /BT

Les postes de transformation sont :

- des postes du type préfabriqué et/ou maçonné pour une puissance supérieure ou égale à 200 kVA
- des postes sur poteau pour une puissance inférieure ou égale à 160 kVA

Régime de neutre BT

D'une manière très générale, les transformateurs MT/BT ont pratiquement toujours leur point accessible et raccordé à un conducteur de neutre (réseau BT triphasé à quatre conducteurs). Le point neutre du transformateur est mis directement à la terre au poste MT/BT. Le conducteur de neutre des réseaux BT est mis à la terre au moins tous les kilomètres, sauf dans les zones à risque élevé de surtensions atmosphériques où la mise à la terre doit être réalisée tous les 300 mètres.

Disjoncteurs abonnés BT

Les disjoncteurs présents chez les abonnés BT sont de type bipolaire non différentiel, et doivent respecter la norme NFC 62411 ou équivalentes. Les caractéristiques sont les suivantes :

- Type Bipolaire ou Tétra polaire
- Sensibilité Non différentiel
- Tension de service 230 V (bipolaire), 380 V (tétra polaire)
- Intensité 5-15A, 10-30A et 15-45A (bipolaire)
30-60A (tétra polaire)
- Pôle protégé 1
- Pouvoir de coupure 2 et 2,4 kV (bipolaire)
4,5 et 6 kV (tétra polaire)

Conducteurs et branchements

Le Décret n°60-294 porte sur les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique. Il y est précisé, pour les 3 niveaux de tension (HT, MT et BT), les prescriptions techniques en application pour les lignes aériennes et pour les canalisations souterraines. Le législateur y spécifie les règles à observer pour la traversée de cours d'eau, de chemin de fer. Cette information est importante et doit être prise en compte dans l'analyse de l'opportunité d'alimenter de nouveaux villages par extension de réseau.

Titre III – Installations de distributions rurales d'énergie électrique

Le titre III du décret n°60-294 traite spécifiquement des installations de distributions rurales d'énergie électrique. Selon l'Article 78, « Des dérogations à certaines dispositions du présent décret sont admises pour les installations de distributions rurales d'énergie électrique » et selon l'Article 79, « Les localités susceptibles de bénéficier de dérogations prévues pour les distributions rurales d'énergie électrique sont fixées par décision du Ministre chargé de l'énergie. »

Ces dérogations portent sur les supports, les conducteurs et la résistance mécanique des ouvrages.

3.4.2.2.5. Retour de l'expérience SWER

Pour l'électrification des zones rurales dans les régions Moyen Ouest d'Antananarivo, la JIRAMA a commencé à réaliser le réseau monophasé MALT avec neutre distribué sur le départ 35 kV Arivonimamo en tant que projet pilote en 2002. Mais par la suite des différents vandalismes subis par les réseaux (vols du câble neutre distribué, vols des câbles de descente de terre, jets de pierre sur les isolateurs en verre etc...), la structure a été changée en monophasé SWER à partir de 2004.

Le nombre total des villages électrifiés en monophasé SWER est actuellement au nombre de 95. Le système SWER n'a plus été poursuivi et a été pratiquement resté en suspens à partir de 2009 suite aux directives de la Direction Générale à cause des problèmes d'approvisionnement des divers équipements et matériels (transformateurs monophasés, sectionneurs fusibles etc...) et des différents problèmes liés à l'exploitation : temps d'intervention trop longs, panne fréquente des transformateurs suite aux coups de foudre etc...

En résumé, 95 villages se trouvant dans la banlieue Ouest et la région Moyen Ouest d'Antananarivo sont alimentés en monophasé SWER à partir de la ligne triphasée 35 kV.

3.4.3. Modalités de financement

Etant donné que l'objectif de la stratégie est ambitieux, il est nécessaire d'établir une révision des modalités de financement actuellement existantes et utilisées par les acteurs responsables des investissements dans le cadre de l'accès à l'électricité. On vérifiera donc si une modification de ces modalités doit être intégrée pour assurer le succès de la stratégie en elle-même.

Les financements possibles aujourd'hui et ceux qui ont contribué au développement du système électrique actuel ont été déterminés par le cadre normatif du secteur. En particulier les normes de référence sont les suivantes :

- Loi 98/032 ;
- Décret 2001/173 ;
- Loi 2002/001 ;
- Décret 2002/1550 et Décret 2003/510 ;
- Loi 2015/39.

La stratégie pour l'accès à l'électricité est à relier avec le développement du réseau de transport et de distribution, des moyens de production et du développement des installations électriques en milieu rural. Dans ce chapitre, les possibilités de financement existantes seront étudiées pour chaque aspect de ce qui est défini comme « accès à l'électricité ».

3.4.3.1. MODALITÉS DE FINANCEMENT POUR LE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT ET DISTRIBUTION

3.4.3.1.1. Installations de distribution dont la puissance de pointe est inférieure ou égale à 500 kW

Il est possible d'investir dans des installations de distribution dont la puissance de pointe est inférieure ou égale à 500 kW, après avoir reçu l'Autorisation du MEH. Cette Autorisation est obtenue via la procédure suivante :

- Le sujet intéressé (une compagnie privée ou publique) répond à un appel d'offre ou soumet une candidature spontanée pour le développement d'un réseau de distribution.
- Le sujet sélectionné sera celui qui répond le mieux aux critères techniques et financiers validés par l'ORE pour le projet en question
- L'investissement peut démarrer après la publication de l'arrêté par le MEH

Il n'y a pas d'indication particulière en ce qui concerne les modalités de financement d'un investissement pour une installation de moins de 500kW. Pour obtenir l'Autorisation, il faut d'abord satisfaire les critères de soutenabilité financière relative au projet. Ça veut dire que il est possible de le financer avec les modalités suivantes :

- L'investissement peut démarrer après la publication de l'arrêté par le MEH L'investissement est totalement financé par la compagnie qui répond à l'appel d'offre ou qui présente une candidature spontanée ;
- L'investissement prévoit d'abord (dans l'appel d'offre) une subvention publique par le MEH grâce à un fonds de l'Etat ou un crédit souscrit auprès d'Organisations internationales ;

Dans les deux cas, il est possible pour l'investisseur de se financer avec du crédit classique. Les prêteurs éventuels peuvent, s'il y a lieu, se substituer à l'investisseur direct.

Les installations de distribution ayant une puissance de pointe inférieure ou égale à 500 kW sont généralement présentes dans deux réalités spécifiques:

- En addition aux réseaux de distribution avec puissance plus élevée de la JIRAMA
- Dans les milieux ruraux où l'électrification rurale est définie pour des installations inférieures à 250 kW.

Les modalités d'investissement pour des puissances comprises entre 250kW à 500kW pourront être associées aux modalités présentées dans le prochain paragraphe.

3.4.3.1.2. Réseau de transport et de distribution dont la puissance de pointe est supérieure à 500 kW (réseaux interconnectés)

Pour analyser les modalités de financement en vue du développement du réseau de transport et de distribution (les réseaux interconnectés), il convient d'abord de revenir sur le processus d'investissement sur le réseau, tel que prévu par le cadre législatif.

Avant tout, le Concessionnaire du réseau, qui a reçu la Concession par décret, est l'unique entité en charge d'intervenir sur le réseau dans le territoire objet de la Concession.

Actuellement, le Concessionnaire pour les réseaux interconnectés est la JIRAMA, une société anonyme propriété de l'Etat malgache.

Les investissements suivants sont considérés comme des investissements participants au développement des réseaux interconnectés :

- Installation de nouveaux branchements BT ;
- Installation de nouveaux branchements MT ;
- Installation de nouveaux branchements – acquisition de matériel ;
- Normalisation de branchements ;
- Renforcement et création de postes HT/MT et MT/BT;
- Amélioration du système (passage en 20 kV de ligne MT) ;
- Renforcement de lignes BT existantes ;
- Renforcement de lignes MT existantes ;
- Création de nouveaux départs MT.

Le consultant a choisi d'inclure aussi les actions d'amélioration du système comme faisant partie des investissements favorisant l'accès à l'électricité. Le développement des moyens de production sera traité à part dans la section 3.4.3.2.

La JIRAMA peut investir et donc intervenir sur le réseau selon les modalités de financement suivantes :

- En utilisant les capitaux propres de la société ;
- En utilisant la liquidité de la trésorerie ;
- Avec des subventions d'investissements (crédits obtenus par l'Etat grâce à différents plans de crédit obtenus grâce à des Organisations Internationales comme l'IDA - Banque Mondiale, ou la BEI) ;
- Sur base d'emprunts et de dettes financières à long terme de la société ;
- Éventuellement en partageant les coûts avec les opérateurs concessionnaires sur le segment de la production, qui font une demande d'interconnexion avec le réseau plus proche.

En étudiant le bilan de la JIRAMA sur la période 2010-2014, il peut être cependant constaté que la situation financière a subi une dégradation continue. La situation est tellement tendue que la plupart des actions financées par la JIRAMA est dédiée à l'amélioration du système, plutôt qu'à l'augmentation du nombre des clients ou à l'expansion des réseaux.

L'évolution de la situation financière de la JIRAMA entre 2010 et 2014 peut être synthétisée par les données présentées dans le Tableau 10 suivant :

		2010	2011	2012	2013	2014
Capitaux propres	MGA	140.256.746.503	-43.759.785.112	-254.367.619.154	-502.329.100.651	-798.741.017.877
	USD (taux de change de 2014)	53.286.365	-16.625.224	-96.639.386	-190.844.950	-303.457.812
Résultat d'exercice net	MGA	-82.644.613.348	-176.724.035.474	-211.706.352.473	-239.204.341.809	-296.064.605.605
	USD (taux de change de 2014)	-31.398.354	-67.141.023	-80.431.510	-90.878.551	-112.480.911
Immobilisation en cours	MGA	43.279.258.110	48.956.401.194	74.855.729.509	75.239.604.982	29.930.102.089
	USD (taux de change de 2014)	16.442.662	18.599.524	28.439.200	28.585.042	11.371.049
Subventions d'investissements	MGA	346.937.557.632	389.382.800.247	431.236.654.831	467.985.958.722	510.955.320.288
	USD (taux de change de 2014)	131.808.571	147.934.374	163.835.497	177.797.298	194.122.225
Trésorerie: décaissements sur acquis d'immobilisations corporelles ou incorporelles	MGA	50.735.060.447	45.277.439.264	61.474.249.279	43.724.751.153	37.641.865.970
	USD (taux de change de 2014)	19.275.272	17.201.812	23.355.306	16.611.914	14.300.904
% investissements financé par JIRAMA sur le total des financements aux investissements		13%	10%	12%	9%	7%
Taux de décroissance du poids des investissements JIRAMA sur les investissements totaux			-18%	20%	-32%	-20%

Tableau 10 : Données relatives à la situation financière de la JIRAMA (filière de l'électricité et de l'eau confondues)

On peut observer que la société ne représente plus une valeur positive pour ses *actionnaires* (dans ce cas l'Etat Malgache) au niveau de capitaux propres. En particulier, il peut être observé que les capitaux propres étaient positifs en 2010 et ont subi une décroissance de 669% en 5ans. Le taux de décroissance moyen du résultat net a été de 43%. Les raisons sont bien connues et sont principalement liées à la gestion du parc de production, au bas taux de recouvrement des factures et au tarif régulé par l'ORE pour les ventes aux consommateurs.

Ces chiffres justifient facilement la décroissance des immobilisations en cours, notamment l'index des investissements sur les infrastructures d'une compagnie à vocation industrielle comme la JIRAMA : -31% si on compare les valeurs du 2014 avec ces du 2010.

Un autre chiffre qui permet de cadrer la situation des modalités financières pour les investissements futurs sur les réseaux de transport et de distribution est le rapport entre la liquidité prélevée par la trésorerie pour les investissements et le montant de passifs dont la source est les subventions données par l'autorité publique ou les organisations internationales. Si en 2010 le pourcentage total de liquidité directement fournie par la compagnie aux investissements était de 13% sur le total investi, en 2014 cette valeur n'est plus que de 7% avec un taux de décroissance annuel moyen de -12%. Dans la même période, les subventions pour les investissements sont augmentées de 47% par rapport à 2010.

Dans ce contexte, il est aisé de comprendre pourquoi la plupart des investissements sur le réseau de transport et de distribution est dédiée à l'amélioration du système. Après un regard rapide au Tableau 11, il est évident qu'avec à peine 30% des investissements réservé aux nouveaux branchements, ces derniers ne sont pas encore la priorité de la compagnie d'électricité.

Projet	USD	MGA	% sur les totaux investissements
Amélioration du système	5.152.917	13.563.156.852	48%
Création de départ MT	0	0	0%
Renforcement et création de poste	1.912.233	5.033.250.234	18%
Renforcement de lignes BT	430.000	1.131.816.760	4%
Renforcement de lignes MT	0	0	0%
Nouveaux branchements MT	1.197.083	3.150.881.348	11%
Nouveaux branchements - acquisition matériels	1.960.833	5.161.172.163	18%
Total des investissements en branchements	3.157.917	8.312.053.512	30%
Total des investissements	10.653.067	28.040.277.357	100%

Tableau 11 : Investissements dans l'année 2014 dans les réseaux de la JIRAMA

On peut également noter que l'acquisition de matériels pour de nouveaux branchements constitue une part importante des investissements (18% du total). Malgré cela, et comme le montre le Tableau 12, la JIRAMA n'a pas été capable de satisfaire toute la demande en termes de nouveaux branchements à cause du manque de matériel nécessaire.

L'insuffisance de moyens est encore plus évidente en regardant les valeurs des nouveaux branchements en BT (principalement pour les clients particuliers): la capacité de la JIRAMA à installer nouveaux branchements empire chaque année et est accompagnée par une croissance continue des branchements en instance (-51% de taux de branchements en 2014 par rapport à 2010). Pour les branchements en MT, la situation est moins grave mais c'est pour le différent ordre de grandesse des demandes.

	2010	2011	2012	2013	2014
Nombre branchements BT réalisés	14544	13248	13559	10787	7079
Allure annuelle des branchements réalisés		-9%	2%	-20%	-34%
Nombre de branchements BT en attente (devis payés)	11979	12326	15429	17408	28548
Allure des branchements en attente		3%	25%	13%	64%
Nombre de branchements MT réalisés	52	52	75	66	74
Nombre de branchements MT en attente (devis payés)	nd	nd	36	49	128

Tableau 12 : Nombre de branchements réalisés et en instance dans le RI de la JIRAMA

Le cadre fourni démontre que les efforts les plus immédiats dans l'éventail des possibilités de la JIRAMA et liés l'accès à l'électricité pourraient se concentrer sur la densification des clients dans les réseaux existants et sur l'amélioration du système en général.

3.4.3.2. MODALITÉS DE FINANCEMENT POUR LE DÉVELOPPEMENT DES MOYENS DE PRODUCTION

Selon le cadre contractuel actuel, les investissements dans les moyens de production sont possibles selon ces modalités :

- Projets sous la gestion de la JIRAMA financés par la compagnie toute seule ou avec les subventions publique ou internationale ;
- Projets des opérateurs privés qui répondent aux appels d'offre de la JIRAMA. Ces appels d'offres doivent être approuvés par l'ORE et représentent la mise en œuvre du plan de développement de la production de l'ensemble des réseaux de la JIRAMA ;
- Projets des opérateurs privés qui répondent aux appels d'offres par le MEH ou l'ADER pour la réalisation de moyens de production dans le territoire hors de la concession de JIRAMA ;
- Projets des opérateurs privés qui répondent aux appels de candidature spontanée émis par le MEH ou l'ADER.

Selon la taille de puissance installée, ces investissements nécessiteront soit une autorisation publique (avec un arrêté), soit une concession par décret.

A ce stade, seules seront considérées les modalités de financement pour les moyens de production qui ne peuvent être considérés comme contribuant à l'électrification rurale. Le prochain paragraphe sera entièrement dédié au développement des installations dans les milieux ruraux.

En cohérence avec les modalités d'investissements, les moyens financiers pour la création ou l'expansion des centrales de production sont les suivants :

- Les capitaux propres de la société concessionnaire des réseaux (la JIRAMA) ;
- La liquidité de la trésorerie de la société concessionnaire des réseaux (la JIRAMA) ;
- Les subventions par le MEH ou par les Organisations de développement internationales ;
- Les capitaux propres des opérateurs privés.

Il est bien sûr possible, pour un unique projet, d'utiliser des financements en utilisant différentes sources de capital.

Le chapitre précédent décrit bien la situation financière difficile de la JIRAMA. Ainsi, la plupart des investissements sur les réseaux sont permis par les subventions. Le cadre des grands investissements repris dans le dernier rapport d'activité de la JIRAMA (année 2014) confirme cette situation. Par exemple, les 6 grands projets présentés dans le tableau suivant sont tous financés avec la contribution d'Organisations Internationales. Seuls 3 projets présentent des investissements directs de la JIRAMA.

Cadre du Projet	Projet	Source de la subvention	Eventuelle contribution de la JIRAMA
P2RS2E	Réhabilitation du groupe 3 de la centrale hydroélectrique d'Antelomita I	Banque Mondiale	oui
PIC	Remise en service des groupes existants, mise en exploitation des nouveaux groupes HFF à Nosy Be	Banque Mondiale	oui
ESMAP	Exploitation des potentiels de mini-hydroélectricité	Banque Mondiale	non
	Installation du groupe 3 de la centrale hydroélectrique d'Andekaleka	BADEA/OFID/KF AED/GOM	non
	Installation du groupe 4 de la centrale hydroélectrique d'Andekaleka	BEI	oui
	Installation solaire à Maevatanana	Projet pilote avec le MEH	non

Tableau 13 : Projets dans la production selon le rapport d'activité de la JIRAMA (année 2014)

3.4.3.3. MODALITÉS DE FINANCEMENT POUR LE DÉVELOPPEMENT DE L'ÉLECTRIFICATION RURALE

Le décret 2002-1850 instituant l'Agence de Développement de l'Électrification Rurale (ADER) constitue un cadre normatif spécial pour le développement des milieux ruraux. Cela se reflète aussi sur les modalités de financement possible.

L'investissement dans l'électrification rurale est géré par l'ADER, l'entité publique en charge de promouvoir l'émergence et le développement des installations dans les zones rurales ou périurbaines. Comme les conditions socio-économiques de ces territoires ne garantissent pas encore une rentabilité consistante, l'ADER est responsable de l'attribution des subventions par l'utilisation du Fonds National d'Électricité (FNE). Ces subventions visent à réduire le coût d'investissement initial de l'exploitant qui va réaliser l'infrastructure. De plus, la subvention a pour objectif de réduire le tarif final de vente d'électricité aux consommateurs.

Les modalités de financement pour l'électrification rurale comprennent les modalités classiques et également des subventions de ADER via le FNE et éventuellement à des contributions des communes locales :

- Les subventions par le MEH ou par des organisations de développement internationales ;
- Les capitaux propres des opérateurs;
- Les subventions de l'ADER au travers du FNE ;
- Les contributions des collectivités locales.

En particulier, le FNE est financé par différents sources :

- Prêts, dons, crédits par les organisations interinstitutionnelles ;
- Prêts, dons, crédits par l'Etat ;
- Prêts, dons, crédits par les collectivités locales ;
- Une contribution pour chaque kWh exploité à un taux révisable pour tous les exploitations hors de ces facturés au tarif social ;
- Dotation versée au titre de redevance ;
- Dotations versées comme pénalités financière pour concessionnaires ou concessionnaires ;
- Frais d'instruction chez le MEH pour la demande de concession ou autorisation à l'exploitation ;
- Frais d'inscription avant la mise en vigueur de l'autorisation ou concession à l'exploitation.

Il est important de noter que le FNE n'a aucune structure qui lui permette d'avoir une valeur hors de la liquidité à prélever. De plus, le FNE ne suit pas des règles d'investissement ou de gestion du risque d'investissement. Cela veut dire qu'une fois la subvention passée, l'ADER ne peut profiter de l'exploitation subventionnée que jusqu'à la fin de la viabilité technique et économique, mais en n'ayant aucun droit de propriété sur l'exploitation en cours.

Le Tableau 14 ci-dessous permet d'apprécier comment ont évolué les acteurs de l'électrification rurale dans le cadre normatif actuel.

Contribution annuelle en pourcentage aux investissements d'électrification rurale

année	FNE	Opérateurs (JIRAMA incluse)	Commune	UE	GIZ	PNUD TANY MEVA	TANY MEVA	Investissements totaux (Millions de MGA)
2010	43,2%	36,5%	1,5%	12,0%	6,8%	0,0%	0,0%	3.562,6
2011	50,2%	15,9%	3,5%	27,1%	1,3%	2,1%	0,0%	10.787,0
2012	54,8%	31,6%	7,7%	0,0%	3,0%	0,0%	2,9%	3.150,0
2013	38,9%	27,3%	1,1%	23,5%	9,3%	0,0%	0,0%	2.907,4
2014	60,0%	40,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1.026,1
période 2010-2014	48,6%	24,3%	3,3%	18,8%	3,5%	1,1%	0,4%	21.433,2

Tableau 14 : Investissements en électrification rurale : contributions annuelles (Source : ADER, décembre 2015)

On peut affirmer que la contribution de l'ADER avec le FNE aux investissements d'électrification rurale est proche de 50% sur toute la période 2010-2014. La contribution des communes n'est pas élevée et le poids des organisations internationales et des opérateurs (JIRAMA incluse) est très proche. Toutefois il est important de rappeler que la loi prévoit que la contribution de l'ADER ne soit pas supérieure à 70% de l'investissement total. On peut dire que cette limite a été respectée en moyenne chaque année.

Toutefois, on peut observer que sur la période 2010-2014, les opérateurs n'ont pris que moins d'un tiers du risque d'investissements, en tirant cependant partie de la totalité des bénéfices d'exploitation. D'ailleurs, il conviendrait de fixer précisément la proportion de contribution des opérateurs réellement privés dans cette assiette, la JIRAMA demeurant une société à capitaux publics, dont la contribution devrait naturellement être assimilée à une subvention portée par la Puissance publique.

Dans la prochaine Tâche du projet (Tâche 2), il sera étudié comment le FNE peut soutenir le développement rural, mais en même temps retenir au moins une fraction de la valeur de ses subventions. Une piste serait de substituer le mécanisme de subventions « passives » avec un système plus dynamique, capable d'exploiter tous les nouveaux instruments de partenariat publique-privé que la Loi 2015/039 a mis à disposition des investissements infrastructurels.

3.4.3.4. LA LOI 2015/039 SUR LE PARTENARIAT PUBLIQUE-PRIVÉ (PPP) : NOUVELLES POTENTIALITÉS POUR DES FINANCEMENTS STRUCTURÉS DE L'ACCÈS À L'ÉLECTRICITÉ

La loi 2015/039 est née avec l'objectif de fournir une panoplie complète d'accords public-privé (PPP) qui pourraient permettre :

- À un investisseur privé de pouvoir choisir avec quel niveau de risque aborder le marché des investissements infrastructurels à Madagascar ;
- À la Personne publique (l'Etat) de diminuer le poids des dépenses publiques sur le bilan national, tout en préservant les biens publics patrimoniaux.

Selon cette loi, le PPP est un montage juridico-financier innovant qui favorisera le financement de grandes et moyennes infrastructures structurantes pour le bénéfice des populations et pour le développement de l'économie malgache. Cela est rendu possible avec l'introduction des instruments suivants dans le cadre législatif:

- **Les concessions** : contrat dans lequel l'Entité Publique confie au privé des investissements ou la fourniture de services en donnant le droit d'exploitation sur ces investissements ou ces services. Le risque d'exploitation est également transféré ;
- **Les contrats d'affermage** prévoient que le titulaire privé reçoit tout le risque d'exploitation lié à l'obligation d'entretien, de maintenance et de renouvellement, en laissant à l'Entité Publique le risque d'investissement lié aux investissements essentiels et basiques ;
- **Le contrat de type « Construction, Exploitation, Transfert » (CET) et ses dérivés** sont caractérisés par des investissements privés qui donnent au titulaire le droit de construction et d'exploitation pour une période de temps limitée avant son transfert à titre gratuit à l'entité publique en fin de contrat ;
- **Le contrat de partenariat** est un PPP où l'investissement est réalisé par le privé, l'Entité Publique s'engageant à rémunérer le titulaire en louant l'infrastructure et en payant les services rendus pendant toute la durée du contrat.
- **Les fonds de développements** (publics ou privés) qui peuvent financer les études préalables et les opérations de lancement des projets PPP.
- **Les fonds de garantie** en charge d'intervenir dans le cas où l'Entité Publique n'est pas capable de satisfaire ses obligations financières.
- **Les fonds de viabilités** qui ont l'objectif de fournir une partie de financement afin de lancer un projet initialement insuffisamment rentable.

Jusqu'ici ces instruments n'ont été pas utilisés pour financer l'accès à l'électricité. Le transport, la distribution et la production centralisée ont jusque-là été développés avec les ressources (limitées) de la JIRAMA, une compagnie publique en condition financière critique, et avec des subventions qui ont augmenté le passif de ladite société. Dans le même temps, les subventions pour l'électrification rurale n'ont pas pu générer une quelconque rente permanente pour la collectivité publique, malgré les dépenses de souveraineté considérables, alors que la contribution privée est restée limitée.

Les potentialités de ces nouvelles formes d'investissement visées par la loi 2015/039 portant sur le Partenariat Public Privé seront objet d'étude de la prochaine tâche. En particulier, il sera important de visualiser comment le FNE pourrait être transformé par un compte de liquidité à fond d'actifs (*assets*). Cela permettrait de construire la nouvelle stratégie sur la base d'un mécanisme d'investissement capable d'exploiter au mieux la possibilité de la contribution privée, sans gâcher les dons et les crédits (publics et internationaux) qui demeureront nécessaires pour un développement rapide et effectif du système électrique du Madagascar.

3.5. Problématiques saillantes du diagnostic

Les difficultés suivantes, relatives aux procédures actuellement en vigueur pour la planification et la mise en œuvre des programmes d'électrification ont été relevées tout le long de ce rapport :

- Le faible rythme des nouvelles électrifications ;
- Une faible pénétration de l'électricité là où elle est disponible et à proximité ;
 - Une densification peu significative des branchements JIRAMA ;
 - Un potentiel d'extension des réseaux JIRAMA non valorisé ;
 - De faibles taux de connexions dans les localités électrifiées par l'ADER.
- Des services électriques peu fiables ;
- La faiblesse des capacités des acteurs clés et la nécessité d'une meilleure coordination de leurs interventions, particulièrement aux frontières de leurs responsabilités ;
- Des problèmes techniques sur les réseaux JIRAMA
 - Surcharge des transformateurs publics en exploitation ;
 - Interruption fréquente de la fourniture d'énergie à cause de la vétusté des matériels et équipements et à un manque sensible de travaux de maintenance;
 - Mauvaise qualité de la tension en MT et BT livrée chez les clients ;
 - Pannes survenues sur les transformateurs;
 - Vols fréquents des câbles en exploitation.
- Des modalités de financement des investissements en infrastructures inconséquentes, ne prenant pas suffisamment en compte (i) la dimension peu rentable, voire structurellement déficitaire de l'électrification rurale et du segment de transport de l'électricité, (ii) les limites intrinsèques aux investissements privés, et (iii) la réalité de la nécessité d'une dépense publique mieux encadrée (notamment en termes de valorisation patrimoniale) pour assurer les investissements requis, y compris dans le cadre d'un PPP revisité.

A l'issue des analyses précédentes, et au-delà des contraintes institutionnelles, techniques et financières sus-évoquées, il est proposé de mettre l'accent sur six (6) problématiques supplémentaires, dans la perspective de l'élaboration de la stratégie sous le prisme de la NPE, tel qu'envisagé dans la Tâche 2 :

- 1) Les limites des plans directeurs indicatifs régionaux produits par l'ADER dans le contexte de la NPE ;

- 2) Le mauvais encadrement du financement des infrastructures et de la gestion du patrimoine public ;
- 3) Les contraintes inhérentes à l'encadrement tarifaire actuel ;
- 4) Des engagements insuffisamment incitatifs pour l'électrification rurale et le développement des énergies renouvelables ;
- 5) L'incertitude qui pèse sur les investissements stratégiques nécessaires au développement des réseaux de transport ;
- 6) Le rôle insuffisamment moteur des Collectivités locales.

Pour compléter ce tableau, un sixième point, davantage prospectif et qui constitue un risque à terme, est celui de l'absence, dans le contexte actuel, de dispositions institutionnelles et réglementaires pour la maîtrise de la ressource en eau en vue de la valorisation hydroélectrique.

3.5.1. Les limites des plans directeurs indicatifs régionaux produits par l'ADER, dans le contexte de la NPE

Jusqu'en 2009, c'est le PROGELEC, plan élaboré par le Ministère en charge de l'énergie en 1999, qui servait de guide pour l'électrification rurale. L'initiative de l'élaboration des plans indicatifs régionaux est entreprise opportunément par l'ADER avec l'assistance technique de la GTZ (qui deviendra GIZ), dans un contexte où le PROGELEC nécessite une mise à jour, dix ans après sa publication.

Cependant, malgré les innovations introduites notamment en termes de priorisation des localités et de valorisation des ressources renouvelables, ces plans régionaux présentent au moins trois limites conceptuelles à l'analyse, sous le prisme de la NPE :

- 1) Une mise à l'écart de l'option "extension des réseaux" de la JIRAMA ;
- 2) Le difficile encadrement de la prévision de la demande ;
- 3) Les difficultés d'une planification régionale en l'absence d'un plan directeur national : les problèmes aux frontières des régions.

Ces différents aspects sont développés ci-après, et renvoient toutes à une nécessaire articulation avec le PDMC également en cours de mise en œuvre.

3.5.1.1. UNE MISE À L'ÉCART DE L'OPTION "EXTENSION DES RÉSEAUX" DE LA JIRAMA

Comme déjà mise en évidence dans chapitre précédents, l'extension des réseaux de la JIRAMA n'a pas jusqu'ici été une option privilégiée par l'ADER. Cette orientation est confirmée par les 14 plans indicatifs proposés dans les régions, si l'on s'en tient en tous les cas à ceux explorés par le Consultant, et qui concernent les Régions de Boeny, Sava, Sofia et Vatovavy Fitovinany. En effet, partant de l'hypothèse selon laquelle les investissements requis pour garantir la disponibilité en énergie et en puissance à la fois sur les centrales en amont et sur les réseaux ne pouvaient pas être assurés par la JIRAMA compte tenu de sa situation financière, l'ADER avait opté pour une mise à l'écart de fait de cette option. Il faut dire que dans le contexte de cette époque et dans une perspective conservatrice, cette hypothèse pouvait en effet se défendre.

Au-delà de ces contraintes d'investissements imputées à la JIRAMA, on relève également que dans les plans indicatifs des 4 régions suscitées, le "périmètre" de la JIRAMA, analysé comme potentiellement extensible et sur lequel pèse une incertitude, est vu comme un espace "interdit" à l'ADER. La prudence du planificateur ADER lui recommandait alors de ne pas s'y aventurer³⁹. Or la définition sans ambiguïté de la notion d'électrification rurale, rappelée en prélude de ce rapport, étend la zone d'intervention de l'ADER jusqu'au périurbain⁴⁰.

Les plans indicatifs régionaux produits par l'ADER sont ainsi, de fait, des plans d'électrification Off-grid, aux antipodes des orientations de la NPE, qui envisage que 70% des objectifs d'accès visés à l'horizon 2030 (soit donc 49% de la population malgache) soit atteints par un raccordement aux réseaux interconnectés.

Cette orientation de la NPE aura moins deux conséquences :

- 1) La nécessité de prendre en compte cette option réseau dans la stratégie d'électrification, à minima pour l'alimentation des pôles de développement au sens de l'analyse spatiale dont un point est fait ci-dessus au chapitre 3.4.2.1, ainsi que des localités à proximité des réseaux. A ce stade, on peut imaginer que le cut-off pour cette option réseau, sera l'atteinte de l'objectif de 49% d'accès, tel que préconisé par la NPE, en tenant également compte de la densification à proximité des principaux centres JIRAMA (voir une première ébauche de l'analyse du potentiel au chapitre 3.3.3.3.1).

On peut ainsi déjà imaginer que plusieurs pôles de développement, aujourd'hui planifiés pour être alimentés via des solutions décentralisées dont souvent des centrales thermiques peu viables, soient reconsidérés pour être alimentés par extension des réseaux interconnectés, compte-tenu de cette nouvelle orientation de la NPE ;

- 2) La nécessité, dans le cadre de cette stratégie d'électrification, de développer et de renforcer les réseaux de transport et de distribution existants, tout en s'assurant de la disponibilité de l'énergie au niveau des centrales de production de la JIRAMA.

Il conviendra par conséquent de bien articuler les orientations de la stratégie et du plan qui seront élaborés dans le cadre de cette étude avec ceux du Plan de Développement à Moindre Coûts (PDMC), mené parallèlement.

³⁹ En introduction du rapport consacré aux trois premiers plans suscités, on peut ainsi lire : " *la considération (éventuelle) par la Jirama des fokontany situés à proximité de ses centres secondaires comme candidats au raccordement* : de nombreux Pôles de développement se situent à de faibles distances de centres secondaires d'ores et déjà électrifiés par la Jirama. Leur raccordement éviterait la mise en place de solutions décentralisées, et permettrait de réduire plus encore le nombre de projets thermiques diesel identifiés. Cette problématique s'inscrit pleinement dans la discussion en cours à Madagascar quant à la définition du périmètre d'intervention de la Jirama". Le rapport recommande ainsi **une mise à jour des plans proposés dès que cette incertitude serait levée.**

⁴⁰ Art. 2 du Décret n°2003-510 modifiant le Décret n° 2002-1550 instituant l'Agence de Développement de l'Électrification Rurale, ADER

3.5.1.2. LE DIFFICILE ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE

De façon générale, les modèles prévisionnels de la demande utilisés en électrification rurale décentralisée dans les années 90 et formalisée au début des années 2000, reposaient sur des enquêtes de terrain réalisées dans les localités non électrifiées et ciblées, et tentaient ainsi d'encadrer la demande et la capacité à payer des futurs abonnés, en partant de leurs comportements avant l'électrification. Moyennant une mécanique bien rodée⁴¹, les résultats obtenus pour chaque catégorie d'abonnés (domestiques, productifs, services, etc.), à la fois en termes d'énergie, de puissance, de capacité à payer et de poids relatif de la catégorie, étaient généralement "calés" grâce à des enquêtes de "contrôle", menées en proportion beaucoup moins importantes que les précédentes, dans quelques localités déjà électrifiées. Ces méthodes avaient d'autant plus de pertinence que la proportion des localités électrifiées, notamment via des systèmes décentralisés, étaient très peu significatives à cette époque.

C'est une démarche de ce type qui a été utilisée dans le cadre du PROGELEC.

Tel qu'indiqué dans les rapports y consacrés, les résultats de prévision de la demande du PROGELEC, ont également servi en partie à l'élaboration des plans indicatifs régionaux de Boeny, Sava, Sofia et Vatovavy Fitovinany.

Cependant, plus de 20 ans après le Séminaire international de Marrakech sur l'électrification rurale (1995), les résultats obtenus par ces méthodes ayant pourtant désormais "pignon sur rue", s'avèrent d'expérience généralement trop optimistes quant à la demande réelle des abonnés, et à leur capacité effective à payer, malgré les calages évoqués ci-dessus, avec notamment des risques de surdimensionnement des infrastructures.

Dans le contexte actuel, ces anciennes méthodes de prévision de la demande sont d'autant moins pertinentes que :

- 1) Le nombre de localités rurales déjà électrifiées est de plus en plus significatif et suffisamment parlant pour justifier qu'on s'y appuie davantage pour comprendre le comportement des abonnés en situation réelle d'électrification⁴² ;
- 2) L'extension des réseaux, quasiment abandonnée dès le début des années 2000 par les agences d'électrification rurale à la faveur des réformes ayant libéralisé le secteur électrique, revient comme une solution structurante de moindre coût, après les mouvements quasi-militants de la fin des années 1990 pour le tout "off-grid", et les premiers retours d'expérience de projets décentralisés aux bilans mitigés⁴³.

⁴¹ Lire notamment : Christophe de Gouvello et Yves Maigre (dir.), *L'électrification rurale décentralisée : Une chance pour les hommes, des techniques pour la planète*, Ed. Systèmes Solaires, 363 p., 2000

⁴² Plus de 210 localités électrifiées par l'ADER.

⁴³ Madagascar n'y échappe pas, au regard du bilan effectué dans les précédents chapitres.

Dans les deux cas, il faut cependant faire attention à l'encadrement des profils de demandes en situation "contraintes", comme c'est justement le cas sur la plupart des systèmes JIRAMA et ADER. Il s'agit tout particulièrement de ne pas être conservateur, quant à certaines valeurs de consommation et hypothèses de croissance de la demande⁴⁴.

Ainsi, pour la prévision de la demande, il est de plus en plus recommandé de partir, non plus d'enquêtes hypothétiques dans les localités non encore électrifiées, mais des observations de consommations faites en situations réelles d'électrification. C'est l'orientation prise par le Consultant dans le cadre de cette étude, avec la suggestion de s'appuyer davantage sur les bases de données des clients JIRAMA et ADER pour anticiper les consommations des futurs abonnés.

Une fois de plus, il est impératif que les résultats obtenus soient en adéquation avec ceux du PDMC, avec notamment une bonne prise en compte de la demande rurale et périurbaine future, et dont la satisfaction pourra induire des renforcements en énergie et puissance sur les réseaux interconnectés.

3.5.1.3. LES DIFFICULTÉS D'UNE PLANIFICATION RÉGIONALE EN L'ABSENCE D'UN PLAN DIRECTEUR NATIONAL : LES PROBLÈMES AUX FRONTIÈRES DES RÉGIONS

Si les plans produits par l'ADER ont eu le mérite d'exister dans un contexte de caducité du PROGELEC⁴⁵, ils pâtissent également d'une contrainte essentielle, en lien avec le point précédent relatif à l'extension des réseaux interconnectés : l'absence d'un plan structurant de développement de la production et des réseaux de transport et de distribution à l'échelle nationale.

En effet, l'on ne saurait considérer en l'état les plans indicatifs régionaux produits par l'ADER dans une optique nationale. Ces plans régionaux, au-delà des critiques ci-dessus listées, ne seraient en réalité que des optimums locaux, face à l'optimum global recherché dans le cadre d'un exercice mené à l'échelle nationale.

Plusieurs problèmes, dits "aux frontières" des Régions bénéficiant déjà de tels documents indicatifs, peuvent en effet se poser :

- La sélection et la hiérarchisation des pôles, dont la méthodologie est rappelée au chapitre 3.4.2.1, est par définition un exercice territorialisé. Pour un nombre équivalent de pôles recherchés et une base multicritères établie à l'échelle nationale, une analyse effectuée à l'échelle du pays ne conduira pas nécessairement aux mêmes résultats : des pôles retenus comme tels à l'échelle d'une région ne le seront plus nécessairement dans une optique nationale ;

⁴⁴ Une logique de scénarisation, basse, moyenne, haute, permettra d'en tenir compte.

⁴⁵ Les options du PROGELEC, à la fois très orientées vers le thermique et pas assez en faveur du développement des usages productifs de l'électricité, étaient très critiquées.

- Les options d'électrification de localités aux frontières de plusieurs régions ne seront plus nécessairement les mêmes que celles retenues dans les plans régionaux ;
- Les options de développement de ressources énergétiques locales (hydroélectricité, biomasse, etc.) aux frontières de plusieurs régions ne seront plus nécessairement les mêmes que celles retenues dans les plans régionaux ;
- Et comme déjà indiqué plus haut, en considération de l'option réseau, il est fort probable que plusieurs pôles (et autres localités aux voisinages des réseaux construits et à construire), antérieurement électrifiés par des solutions décentralisées, le soient désormais par extension des réseaux interconnectés.

Le plan indicatif national, véritable heuristique mathématique à l'échelle du territoire national, ne saurait ainsi être une simple juxtaposition des plans régionaux produits jusqu'ici par l'ADER⁴⁶.

Son élaboration, dont, rappelons-le, la responsabilité de production incombe d'un point de vue réglementaire à l'ORE, ne saurait donc être une simple juxtaposition des plans indicatifs régionaux actuels.

Comme le prévoit d'ailleurs la réglementation (Voir chapitre 3.4.1.5.2), ce plan national pourra cependant s'alimenter d'orientations telles que celles préconisées par les plans régionaux produits par l'ADER, et devra être en parfaite articulation, en entrée et en sortie, avec le PDMC.

3.5.2. Le mauvais encadrement du financement des infrastructures, de la gestion et de la conservation du patrimoine public

3.5.2.1. UN BILAN GLOBALEMENT MITIGÉ À LA SUITE DES RÉFORMES DES ANNÉES 90

Près de quinze ans après les premières réformes qui ont consacré le Partenariat Public-Privé dans le secteur électrique en Afrique, on observe dans la pratique (i) **une faible mobilisation des financements privés**, alors que ceux-ci étaient une des principales raisons annoncées de la libéralisation du secteur, et (ii) **l'absence d'un cadre juridique favorable aux affaires** : c'est l'un des principaux obstacles à l'implication des opérateurs privés (en particulier internationaux). A fortiori, très peu de pays proposent des dispositions spécifiques pour encourager des investissements dans le domaine des énergies renouvelables ou dans le sous-secteur de l'électrification rurale.

⁴⁶ En mathématiques appliquées et en informatique, l'optimum local d'un problème d'optimisation est une solution optimale (soit maximale soit minimale) dans le voisinage d'un ensemble de solutions candidates. Il diffère de l'optimum global, qui est la solution optimale parmi toutes les solutions possibles, et pas seulement celles situées dans un voisinage particulier.

Sans remettre en question le principe de l'ouverture du secteur aux opérateurs privés, un nécessaire retour de la Puissance publique aux avant-postes des investissements structurants, à temps de retours longs et/ou structurellement déficitaires semble progressivement être admis, y compris dans le cadre de PPP : il est en effet dans la logique des entreprises privées de rechercher des retours sur investissements rapides, particulièrement dans des pays jugés à risques. Les fonds publics devront donc être injectés dans le financement des infrastructures, pour créer des conditions d'attraction des investisseurs privés.

La situation est encore plus critique en électrification rurale, en raison des faibles capacités à payer, et la nécessité de construire des réseaux de plus en plus éloignés pour des populations de plus en plus dispersées. Il est ainsi désormais convenu qu'il y a lieu de définir une nouvelle approche du PPP qui prenne acte de ce que le secteur privé ne pourra pas apporter à lui-seul l'ensemble des financements recherchés.

3.5.2.2. POUR UNE NOUVELLE APPROCHE DU PARTENARIAT PUBLIC-PRIVÉ

Il est ainsi de plus en plus admis que même si le PPP se justifie encore, il devrait davantage se positionner comme un outil de promotion des investissements sur le **segment potentiellement rentable de la production, notamment à base d'énergies renouvelables**, avec cependant la nécessité d'améliorer l'environnement des affaires sur ce segment, à travers par exemple l'institution (i) de tarifs de rachats attractifs (feed-in tariff), (ii) d'obligations de rachat par les acheteurs centraux et distributeurs de proximité, ou (iii) d'incitations fiscales (exonération de taxes et droits de douane sur les équipements importés, avantages fiscaux en phases d'exploitation, etc.).

Les nouveaux cadres de PPP doivent ainsi donner la possibilité aux structures publiques telles que le FNE d'intervenir comme de véritables outils d'ingénierie financière (capacités à lever des fonds concessionnels directement ou avec la garantie de l'Etat, de prendre des participations, d'émettre des obligations, etc.) et non plus comme distributeur exclusif de subventions à fonds perdus, comme c'est encore le cas dans le contexte de Madagascar (voir chapitre 3.4.3.3 ci-avant consacré aux modalités de financement de l'électrification rurale). Dans un tel contexte, **le champ d'intervention du FNE pourrait être élargi à l'ensemble du secteur de l'électricité** et non plus restreint à l'électrification rurale tel que stipulé à l'Article 1^{er} de la Loi n°2002-001 portant création du FNE.

Sur les segments à temps de retour longs et/ou structurellement déficitaires tels que **le transport et la distribution**, il faut prendre acte du caractère souverain des investissements, le PPP s'orientant davantage comme un outil de délégation de gestion, dans une logique d'externalisation (outsourcing) de l'exploitation, pour une accélération à la fois efficace et efficiente de l'électrification rurale.

Le graphique ci-dessous donne une illustration de la structure de financement du Programme d'Electrification Rurale Globale (PERG) au Maroc à fin 2008. Pour passer d'un taux d'électrification de 18% en 1995 à près de 100% aujourd'hui, l'ONE a préfinancé l'opération, d'un budget de l'ordre de 1,8 milliards d'Euros, à hauteur de **53 % sur ses fonds propres** tandis que 47% ont été mobilisés sous la forme de **prêts concessionnels garantis par l'Etat** auprès de l'AFD, la BID, la JBIC, la BEI, le FADES, le Fonds koweïtien, et la KfW.

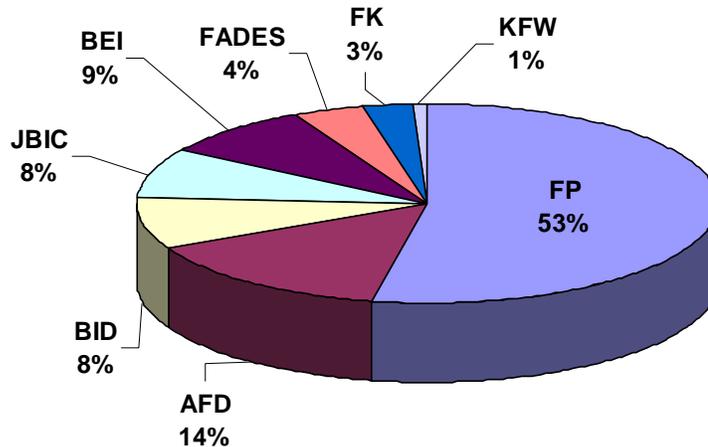


Figure 31 : Structure du budget d'investissement du PERG à fin 2008. Source : ONE

3.5.2.3. UN MOUVEMENT GLOBAL EN FAVEUR D'UNE RÉFORME DU FNE

On assiste ainsi, certes encore timidement depuis bientôt dix ans, à une prise de conscience de cette réalité par plusieurs Etats africains⁴⁷ qui remettent progressivement en question les postures quasi-dogmatiques de la fin des années 90, souvent à la faveur d'un regain de santé macroéconomique et à l'issue notamment des processus d'allègement de la dette.

⁴⁷ A titre d'illustration, ce retour en arrière de l'Etat est manifeste dans un pays comme le Cameroun. Le secteur électrique a été libéralisé à la faveur d'une loi fin 1998. La société nationale d'électricité (SONEL) a été mise en concession en 2001. L'Etat a entrepris un premier retour dès 2006 avec la création d'une société de patrimoine (EDC, aujourd'hui principal maître d'ouvrage des investissements structurants sur le segment de la production tel que le barrage de Lom Pangar) et second en 2011, avec la création d'une société nationale de transport, renvoyant de fait le repreneur privé de la SONEL (passé entre-temps des mains de l'américain AES Corp vers ceux du fonds britannique ACTIS) sur la distribution et une portion de la production plafonnée à 1000MW. Les plus de 1600 localités électrifiées depuis la privatisation ne l'ont été que par le fait exclusif de la puissance publique, le repreneur privé se concentrant sur des activités à la rentabilité avérée.

Si les approches observées en Afrique du Nord⁴⁸ sont difficilement reproductibles dans plusieurs pays d'Afrique subsaharienne en raison notamment des capacités financières des Etats, il conviendrait probablement d'évoluer vers des solutions de PPP intermédiaires pour mieux sécuriser les investissements plus modestes mais cependant relativement conséquents qui peuvent être portés par la puissance publique.

C'est notamment le cas à Madagascar, où malgré les efforts continus consentis par l'Etat à travers le FNE, les résultats obtenus sont loin d'être à la hauteur des objectifs nationaux et encore moins des ambitions internationales traduites notamment dans le cadre du SE4ALL. Le bilan mitigé de l'ADER présenté au chapitre 3.3.1.3, d'autant plus en raison de la mauvaise fiabilité des systèmes installés (cf. chapitre 3.3.2.2), témoigne avec force des insuffisances du modèle actuel. Elle est en effet symptomatique d'une démarche qui miserait artificiellement sur une prise en charge "responsable" par le secteur privé, et ce sans un contrôle plus direct de la puissance publique, d'investissements de renouvellement qui de fait ne sont pas financièrement rentables, à l'issue d'une injection « à l'aveugle » de subventions sèches, telle que pratiquée jusqu'ici par le FNE.

Il s'agit en quelque sorte d'une remise en cause du modèle théorique dit de la **concession** (tel que pratiqué dans le cadre des régimes en vigueur d'Autorisation et de Concession), au profit d'un **affermage** (tel que désormais introduit par la nouvelle loi n°2015/039 sur le Partenariat Public-Privé)⁴⁹, parfaitement assumé par la puissance publique. En adoptant cette option, la République de Madagascar et à travers elle, le FNE ainsi reformé, prendraient acte de ce que les investissements de première installation seront souvent et quasi-exclusivement portés par l'Etat sous la forme de subventions sur les segments (i) de la distribution (subvention plutôt sèche), (ii) du transport (avec éventuellement une valorisation grâce à la perception de droits de transits auprès des producteurs, mais davantage la quête minimale d'un équilibre financier). Les investissements publics consentis sur le segment de la production seront par contre considérés comme des placements publics avec retours d'investissements et effets de levier sur du capital risque privé, qui pourra éventuellement bénéficier de lignes de crédit dédiées notamment dans le cadre de la promotion des énergies renouvelables.

⁴⁸ L'Algérie, la Tunisie, le Maroc ont pu conduire à terme leurs programmes d'électrification rurale en confiant cette mission aux sociétés nationales d'électricité. Pour y parvenir, ces pays ont non seulement fait preuve d'une très forte volonté politique, mais ont pu mobiliser dans le cadre de prêts concessionnels et en partie sur leurs ressources propres, l'essentiel des moyens financiers requis, soutenant cet effort pendant des décennies.

⁴⁹ Selon cette Loi, **les contrats d'affermage** prévoient que le titulaire privé reçoive tout le risque d'exploitation lié à l'obligation d'entretien, de maintenance et de renouvellement, en laissant à l'Entité Publique le risque d'investissement lié aux investissements essentiels et basiques.

Il s'agirait alors d'opter pour une évolution du FNE vers un fonds de type patrimonial, permettant à la puissance publique un meilleur contrôle de l'exploitation, avec à la clé des retours sur investissement permettant à terme de garantir l'autofinancement de grosses opérations de maintenance, de renouvellement et même d'extension de systèmes existants, mais aussi de réaliser de nouveaux investissements (revolving fund)⁵⁰.

3.5.3. Les contraintes inhérentes à l'encadrement tarifaire actuel

A Madagascar, les tarifs de ventes de puissance et d'énergie des concessionnaires de distribution aux usagers finaux sur les réseaux interconnectés et en dehors sont réglementés (Art. 50 de la Loi).

Les principes cardinaux qui régissent cet encadrement tarifaire sont les suivants :

- Refléter les coûts économiques de la fourniture de manière à stimuler l'efficacité dans l'utilisation de l'énergie électrique ;
- Tenir compte de la nécessité d'assurer la viabilité financière des opérateurs ;
- Inciter les opérateurs à la productivité ;

L'ORE révisé la structure et coefficients des formules d'ajustement tous les cinq ans ou en cas de modification fondamentale de la structure des coûts.

Dans le cas spécifique des Autorisations de distribution, notamment en zones rurales, les tarifs sont par contre libres, bien que pratiqués dans le cadre d'un contrat liant le fournisseur et l'utilisateur dont le format doit être approuvé par l'ORE (Art. 53).

De plus, dans le cas d'électrifications financées totalement ou partiellement par des subventions d'équipement (cas des subventions du FNE), pour lesquelles un tarif serait éventuellement établi dans l'accord de subvention, l'ORE pourrait être chargé de veiller à l'application du tarif agréé (Art. 60).

Ainsi, comme indiqué ci-dessus au chapitre 3.4.1.5.2, en dehors du risque lié au partage de responsabilités entre le MEH et l'ORE en matière de réglementation de la tarification, cette fonction est plutôt bien encadrée par la loi.

Dans la pratique, on constate cependant une incohérence des tarifs dans une logique à la fois d'accès pour tous à l'électricité et de viabilisation économique du secteur. En effet, sous des angles certes différents, le problème concerne aussi bien (i) le périmètre JIRAMA, où l'on note une incohérence entre les tarifs pratiqués et la rentabilité financière de la société, que (ii) les zones sous mandat de l'ADER, où l'on constate une inadéquation des tarifs en vigueur avec la capacité à payer des ménages.

⁵⁰ Ces recommandations rencontrent a priori celles de la NPE qui préconise que "La forme juridique du FNE soit finalisée en améliorant la Loi portant création du FNE et ses décrets d'application, afin de lui permettre de lever des fonds auprès des PTF et, à moyen terme, d'emprunter sur le marché. Il faudra également entreprendre une analyse de l'opportunité de créer un fonds multi-bailleurs pour l'électrification ou d'élargir le mandat du FNE. Ce fonds pourrait être géré directement par un bailleur".

3.5.3.1. ADER – DES TARIFS AU-DELÀ DES CAPACITÉS À PAYER

Sur les 12 centres d'exploitations de l'échantillon ADER présenté au chapitre précédent, les informations tarifaires relatives à neuf (9) centres⁵¹ ont été analysées. Ces centres couvrent les 4 zones économiques homogènes de Madagascar, sont alimentés en hydro (2), biomasse (2), diesel (4) et par extension de réseau (1), et gérés par 4 opérateurs (CASIELEC, HIER, JIRAFI et SERMAD).

Sur le site de l'ORE, les éléments tarifaires a priori publiés par le régulateur pour ces centres sont d'une part le prix du kWh et d'autre part la redevance fixe. Comme stipulé par la réglementation, même si les tarifs pour les concessionnaires sont libres, l'ORE pourrait veiller à l'application des tarifs agréés, conformément aux accords de subvention passé avec l'ADER, dans la mesure tous ces projets ont bénéficié de subvention d'équipement pouvant atteindre 70% du montant total d'investissement.

3.5.3.1.1. Exclusion de fait des ménages les plus pauvres...

Comme illustré par le graphique de la Figure 32, pour une consommation cible de 10kWh⁵², la facture d'électricité hors toutes taxes varie de près de 12.000 Ar/mois (sur des systèmes hydro) à un peu moins de 25000 Ar/mois (sur des systèmes diesel).

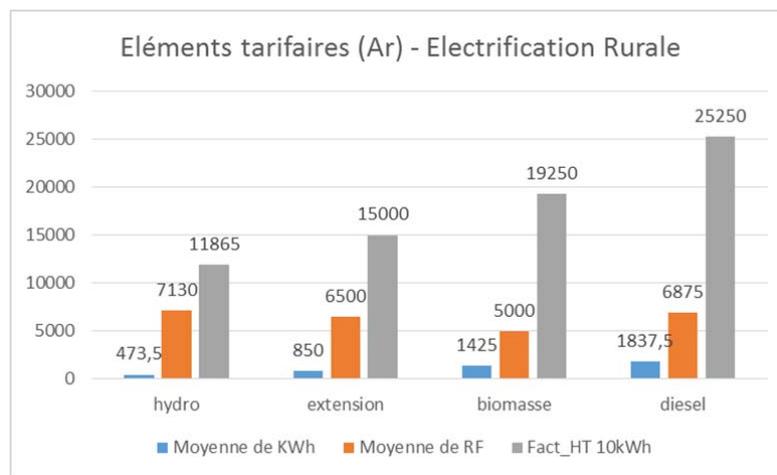


Figure 32 : Eléments tarifaires moyens pour les centres ADER de l'échantillon

⁵¹ MANERINERINA, ANJAJIA CENTRE, SOAVINA, MAHATSINJO, MAHAZOMA, ANTANIMBARY, SAHAMADIO, ANDRANOFASIKA et ANTSIAFABOSITRA, soit 1831 abonnés pour l'année 2015.

⁵² Cette moyenne de 10kWh qui correspond en réalité principalement à quelques points lumineux d'éclairage, est stratégique dans la segmentation de la demande, si l'on s'en tient aux éléments de prévisions de la demande à la base des plans indicatifs régionaux produits par l'ADER dans les Régions de Boeny (Zone économique 4 – niveau haut relativement aux revenus agricoles moyens), Sofia (Zone 2 – niveau économique bas) et Sava (Zone 1 – niveau économique très bas), près de 70% des ménages ruraux sont dans la classe socioéconomique basse, et ont une consommation spécifique moyenne de l'ordre de 7kWh/mois. Avec les ménages de la classe moyenne (25%) qui consomment de l'ordre de 14kWh/mois, ce sont a priori près de 95% des ménages ruraux qui consommeraient moins de 14kWh/mois.

A cette facture brute s'ajoute des taxes diverses, dont notamment une taxe communale (qui peut être forfaitaire, ou varier de 2 à 10% de la facture HT), la taxe FNE (1,25%) et d'autres (AT, 2.5%...), qui peuvent porter le coefficient de taxes à plus de 15% de la facture HT. La TVA de 20% n'est appliquée qu'aux consommations de plus de 100kWh, et certains opérateurs appliquent également un forfait mensuel pour la location des compteurs qui peut atteindre 1600 Ar/mois.

De plus, dans la pratique, nous avons constaté une application d'éléments tarifaires parfois légèrement plus élevés que ceux publiés par l'ORE sur son site Internet.

Or, le chapitre de rapport de l'Enquête Nationale sur le Suivi des indicateurs des OMD (ENSOMD, édition 2012-2013)⁵³ consacré à la consommation, fait état de ce que le niveau de la consommation, qui constitue la principale mesure du niveau de vie des ménages, se situe en moyenne à 495.000 Ar/an, en dessous du seuil national de pauvreté, de 533.603 Ar/an en 2012. Il est plus élevé en milieu urbain qu'en milieu rural, passant presque du simple au double, et est inégalement distribué, mettant en évidence les inégalités sociales à Madagascar. Il convient surtout de relever que le logement (habitat, eau, électricité, etc.), qui représente 21% de la consommation, constitue le second grand poste de dépenses, après l'alimentation (68% en moyenne, jusqu'à 72% en milieu rural)⁵⁴.

Autrement dit, une facture d'électricité pour une consommation de 10kWh représente, sans tenir compte des taxes (jusqu'à 15% hors TVA), de 29% (en système hydro) à 61% de la consommation pour un ménage malgache moyen, loin des 21% moyen consacré à l'ensemble de ce poste (logement). La situation est encore plus critique en milieu rural où une telle facture représentera à elle-seule en moyenne plus de la moitié de la consommation.

A l'analyse, il est donc évident que les opérateurs d'électrification rurale ne ciblent pas les ménages des basses classes sociales, qui représentent pourtant jusqu'à 70% de la clientèle potentielle. Une hypothèse en cohérence avec les faibles taux de pénétration de l'électricité déjà évoqués au chapitre 3.3.3.2., en moyenne de l'ordre de 30%.

⁵³ INSTAT, Institut National de la Statistique.

⁵⁴ A titre de comparaison, le poste logement représentait 26,8% de la consommation des ménages en France en 2014 (source : INSEE).

3.5.3.1.2. Des niveaux de consommation bridés...

On remarque ainsi que ce tarif dissuasif bride par ailleurs la consommation moyenne des ménages, dépendant du système d'alimentation des villages.

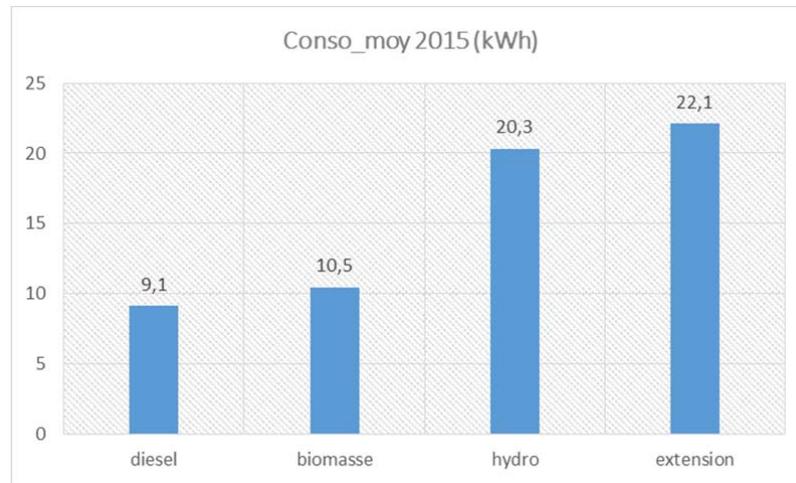


Figure 33 : Niveaux moyens de consommation mensuelle par abonné sur les systèmes ADER en 2015

Ainsi, les rares ménages qui peuvent s'abonner au service électrique dans les périmètres ADER (de l'ordre de 30% de la clientèle potentielle en moyenne), consomment moins que ce qu'ils souhaiteraient/pourraient consommer, contraints fort probablement⁵⁵ par le prix à payer, d'autant plus dans les systèmes qui proposent des tarifs les plus élevés comme ceux alimentés en diesel ou en diesel-hybridé.

3.5.3.1.3. Et un impact sur la qualité du service et la viabilité des systèmes

En conséquence d'une telle situation, les recettes des opérateurs sont finalement peu significatives et pas à la hauteur des enjeux en termes de réinvestissements, d'entretien et de maintenance des ouvrages, installant un cercle vicieux qui impactera également sur la qualité du service et à terme sur la viabilité même du système. La proportion élevée de systèmes ADER à l'arrêt, notamment diesel, en est certainement une conséquence manifeste (Voir chapitre 3.3.2.2).

⁵⁵ Il est également probable que cette consommation moyenne soit limitée par les systèmes eux-mêmes, qui ne proposent pas toujours un service continu.

3.5.3.2. JIRAMA - DES TARIFS INCOHÉRENTS AVEC LA RENTABILITÉ ET LES INVESTISSEMENTS

3.5.3.2.1. Des gels de tarifs préjudiciables à la santé de l'entreprise

En son article 52, la loi indique pourtant que *la structure des prix réglementés reflète les coûts économiques de la fourniture de manière à stimuler l'efficacité dans l'utilisation de l'énergie électrique. Le niveau des tarifs réglementés tient compte de la nécessité d'assurer la viabilité financière des opérateurs.*

Dans le cas de la JIRAMA, ce principe ne semble pas toujours respecté. Il existe en effet comme une contradiction de fait entre les missions historiques de service public de la JIRAMA⁵⁶ et son désormais statut d'opérateur astreint à un minimum d'orthodoxie en matière de gestion et de rentabilité⁵⁷.

Comme rappelé ci-dessus, la JIRAMA est assujettie aux tarifs réglementés, en sa qualité de concessionnaire de distribution. Cependant, conformément aux dispositions de l'article 52 de la Loi, le tarif de vente homologué devrait à la fois (i) refléter les coûts économiques de la fourniture de manière à stimuler l'efficacité dans l'utilisation de l'énergie électrique, (ii) tenir compte de la nécessité d'assurer la viabilité financière des opérateurs, et (iii) inciter les opérateurs à la productivité. Ils doivent par ailleurs pouvoir être révisés en cas de modification fondamentale de la structure des coûts (notamment en raison d'externalités comme la hausse des prix des combustibles, la dépréciation de la monnaie, etc.), ou sinon au moins selon une périodicité de 5 ans.

L'Etat n'a pas toujours donné suite aux recommandations d'ajustement tarifaire dont devait bénéficier la JIRAMA, et la période post-réforme a été marquée comme suit :

- 2001-juin 2005 : gel des tarifs ;
- 2005 : révision des tarifs (juillet et novembre) ;
- 2006-2008 : mise en œuvre d'un plan de redressement de la JIRAMA, et révisions des tarifs (avril 2006, novembre 2007 et novembre 2008) ;
- 2009-2012 : quasi-gel des tarifs⁵⁸ ;
- Depuis 2012 : gel des tarifs

⁵⁶ - Telles qu'à elle confiées depuis l'Ordonnance 75-024 du 17 Octobre 1975 portant création de la société Jiroso Rano Malagasy (JIRAMA) et fixant ses statuts qui lui donnait alors un droit de monopole en tant que société d'Etat régie par le droit commun de sociétés anonymes sous réserve de quelques dispositions particulières.

⁵⁷ Tel que désormais établi par la Loi 98-032 portant réforme du secteur électricité et ayant consacré la libéralisation du secteur de l'électricité.

⁵⁸ Réduction des tarifs en mai (-10%), gel des tarifs de juin 2009 à juin 2012, hausse des tarifs de +10,2% en juillet 2012 (en réalité, diminution de -0.01% par rapport à mai 2009. Source : Document de stratégie de redressement de la JIRAMA, 2014-2019.

La période 2001-2005 aura particulièrement été fatale pour l'entreprise. Les tarifs n'ont pas été ajustés malgré l'envolée des prix du baril sur le marché international (+132% d'augmentation du prix du gasoil), la dépréciation concomitante de l'Ariary par rapport au Dollar (-52%), et par conséquent des ventes à pertes (jusqu'à -113Ar/kWh sur la période), avec tel impact financier pour l'entreprise qu'elle s'est retrouvée en quasi-banqueroute⁵⁹. Par la suite, l'embellie observée en 2008 - la JIRAMA renouant avec les bénéfices à l'issue de la mise en œuvre du plan de redressement 2006-2008- ne sera que de très courte durée.

Dès 2009, face à la crise politique qu'a connu le pays, l'Etat décidera à nouveau de geler les tarifs pour des raisons sociales, dans un contexte pourtant proche de celui de la période 2001-2005, préférant à la place des injections ponctuelles de subventions publiques⁶⁰, incompatibles avec une gestion prévisionnelle des activités de l'entreprise, notamment des nécessaires investissements de moyen et long termes.

Ar / kWh	2009	2010	2011	2012	2013
Prix Moyen de Ventes	339	376	365	377	382
Cout de Revient	285	479	574	602	633
Résultat Unitaire	54	-103	-209	-224	-251

Tableau 15 : Ventes à pertes de la JIRAMA depuis 2010

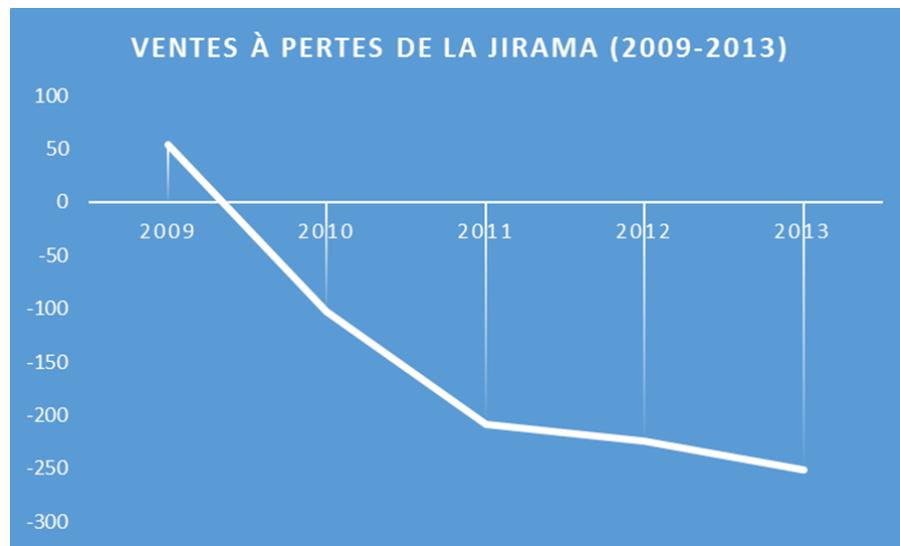


Figure 34 : Ventes à pertes de la JIRAMA depuis 2010 (Ar/kWh)

⁵⁹ Diagnostic du secteur de l'énergie, MEH/WWF, 2012

⁶⁰ Depuis l'exercice 2012, les subventions injectées par l'Etat malgache pour contenir au moins partiellement le déficit chronique d'exploitation de la JIRAMA sont de l'ordre de 433Mds d'Ariary à fin 2014 (102 Mds en 2012, 180Mds en 2013 et 151Mds en 2014), notamment pour le règlement des factures de carburant, de location de groupes et d'achats d'énergie.

Depuis 2012, les tarifs sont à nouveau gelés. Les ventes à pertes ont atteint - 251 Ar/kWh en 2013. La situation financière est désormais si critique que la société ne représente plus une valeur positive pour ses *actionnaires* (dans ce cas l'Etat Malgache) au niveau de capitaux propres (Voir Tableau 10 en page 72).

Tension	Cat. Client	Cat. Utilisation	Elément de tarifs	Unité	Zone 1	Zone 1bis	Zone 2	Zone 3	
Haute Tension (HT)		Horaire	Prime Fixe	Ar/kW/mois	33 215				
			Prix d'énergie Pointe	Ar/kWh	561				
			Prix d'énergie Jour	Ar/kWh	125				
			Prix d'énergie Nuit	Ar/kWh	65				
			Redevance	Ar/mois	223 165				
Moyenne Tension (MT)	MT Industriels	Longue Utilisation	Prime Fixe	Ar/kW/mois	42 239	34 959	27 679	22 835	
			Prix d'énergie	Ar/kWh	194	305	415	685	
			Redevance	Ar/mois	172 996	172 996	172 996	172 996	
		Courte Utilisation	Prime Fixe	Ar/kW/mois	42 239	34 959	27 679	22 835	
			Prix d'énergie	Ar/kWh	263	359	453	720	
			Redevance	Ar/mois	172 996	172 996	172 996	172 996	
		Horaire	Prime Fixe	Ar/kW/mois	33 907	30 794	27 679	22 835	
			Prix d'énergie Pointe	Ar/kWh	567	616	664	859	
			Prix d'énergie Jour	Ar/kWh	125	267	408	664	
			Prix d'énergie Nuit	Ar/kWh	97	214	332	623	
			Redevance	Ar/mois	200 675	200 675	200 675	200 675	
		MT Autres	Longue Utilisation	Prime Fixe	Ar/kW/mois	44 076	36 479	28 883	23 828
	Prix d'énergie			Ar/kWh	330	472	613	905	
	Redevance			Ar/mois	180 518	180 518	180 518	180 518	
	Courte Utilisation		Prime Fixe	Ar/kW/mois	44 076	36 479	28 883	23 828	
			Prix d'énergie	Ar/kWh	360	489	619	935	
			Redevance	Ar/mois	180 518	180 518	180 518	180 518	
	Horaire		Prime Fixe	Ar/kW/mois	39 714	34 299	28 883	23 828	
			Prix d'énergie Pointe	Ar/kWh	728	732	736	951	
			Prix d'énergie Jour	Ar/kWh	245	395	543	843	
			Prix d'énergie Nuit	Ar/kWh	153	341	529	813	
			Redevance	Ar/mois	209 400	209 400	209 400	209 400	
	Basse Tension (BT)		BT Général	Non Résidentiel	Prime Fixe	Ar/kW/mois	3 903	3 631	3 358
		Prix d'énergie			Ar/kWh	332	450	569	768

This document is the property of Tractebel Engineering S.A. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval

Tension	Cat. Client	Cat. Utilisation	Élément de tarifs	Unité	Zone 1	Zone 1bis	Zone 2	Zone 3
			Redevance	Ar/mois	10 101	10 101	10 101	10 101
		Résidentiel	Prime Fixe	Ar/kW/mois	3 102	2 547	1 991	1 459
			Prix d'énergie 1 ère Tranche <= 130 kWh	Ar/kWh	205	287	368	490
			Prix d'énergie 2 ème Tranche > 130 kWh	Ar/kWh	357	444	530	712
			Redevance	Ar/mois	7 382	7 382	7 382	7 382
	BT Economique	Non Résidentiel (PS < 3 kW)	Prix d'énergie 1 ère Tranche <= 25 kWh	Ar/kWh	165	165	165	165
			Prix d'énergie 2 ème Tranche > 25 kWh	Ar/kWh	738	782	824	885
			Redevance	Ar/mois	890	890	890	890
		Résidentiel (PS < 3 kW)	Prix d'énergie 1 ère Tranche <= 25 kWh	Ar/kWh	141	141	141	141
			Prix d'énergie 2 ème Tranche > 25 kWh	Ar/kWh	710	750	789	843
			Redevance	Ar/mois	890	890	890	890

Tableau 16 : Tarif JIRAMA – Août 2016 (Source : site Internet de l'ORE, www.ore.mg)

3.5.3.2.2. Et des conséquences évidentes sur la qualité de service

Dans un tel contexte, la JIRAMA qui peine à satisfaire ses dépenses de fonctionnement au quotidien, se préoccupe peu de la qualité de service sur ses réseaux (voir chapitre 3.3.2.1), ne réalise de nouveaux branchements générateurs de pertes supplémentaires qu'avec un faible enthousiasme (voir chapitre 3.3.3.1), et dispose pas des moyens nécessaires pour soutenir ses plans d'investissement.

3.5.4. Des engagements insuffisamment incitatifs pour l'électrification rurale et le développement des énergies renouvelables

3.5.4.1. DES OBJECTIFS DE LA NPE À LA HAUTEUR DU POTENTIEL D'IPONIBLE

Madagascar dispose d'un considérable potentiel en énergies renouvelables. Le potentiel hydroélectrique, estimé à environ 7800MW⁶¹ dont à peine 2% sont aujourd'hui exploités⁶², pourrait à lui seul couvrir les besoins énergétiques du pays. Son inégale répartition à l'échelle du territoire nationale est compensée par la disponibilité de ressources alternatives telles que la biomasse issue de résidus agricoles (73% des ruraux sont des riziculteurs), le solaire (une énergie incidente de l'ordre de 2000 kWh/m²/an avec plus de 2 800 heures d'ensoleillement annuel dans pratiquement toutes les régions, soit une puissance solaire de l'ordre de 750 W/m² - le double de celle de la France), et l'éolien (un potentiel de 2 000 MW, en considérant les zones du Nord au Sud longeant la côte Est, ayant une vitesse de vent moyenne aux environs de 6,5 m/s)⁶³.

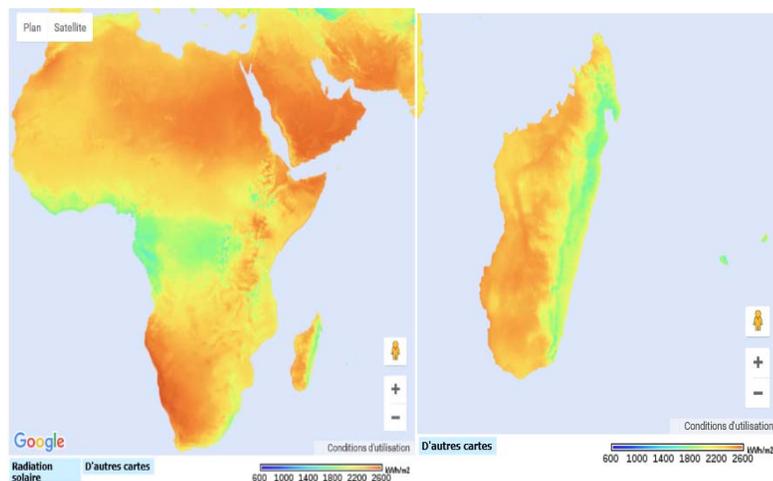


Figure 35 : Potentiel solaire de Madagascar : source PVGIS (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>)

Comme rappelé ci-dessus au chapitre 3.2 consacré aux objectifs d'accès à l'électrification tels que fixés par la NPE à l'horizon 2030, 85% du mix énergétique visé devrait être d'origine renouvelable⁶⁴.

⁶¹ Le rapport de la NPE précise cependant que ce chiffre doit être pris avec une certaine prudence, au regard des évolutions potentielles de la géologie dues à l'érosion, et des changements d'hydrométrie provoqués par la déforestation et le changement climatique.

⁶² Madagascar dispose de 162MW de capacité hydroélectrique installée (dont 23MW en propriété d'opérateurs privés, le reste appartenant à la JIRAMA). Source : NPE

⁶³ Diagnostic du secteur de l'énergie à Madagascar, WWF en partenariat avec le Ministère en charge de l'énergie, 2012

⁶⁴ Dont 5% de lampes solaires exclusivement pour l'éclairage.

3.5.4.2. UN CADRE RÉGLEMENTAIRE PEU INCITATIF

3.5.4.2.1. Aucune disposition spécifique pour les énergies renouvelables

Dans un tel contexte, il est surprenant de constater que la loi et les textes subséquents ne prévoient absolument aucune disposition spécifique en faveur du développement des énergies renouvelables⁶⁵.

Or pour encourager la production d'électricité d'origine renouvelable, et comme le recommande déjà la NPE, il conviendrait d'instituer à la fois **des obligations d'achat et des tarifs d'achat**, qui ont l'avantage respectivement d'apporter une certitude aux investisseurs quant à la destinée de leur production, et quant à la rentabilité de leurs investissements. Il s'agit d'ores et déjà d'une recommandation de la NPE.

Ces mesures incitatives devraient être convenablement encadrées pour éviter des effets contre-productifs (investissements non compétitifs, dépenses publiques inefficaces et déséquilibres économiques du secteur, etc.), avec notamment une différenciation des signaux tarifaires à la fois fonction de la zone géographique et de la ressource concernée (hydroélectricité, solaire, biomasse, etc.), tenant compte de l'offre et de la demande actuelle.

La mission de définition des tarifs d'achat pourrait être naturellement confiée à l'ORE, car en parfaite cohérence avec ses missions statutaires actuelle et relative à la détermination et à la publication des prix réglementés d'électricité (Art. 35 de la Loi), et dans la suite logique de l'élaboration des plans de développement du secteur conformément à la politique énergétique nationale, déjà sous sa responsabilité (Art. 3 du décret 2003-194).

Dans le contexte actuel, si la Loi institue déjà avantageusement une obligation de raccordement (Art. 15), seuls les tarifs de vente aux distributeurs par l'acheteur central sont encadrés (Art. 50-a de la Loi), les tarifs d'achat d'énergie aux IPP étant négociés d'accords-parties.

3.5.4.2.2. Des seuils de puissance a priori peu pertinents, notamment pour le développement de la petite hydroélectricité

Dans le cas particulier de la petite hydroélectricité, les objectifs de la NPE sont très ambitieux. Au global, au moins 63% de l'énergie produite en 2030 sera d'origine hydroélectrique, soit :

- Un minimum de 75% dans le cas des extensions de réseaux interconnectés (a priori à partir de gros ouvrages, mais aussi potentiellement d'ouvrages de tailles plus modestes qui sont également pertinents en injection en bouts de lignes, pour améliorer les chutes de tensions, avec éventuellement une distribution partielle sur un mini-réseau local) ;
- 50% en injection sur des mini-réseaux (a priori des ouvrages de petites tailles).

⁶⁵ Il convient cependant de relever que le Code Général des Impôts (CGI 2016) prévoit une incitation fiscale, avec une exonération des droits de douane (DD) et de la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) sur le matériel importé pour les énergies renouvelables. De même, les entreprises qui investissent dans la production et la fourniture d'énergie renouvelable peuvent bénéficier d'une réduction d'impôt sur le revenu à hauteur de 50% de l'investissement réalisé.

Dans cette optique et au regard des critères par ailleurs fixés par la Loi et définissant d'une part le territoire concerné par l'électrification rurale (l'ensemble des zones rurales ou périurbaines du territoire de la République de Madagascar sur lesquelles aucune installation électrique n'était implantée en 2004) et d'autre part des conditions associées au régime d'Autorisation (sites hydraulique de puissance inférieure ou égale à 150kW, distribution de puissance d'une pointe de de pointe de moins de 500KW), les seuils de puissance actuellement fixés ne semblent pas relativement incitatifs pour un développement rapide de la petite hydroélectricité.

En effet, en faisant l'hypothèse d'une simplification des procédures d'Autorisation telle que préconisée dans le chapitre suivant et compte-tenu du potentiel hydroélectrique actuellement recensé⁶⁶ seuls 75 sites cumulant une puissance de 5,6MW se retrouveraient sous le régime actuel de l'Autorisation. La Figure 36 ci-dessous propose un histogramme de la puissance nominale des 313 sites répertoriés, sur une échelle logarithmique de base 5

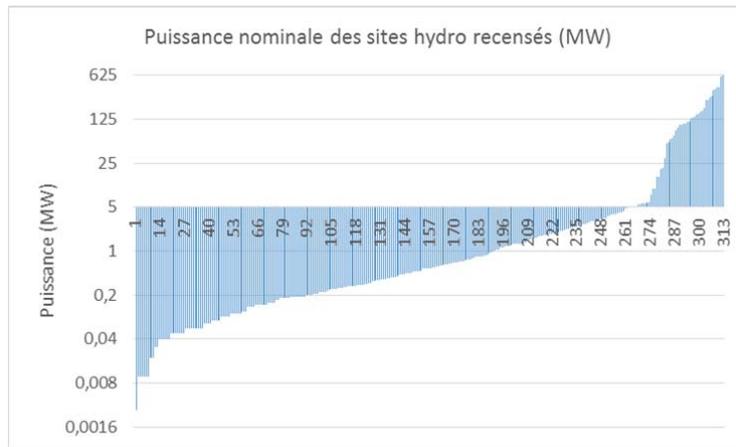


Figure 36 : Puissance nominale des sites hydro recensés à Madagascar (source : base de données ADER)

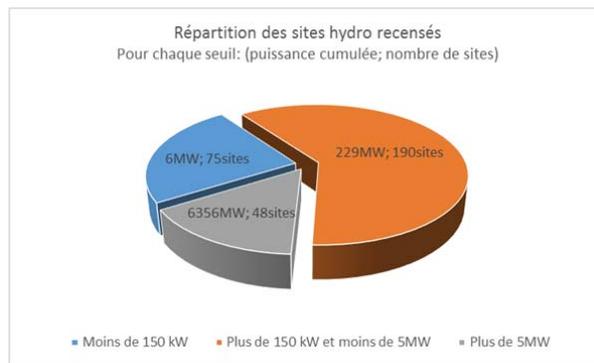


Figure 37 : Répartition des sites hydro en fonction de seuils de puissances

⁶⁶ Selon la base de données mise à disposition par l'ADER, il s'agit de 313 sites qui présentent une puissance cumulée de 6591MW, soit environ 85% du potentiel global de Madagascar (7800MW), tel qu'annoncé avec prudence dans la NPE.

84% des sites hydroélectriques répertoriés disposent d'une puissance inférieure ou égale à 5MW, d'intérêt à la fois pour la distribution en mini-réseaux ruraux et/ou pour des injections sur les réseaux interconnectés, qui à eux-seuls porteront respectivement 90% de l'accès à l'horizon 2030.

Tout en simplifiant les procédures, il est par conséquent suggéré de fixer le seuil de puissance requis pour l'obtention d'une Autorisation de production d'électricité à base hydraulique à 5MW, afin de prendre en considération, compte-tenu du potentiel disponible et des enjeux, aussi bien les opportunités d'injection sur un mini-réseau isolé, de production distribuée avec injection d'excédents sur un réseau interconnecté ou encore de petite production indépendante injectant à 100% et en bout de ligne sur un réseau interconnecté⁶⁷.

3.5.4.3. UNE NÉCESSITÉ À LA FOIS DE CLARIFIER ET DE SIMPLIFIER LES PROCÉDURES, Y COMPRIS POUR L'ÉLECTRIFICATION RURALE AU SENS LARGE

Il conviendrait de clarifier davantage les procédures d'obtention des Autorisations et Concessions, tout en simplifiant au maximum celles relatives aux Autorisations, par l'élaboration de manuels de procédures mis à la disposition du public⁶⁸.

Dans certains contextes, la mise en place d'un guichet unique (assistance technique, financement et régulation) permet de simplifier considérablement les procédures, démarches et interfaces pour la mise en œuvre des projets d'électrification rurale⁶⁹.

Dans le contexte malgache actuel, nous n'avons en effet relevé aucune différence manifeste entre l'Autorisation et la Concession, hormis la hiérarchie normative (un Arrêté signé par le Ministre en charge de l'Energie pour l'Autorisation et un Décret pour la Concession, signé en Conseil de Ministre), ainsi que la possibilité exceptionnelle d'obtenir une Autorisation sur la base d'une candidature spontanée, là où l'appel d'offres est de règle.

Dans certains contextes comme au Cameroun, les Autorisations sont directement délivrées par une Décision signée par le régulateur, seules les Concessions et Licences étant signées par le Ministre, après avis technique du régulateur.

⁶⁷ La NPE fait la proposition d'une révision du seuil à 1MW pour l'hydraulique (et de même pour le thermique). Dans la base de données disponible, les sites de moins de 1MW sont au nombre de 191 et représentent environ 55MW. A titre d'exemple, en France (<http://www.france-hydro-electricite.fr/lenergie-hydraulique/l-hydroelectricite-en-france/la-reglementation>), ce seuil est fixé à 4,5MW depuis la loi de 1980 relative aux économies d'énergies (initialement 500kW). Au Cameroun, il est de 5MW, depuis la seconde réforme de 2011 qui s'est davantage engagée pour le développement des énergies renouvelables (initialement 1MW).

⁶⁸ Nous n'avons pas eu accès à un véritable manuel de procédures pour l'obtention d'un titre, précisant notamment la liste de pièces requises. Les étapes de procédures identifiées pour chacun des titres sont indiquées au chapitre 3.4.3.

⁶⁹ C'est le cas au Mali, où l'agence d'électrification rurale (AMADER) a une compétence à la fois d'assistant technique, d'ordonnateur du fonds d'électrification rurale et de régulateur, sur l'ensemble du périmètre rural.

Dans le cas de Madagascar, même si l'ADER a qualité pour instruire directement les demandes d'Autorisation et/ou de Concession relevant de ses compétences sur délégation du MEH, la signature d'une Autorisation relève toujours exclusivement du Ministre⁷⁰.

Les modalités de simplification des Autorisations, - dont le scope serait alors élargi à des seuils de puissance plus élevés comme expliqué au chapitre 3.5.4.2.2 précédent - pourraient concerner notamment les délais maximums d'instruction des dossiers, les frais associés, le niveau d'études préalables (notamment technico-économiques et environnementales), les procédures d'obtention de prérequis administratifs divers⁷¹, la délégation de signature (par exemple une simple décision de l'ORE/ADER), etc.

3.5.5. L'incertitude qui pèse sur les investissements stratégiques nécessaires au développement des réseaux de transport

Dans un système électrique concurrentiel et dé-intégré comme celui vers lequel veut tendre Madagascar, le segment du transport constitue potentiellement un goulot d'étranglement pour un développement optimal de la production indépendante. En effet, la dé-intégration accompagnée de l'introduction de la concurrence accroît les risques de mauvaise coordination des investissements, en production comme en transport, ce qui peut avoir des conséquences cruciales dans des systèmes en forte croissance⁷².

Cameroun : retour de l'Etat sur le segment du Transport après 10 ans

Le contrat de concession de transport signé en 2001 avec la société AES-SONEL (aujourd'hui ENEO), reprenant le rôle de la société nationale d'électricité SONEL, engageait cet opérateur à mettre en place, dans un délai initial de 5 ans après la signature du contrat de concession, une filiale consacrée à la gestion du réseau de transport. Le capital de cette filiale devait être réparti entre les différents opérateurs producteurs, au prorata du parc de production injectant sur le réseau de transport, afin de garantir une représentation équilibrée des acteurs du secteur de l'électricité.

⁷⁰ Art. 4 du Décret 2003-510

⁷¹ Il convient cependant de relever que dans le contexte de Madagascar, les dispositions déjà prévues à l'article 20 de la Loi et relatives notamment aux droits conférés à l'Exploitant d'occuper les dépendances du domaine public et du domaine privé de l'Etat ou des collectivités locales nécessaires à l'établissement et à l'exploitation des Installations d'Electricité, d'exécuter, sous réserve de l'accord des Autorités compétentes, sur ces mêmes dépendances tous les travaux nécessaires à l'établissement, l'exploitation et à la maintenance des Installations d'électricité, de superficie sur les terrains du domaine public et du domaine privé de l'Etat ou des collectivités locales nécessaires à l'établissement et l'exploitation des Installations d'électricité, etc., constituent déjà une avancée considérable relativement à d'autres contextes.

⁷² Dominique Finon, "Du modèle intégré au modèle contractuel : l'organisation de la participation du secteur privé dans le secteur électrique", in "Investissements et nouveaux aspects contractuels dans les industries électriques africaines", IEPF/BAD, 1998.

Après un report de l'échéance de juillet 2006 à janvier 2008 à l'issue de la première relecture du contrat intervenue en décembre 2006, et au vu des contraintes majeures constatées sur ce segment central et naturellement critique à la fois pour le développement des ouvrages de production en amont et pour la distribution d'énergie en aval, l'Etat camerounais a finalement décidé de reprendre à son propre compte le segment du transport, tel que stipulé dans la loi 2011/022 du 14 décembre 2011, qui régit désormais le secteur électrique. En son Article 23, la nouvelle loi prévoit en effet la création d'une société à capitaux publics, gestionnaire du réseau de transport (GRT).

Tel qu'annoncé par la loi 2011/022, la SONATREL, Société Nationale de Transport de l'Electricité, a finalement été créée le 8 octobre 2015, par le décret présidentiel n°2015/454. Le Ministère en charge de l'Energie a immédiatement annoncé les grandes ambitions de l'Etat sur le segment du transport, mettant en évidence un important programme d'investissement de près de 1700 millions de US\$, dans le cadre du Plan d'Urgence pour la remise à niveau des Réseaux interconnectés de Transport de l'Electricité à l'horizon 2020. Il s'agit de sécuriser les investissements récemment réalisés ou en cours sur le segment de la production tels que la Centrale à gaz de Kribi (216MW extensibles à 330MW), les projets de Centrales hydroélectriques de Natchigal-amont (420MW), de Memve'ele (211MW), de Lom Pangar (30MW), et de Mekin (15MW), qui risquent de ne pas être valorisés à leur maximum, au regard des contraintes actuelles sur les réseaux interconnectés.

Avec la mise en œuvre de la NPE, le système électrique malgache sera résolument en forte croissance à l'horizon 2030, avec la perspective d'importants investissements portés notamment par le secteur privé sur le segment de la production.

Pour éviter les risques de goulot d'étranglement évoqué plus haut et relatif au développement concomitant du segment du transport à forte intensité capitalistique avec un faible temps de retour qui font de lui un segment de souveraineté comme celui de la distribution, il conviendrait de mieux encadrer les investissements sur ce segment.

Dans le contexte actuel, la loi prévoit des concessionnaires de transport qui disposent d'un privilège d'acheteur central⁷³. L'unique concessionnaire de transport actuel est la JIRAMA, qui à ce titre :

- Procède à l'interconnexion de nouveaux exploitants
- Assure la sécurité du réseau, sa fiabilité et son efficacité
- Assurer la fonction de dispatching
- Elaborer un plan de développement de la production et le met en œuvre pour le lancement d'Appels d'Offres

A défaut d'une reprise en main et d'un encadrement de proximité de la part de la Puissance publique, cette situation présente un risque sérieux pour le développement de la production indépendante à Madagascar, d'autant plus au regard de la situation financière de la JIRAMA, telle que présentée au chapitre 3.4.3.1.2 ci-dessus, et relatif aux investissements sur les réseaux interconnectés.

⁷³ Exploitant titulaire d'une concession de transport dans un réseau interconnecté, qui a la fonction d'achat en gros aux producteurs pour revendre en gros aux distributeurs et gros consommateurs desservis par le réseau de transport

A priori, on ne devrait pas en effet raisonnablement espérer des concessionnaires de transport autre que la JIRAMA à l'horizon 2030, sauf à imaginer une filialisation de la JIRAMA, ou à créer en entité publique tierce en charge de la gestion du réseau et des mouvements d'énergie. En tous les cas, il conviendrait d'avoir une réelle maîtrise des investissements requis pour le développement des réseaux interconnectés et de s'assurer de leur effectivité en coordination avec les investissements escomptés en production.

3.5.6. Le rôle insuffisamment moteur des Collectivités locales

L'analyse du cadre institutionnel et réglementaire a permis de relever une prise en compte effective dans les textes du processus de décentralisation actuellement en cours à Madagascar. Cependant, le rôle des Collectivités locales demeure assez flou, voire essentiellement consultatif, y compris lorsque des compétences leurs sont clairement dévolues par les lois sur la décentralisation.

En effet, en matière de planification par exemple, alors que la compétence est explicitement transférée aux régions, c'est notamment l'ADER qui planifie dans la pratique à l'échelle des régions, en lieu et place des Régions. S'il s'agit pour l'ADER d'une mission d'assistance technique louable, il conviendrait dans ce cas qu'elle soit clairement explicitée comme telle, et donc mieux encadrée par les Régions, avec notamment un pilotage effectif de la démarche par leurs soins.

Comme indiqué au chapitre 3.4.2.1 consacré aux critères de priorisation des zones à électrifier, il convient cependant de souligner que la démarche de planification régionale adoptée par l'ADER depuis 2010 permet effectivement de prendre en considération les besoins spécifiques régionaux multisectoriels, dans le cadre d'une approche globale d'aménagement du territoire (santé, éducation, économie locale) tel que préconisé par la loi sur la décentralisation⁷⁴.

De plus, en amont des projets d'électrification, on constate par ailleurs que les Collectivités locales qui ne disposent pas encore de la compétence d'Autorité concédante⁷⁵, ne sont que **consultée**, soit par le MEH dans le cadre du processus d'attribution des Autorisations et Concessions, soit par l'ORE, pour une formulation de besoins en vue de l'élaboration des plans indicatifs pour le secteur de l'électricité, soit par l'ADER à qui elles peuvent également transmettre directement leurs besoins en électrification afin que l'agence s'en serve pour l'organisation de programmes d'appels d'offres.

⁷⁴ La compétence transférée à la Région (Art. de la Loi n° 94-007 du 26 avril 1995) concerne en réalité l'établissement de schéma régional d'aménagement du territoire (eau et assainissement, route et électrification).

⁷⁵ En France par exemple, les Communes ont été érigées en Autorité concédante dès 1906, et vont être à l'initiative de l'électrification dite "en surface" de leur territoire, consistant au raccordement de la localité à un réseau électrique. La France a achevé cette forme d'électrification pour ses 38.000 Communes en 1954. La densification a également été poursuivie par les Communes avec l'aide du FACE (Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification). Les Communes vont progressivement se regrouper à différentes échelles territoriales pour renforcer leur capacité de lobbying, de négociation et de maîtrise d'ouvrage locale, jusqu'à la nationalisation de l'électricité et la création de EdF en 1946. Elles vont ensuite s'organiser à l'échelle nationale au sein de la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR). In "Histoire de l'électrification rurale en France", René Massé, Édition « Études et travaux en ligne » du Gret. N°03. 2005 (étude réalisée en 2002).

En aval des réalisations, elles ne disposent par ailleurs d'aucune emprise réelle sur les Exploitants, qui évoluent ainsi en "territoire conquis". Elles ne peuvent en effet que soumettre, à l'arbitrage de l'ADER ou de l'ORE, des situations de litiges ou des plaintes diverses.

Plusieurs difficultés ont ainsi été signalées entre Exploitants et Collectivités locales, témoignant du caractère parfois très conflictuel de leurs relations, d'autant plus dans un contexte où les Exploitants disposent souvent de pouvoirs qui leurs sont anormalement attribués, tels que celui de la propriété d'installations pour lesquelles ils n'ont souvent que modestement contribué au financement.

En effet, même si le décret n°2003-510 fixe en son article 4 le niveau maximum de la subvention du FNE à 70%, la capacité réelle d'investissement des entreprises privées semble souvent n'être qu'une illusion d'optique à l'épreuve des faits, au regard non pas des financements supposés apportés en phase d'investissements, mais des difficultés qu'elles ont par la suite à assumer les moindres besoins de renouvellement d'équipements ou d'extension du service, comme en témoigne le nombre particulièrement élevé de projets à l'arrêt.

Une situation est d'autant plus absurde, que les Collectivités locales qui sont également pour leur part, en parties contributrices aux financements desdits projets, sont naturellement dépositaire, au plan local, de l'ensemble des investissements publics réalisés sur leur territoire⁷⁶. Elle vient corroborer l'idée d'une nécessaire réforme du FNE, telle que développée ci-dessus au chapitre 3.5.1 en vue d'une meilleure responsabilité patrimoniale publique en cohérence avec la réalité des investissements, et en droite ligne des recommandations de la NPE.

3.5.7. L'absence de dispositions institutionnelles et réglementaires pour la maîtrise de la ressource en eau en vue de la valorisation hydroélectrique

Ce point critique, qui s'inscrit davantage dans une démarche prospective à l'horizon 2030 doit également être souligné. L'hydroélectricité représentera en effet à terme près des 2/3 de la production d'électricité à Madagascar, si les objectifs fixés par la NPE sont atteints. La disponibilité de la ressource hydraulique, qui constitue aujourd'hui une opportunité pour le développement et la souveraineté énergétique du pays pourrait ainsi devenir une réelle menace pour le système électrique malgache, dans le cas cette ressource en eau n'est pas maîtrisée.

⁷⁶ A titre d'illustration et d'après les chiffres présentés par l'ADER, la contribution globale de la Puissance publique hors JIRAMA (FNE, Communes, bailleurs de fonds), au financement des investissements en électrification rurale est de 16,2 milliards Ar, soit 75,7% sur la période 2010-2014. Sur cette assiette publique, la contribution directe des Communes est de l'ordre de 4,4%. Il conviendrait non seulement (i) d'isoler la contribution de la JIRAMA de celle des autres opérateurs réellement privés pour évaluer effectivement la contribution publique aux investissements, et (ii) d'analyser la contribution des opérateurs ruraux projet par projet pour évaluer réellement leur participation marginale aux investissements.

D'ailleurs, en évoquant le potentiel national estimé à 7800MW environ, le rapport de la NPE précise ainsi que *ce chiffre doit être pris avec une certaine prudence, au regard des évolutions potentielles de la géologie dues à l'érosion, et des changements d'hydrométrie provoqués par la déforestation et le changement climatique.*

La nécessité de maîtriser le paramètre hydrométrique, de la prise en compte des usages concurrentiels de la ressource⁷⁷, mais également d'assurer une bonne régulation des eaux lorsque par exemple plusieurs sites de puissance nécessitant la construction de barrages (et pas uniquement de simples prises d'eaux au fil de la rivière) sont concernés par le même bassin fluvial, justifiera à terme la mise en place d'une structure dédiée à la gestion des bassins fluviaux, ainsi qu'à la construction et l'exploitation d'ouvrages tels que les barrages réservoirs, en vue de la régularisation des eaux de bassins.

La stratégie institutionnelle pourrait également consister en une meilleure coordination/synergie avec des structures déjà existantes telles que l'Autorité Nationale de l'Eau et de l'Assainissement (ANPEA)⁷⁸, et pour lesquelles les missions seront redéfinies de manière à intégrer précisément les préoccupations propres au secteur électrique.

Or le dispositif institutionnel actuel ne prévoit pas l'implication de telles structures, et aucune disposition n'est explicitement prévue dans les textes de lois sur l'électricité pour la gestion des bassins, la régulation des eaux à turbiner et les droits d'eaux afférents : une nécessité à terme pour une meilleure maîtrise de la souveraineté énergétique recherchée par la NPE, en promouvant au maximum l'hydroélectricité, y compris en période d'étiage, au détriment notamment de solutions thermiques.

Pour avoir une idée des enjeux, une analyse de la base de données des sites hydroélectriques potentiels mise à disposition par l'ADER fait état de ce que les deux seuls bassins fluviaux que sont IPOKA et BETSIBOKA, portent à eux seuls 12 sites potentiels (respectivement 7 et 5) sur les 48 qui font plus de 5MW, et représentent 50% du potentiel hydroélectrique. Sur les 29 bassins fluviaux sur lesquels se trouvent les 48 sites de plus de 5MW, 11 bassins disposent de plus de deux sites (Voir Figure 38 ci-après).

⁷⁷ La NPE fixe notamment comme directive en matière de renouvelables : "... le respect de l'environnement et des utilisations non énergétiques de ces ressources (en particulier l'irrigation agricole)".

⁷⁸ Le consultant a identifié une structure (<http://www.mineau.gov.mg/archives/zoombox/index.php?p=ANDEA.html>), l'Autorité Nationale de l'Eau et de l'Assainissement (ANDEA), chargé, sous la tutelle du Ministère de l'Eau, d'assurer la gestion intégrée des ressources en eau et le développement rationnel du secteur de l'eau et de l'assainissement. L'ANDEA assure ses missions avec les structures déconcentrées dont les Agences de Bassins et les Comités de Bassins. En tant qu'organe d'exécution de la politique de gestion intégrée de la ressource en eau, l'ANDEA est notamment chargée de (i) coordonner la mise en place des Schémas Directeurs d'Aménagement et de Gestion des ressources en eau par bassin versant en collaboration avec les ministères et organismes concernés, et de (ii) coordonner les activités des Agences de Bassins dans le suivi de l'élaboration des Schémas Directeurs et dans l'exécution des travaux et études programmés au sein des Bassins hydrographiques.

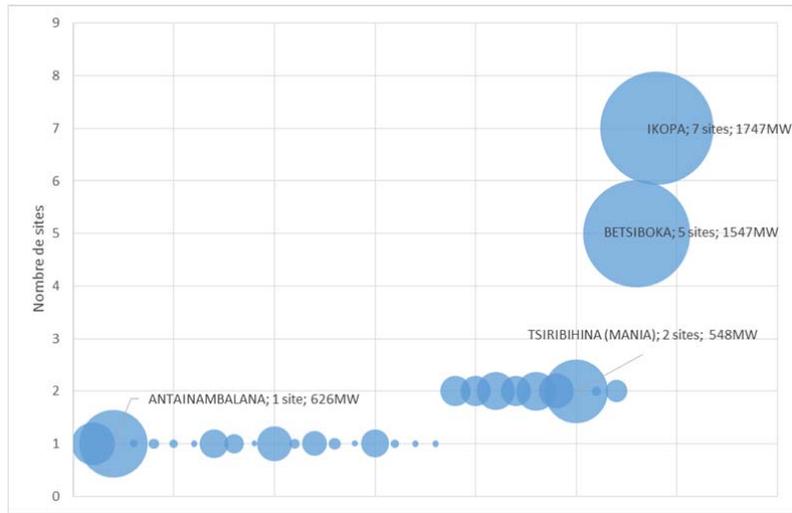


Figure 38 : Principaux bassins fluviaux des sites hydroélectriques de plus de 5MW

4. CONCLUSION GÉNÉRALE

4.1. Synthèse de l'ensemble des problèmes identifiés

Ainsi, en plus de **l'analyse des problèmes** finalisée au chapitre 3.5, cette première tâche aura initialement permis une **analyse des parties-prenantes** (chapitre 3.4.1), en respect des deux premières étapes de la démarche de Planification Par Objectifs (PPO) proposée par le Consultant.

A l'issue de ce diagnostic, les problèmes identifiés ont pour l'instant été regroupés en trois principales catégories (institutionnels et réglementaires/ techniques et opérationnels/ financiers) conformément à l'orientation des termes de références, afin de construire une première ébauche de l'arbre à problèmes. Ce premier regroupement, qui ne renseigne pas suffisamment sur les liens de causalités entre les différents problèmes constatés, notamment le lien systémique entre les tarifs inadéquats, les investissements inconséquents et la qualité de service, est présenté dans la Figure 39 ci-après.

La structuration définitive des problèmes retenus comme déterminants sera bouclée en amont de la Tâche 2, en concertation avec le PAGOSE, et sous le prisme des orientations déjà fixées par la NPE, avant d'aborder la définition des proprement dite des objectifs stratégiques.

En effet, dans la perspective d'une mise en cohérence avec la politique énergétique à l'horizon 2030 au-delà des objectifs rappelés au chapitre 3.2 et qui ont largement guidé l'élaboration de ce diagnostic, il s'agira notamment de s'assurer d'une bonne articulation logique des objectifs stratégiques proposés pour le sous-secteur de l'électrification, avec les enjeux globaux fixés dans les directives de la NPE :

- En matière d'éclairage et d'électricité⁷⁹ ;
- Dans les domaines des énergies renouvelables⁸⁰ ;
- Et de façon plus générale, en matière de politiques institutionnelles, réglementaires et financières⁸¹.

Le diagramme en Figure 39, permet d'ores et déjà de relever la cohérence entre les onze (11) problèmes spécifiques identifiés à l'issue de cette Tâche 1 avec le diagnostic sectoriel qui a été à l'origine de la NPE.

⁷⁹ En termes (i) **d'approvisionnement** (efficacité énergétique du réseau électrique ; extension des réseaux combinée au développement de centrales hydrauliques à grande échelle ; développement de mini-réseaux approvisionnés par des petites centrales hydrauliques, de biomasse, ou diesel ; et utilisation de lampes solaires et de systèmes photovoltaïques individuels, pouvant être partagés par plusieurs ménages), (ii) **de demande** (économie d'énergie et efficacité énergétique), (iii) **de structure du secteur et des PPP** (efficacité du PPP).

⁸⁰ (i) Evaluation du potentiel, (ii) Respect de l'environnement et des utilisations non énergétiques des ressources, (iii) Protection des communautés locales (Responsabilité Sociale des Exploitants), (iv) Neutralité technologique et logique de moindre coût.

⁸¹ (i) Le renforcement de la gouvernance du secteur et du cadre de mise en œuvre de la NPE, (ii) la coordination institutionnelle, (iii) la promotion de la politique de coopération régionale et internationale, (iv) la promotion des principes de la NPE auprès du public, (v) la mise à jour du cadre législatif et réglementaire et sa mise en œuvre, (vi) la coopération avec le secteur privé, et (vii) le financement des interventions.

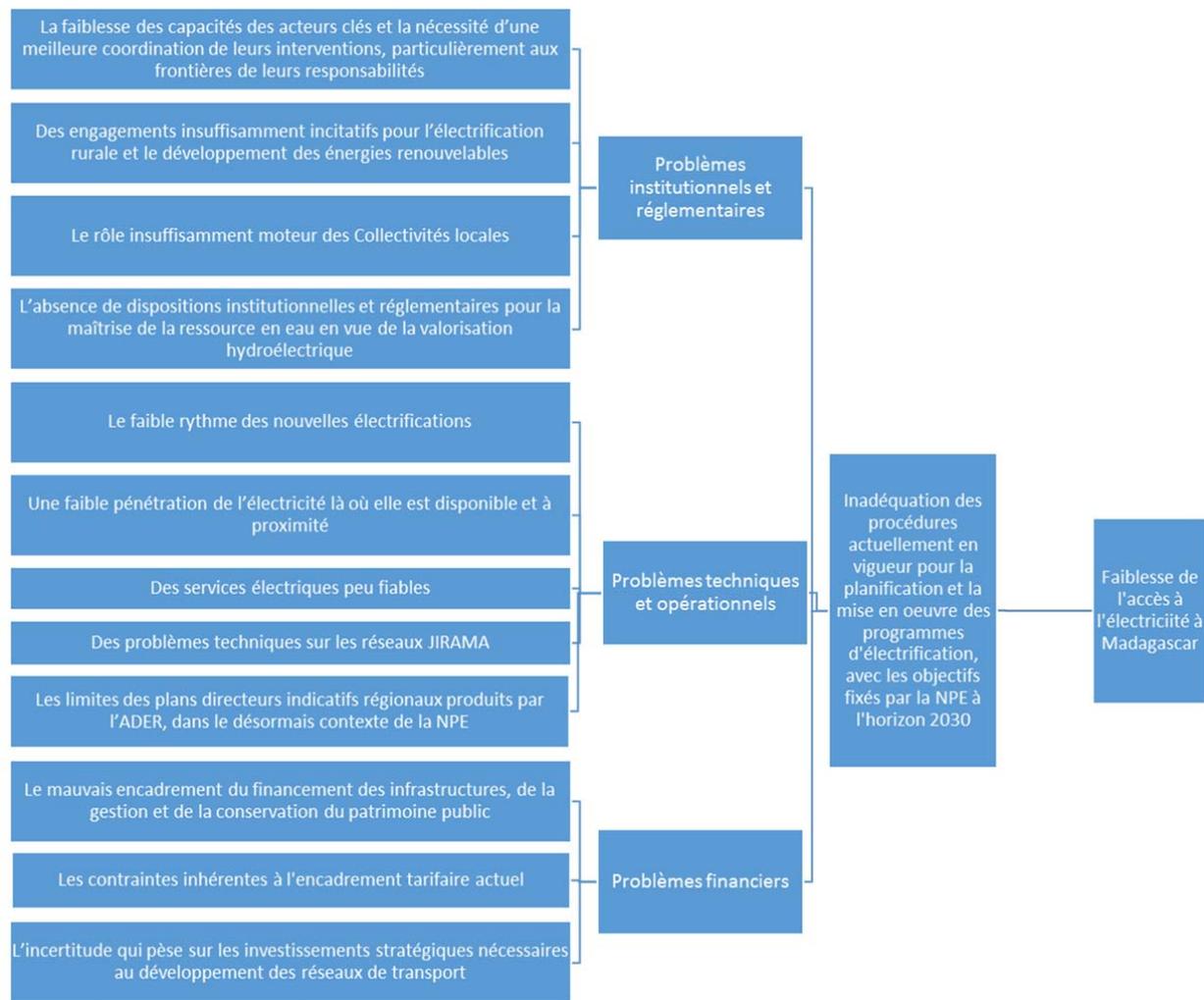


Figure 39 : Accès à l'électrification à Madagascar - première approche simplifiée de l'Arbre à problèmes

4.2. Données encore manquantes

Comme indiqué encore ci-dessus au chapitre 3.5.1.2 à propos des limites de certains modèles utilisés de prévision de la demande, il serait important, pour mieux cerner la demande des futurs abonnés du service électrique, de disposer des données commerciales déjà sollicitées par le Consultant auprès de la JIRAMA et concernant ses abonnés, dont le profil expliquera, moyennant quelques corrections, celui de près de la moitié des malgaches à l'horizon 2030. Ces données dont la consistance a été rappelée dans le rapport de lancement et qui ont malheureusement manqué à l'issue de cette phase de diagnostic qui s'achève par ce rapport, apporteront des éléments qualitatifs indéniables en phase de prospective.

Le consultant confirme cependant avoir reçu les demandes similaires produites par des opérateurs des systèmes ADER, sur la base d'un échantillon préétabli, et dont les premières analyses ont fortement servi dans cette phase de diagnostic.

4.3. Prochaines étapes

A la suite de cette phase de diagnostic, les prochaines étapes seront consacrées à l'analyse prospective, dans le cadre de la Tâche 2, (i) à savoir, la **définition des objectifs stratégiques** et, (ii) la proposition d'**axes stratégiques**.

Au regard du diagnostic posé en Tâche 1, la Tâche 2 qui traitera de la prospective, sera plus spécifiquement consacrée, conformément aux Termes de référence :

- A la définition des principales caractéristiques de conception de la stratégie ;
- A la planification institutionnelle ;
- A la planification technique
- A la planification financière

Conformément au planning approuvé, une **réunion de présentation** de ce rapport sera organisée dans le cadre d'une vidéoconférence dans les 2 semaines suivant sa soumission.

QUELQUES REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

DOCUMENTATION

- 1) Accès à l'électricité en Afrique subsaharienne : retours d'expérience et approches innovantes, AFD, 2012
- 2) Beyond connections : energy access redefined, ESMAP, 2015
- 3) Diagnostic du secteur de l'énergie à Madagascar (MEH/WWF, 2012)
- 4) Document d'Etude de la Politique et Stratégie de l'Energie, MEH, août 2015
- 5) Document de stratégie de redressement de la JIRAMA, 2014-2019
- 6) Enquête Nationale sur le Suivi des indicateurs des OMD (ENSOMD, édition 2012-2013), INSTAT
- 7) Investissements et nouveaux aspects contractuels dans les industries électriques africaines", IEPF/BAD, 1998
- 8) L'électrification rurale décentralisée : Une chance pour les hommes, des techniques pour la planète, Christophe de Gouvello et Yves Maigre (dir.), Ed. Systèmes Solaires, 363 p., 2000
- 9) Politique d'énergies renouvelables de la CEDEAO à l'horizon 2030, CEREEC, 2015
- 10) Politique d'efficacité énergétique de la CEDEAO à l'horizon 2030, CEREEC, 2015
- 11) Rapports des Plans Indicatifs Régionaux de Boeny, Sava et Sofia, ADER, 2010
- 12) Rapports d'activités AES-Sonel/ENEO (Cameroun, 2012, 2014)
- 13) Rapports d'activités ONE/ONEE (Maroc, 2005, 2007 et 2011),
- 14) Rapports d'activités SENELEC (Sénégal, 2007 à 2011)
- 15) Rapports d'activités SONABEL (Burkina Faso, 2008, 2009, 2010 et 2011)
- 16) Scaling up Electricity Access, World Bank Group, 2015
- 17) Utilité des Plans Directeurs pour avancer l'Electrification Rurale : l'expérience récente de Madagascar, ADER/GTZ, 2009

SITES INTERNET

- 1) ADER : www.ader.mg
- 2) Méthode du Cadre Logique (MCL), Manuel pédagogique : http://ec.europa.eu/europeaid/multimedia/publications/manuals-tools/t101_fr.htm
- 3) MINEAU/ANPEA : <http://www.mineau.gov.mg/archives/zoombox/index.php?p=ANDEA.html>
- 4) ORE : www.ore.mg
- 5) PVGIS : <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- 6) Réglementation hydroélectricité en France : <http://www.france-hydro-electricite.fr/lenergie-hydraulique/l-hydroelectricite-en-france/la-reglementation>
- 7) SE4ALL Country Level Action : <http://www.se4all.org/actions-commitments/country-level-actions>
- 8) Statistiques d'accès en Afrique : <http://fr.actualitix.com/pays/afri/afrique-acces-a-l-electricite.php>