

LA LENTE MARCHE VERS LA TRANSITION ENERGETIQUE A MADAGASCAR : ETAT DES LIEUX ET PERSPECTIVES



Ketakandriana RAFITOSON
Décembre 2017





SOMMAIRE

Introduction	7
I. Le contexte actuel du secteur énergie à Madagascar	8
I.1 - La Nouvelle Politique de l'Énergie en bref.....	8
I.2 - Le cadre institutionnel du secteur énergie	10
I.3 - Le potentiel en énergies renouvelables	10
1. Les données de base.....	10
2. Une approche comparative des EnR	11
3. Focus sur l'hydroélectricité	14
I.4 - Le Bilan énergétique	15
1. Le sous-secteur de la biomasse	15
2. Le sous-secteur des hydrocarbures	16
3. Le sous-secteur électricité	16
II. Vers une électricité verte : un nouveau cadre juridique en construction	23
II.1 - Le Code de l'électricité	23
II.2 - La mise en place du Fonds National de l'Énergie Durable	24
II.3 - La Stratégie Nationale d'Accès à l'Électricité	25
III. La JIRAMA, nœud gordien de la transition énergétique	26
III.1 - Quelques données techniques et financières	26
III.2 - Un statut problématique	30
III.3 - Les actions de redressement envisagées	31
IV. Menaces et opportunités : les perspectives d'avenir de la transition énergétique à Madagascar	33
IV.1 - Les menaces	33
1. L'énergie comme instrument politique	33
2. L'abus de « mesures urgentes » ou le risque d'implosion du marché de l'électricité	34
IV.2 - Les opportunités : l'appui international à la transition énergétique	36
IV.3 - La transition énergétique comme outil d'atténuation du changement climatique.....	38
Conclusion et recommandations	40



ABREVIATIONS

AAI	Autorité Administrative Indépendante
ADER	l'Agence de Développement de l'Electrification Rurale
AFD	Agence Française de Développement
AFREA	Africa Renewable Energy and Access Program
AGAT	Accelerating On Grid Access Team
AIE	Agence Internationale de l'Energie
ANDEA	Autorité Nationale de l'Eau et de l'Assainissement
ARELEC	Autorité de Régulation de l'Electricité
BAD	Banque Africaine de Développement
BETD	Berlin Energy Transition Dialogue
BNM	Bureau des Normes de Madagascar
BT	Basse tension
CGI	Code Général des Impôts
CO2	Gaz carbonique
COI	Commission de l'Océan indien
COP	Conférence des Parties
CPDN	Contribution Prévue Déterminée au niveau National
CSC	Capture et stockage du carbone
DTS	Droits de Tirages Spéciaux
EDF	Electricité de France
EnR	Energie(s) renouvelable(s)
EPC	Engineering, Procurement, and Construction (type de contrat)
ESF	Electriciens Sans Frontières
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program
EUEI-PDF	EU Energy Initiative Partnership Dialogue Facility
Fc	Facteur de charge
FEC	Facilité Elargie de Crédit
FED	Fonds Européen de Développement
FES	Friedrich Ebert Stiftung
FMI	Fonds Monétaire International
FNE	Fonds National de l'Electricité
FNED	Fonds National de l'Energie Durable
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
GNT	Gestionnaire National du Transport
GO	Gasoil
GRE	Groupe de Réflexion Energie
GRT	Gestionnaire du Réseau de Transport
GRET	Groupe de Recherche et d'Echanges Technologiques
GW	Gigawatt (1.000 MW)
HFO	Heavy Fuel Oil (fuel lourd)
HT	Haute tension
IEA	International Energy Agency (Agence Internationale de l'Energie)
IFDD	Institut de la Francophonie pour le Développement Durable
IME	Institut pour la Maîtrise de l'Energie
IPP	Independent Power Producer / Producteur Indépendant d'Energie
IRENA	International Renewable Energy Agency (Agence Internationale pour les Energies Renouvelables)
JICA	Japanese International Cooperation Agency
JIRAMA	Jiro sy Rano Malagasy
kTep	Kilo Tonne équivalent pétrole (1000 Tep)
kV	Kilovolt (1.000 Volts)
kW	Kilowatt (1.000 Watts)

M2PATE	Ministère auprès de la Présidence en charge des Projets Présidentiels, de l'Aménagement du Territoire et de l'Équipement
Mds	Milliards
MEEF	Ministère en charge de l'Environnement, de l'Écologie et des Forêts
MEEH	Ministère de l'Eau, de l'Énergie et des Hydrocarbures
MEM	Ministère de l'Énergie et des Mines
MT	Moyenne tension
MW	Mégawatt (1.000 kW)
n.c.	Non communiqué
NPE	Nouvelle Politique de l'Énergie
ODD	Objectif de Développement Durable
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OMH	Office Malgache des Hydrocarbures
ONE	l'Office Malgache de l'Environnement
ONU	Organisation des Nations Unies
ONUUDI	Organisation des Nations Unies pour le Développement Industriel
ORE	Office de Régulation de l'Électricité
PAGE	Programme d'Appui à la Gestion de l'Environnement
PAGOSE	Projet d'Amélioration de la Gouvernance et des Opérations du Secteur Électrique
PARSE	Programme d'appui à la réforme du secteur de l'énergie
PDRI	Plans Directeurs Régionaux Indicatifs
PERER	Promotion de l'électrification rurale par les Énergies Renouvelables
PIB	Produit Intérieur Brut
PMA	Pays les moins avancés
PND	Plan National de Développement
PNE	Plan National d'Électrification
PPP	Partenariat Public Privé
PRC-ELEC	Programme de Révision du Cadre Juridique du Secteur Électricité
PTF	Partenaires Techniques et Financiers
PV	Photovoltaïque
RI	Réseau interconnecté
RIA	Réseau Interconnecté d'Antananarivo
RIF	Réseau Interconnecté de Fianarantsoa
RIT	Réseau Interconnecté de Toamasina
RTE	Réseau de Transport d'Électricité (France)
SADC	Southern African Development Community
SE4All	Sustainable Energy For All
SFI (IFC)	Société Financière Internationale
SNABE	Stratégie nationale d'approvisionnement en bois énergie
SNE	Stratégie Nationale d'Accès à l'Électricité
SREP	Scaling up Renewable Energy Program
SSD	Système Solaire Décentralisé
TAC	Turbine à combustion
TJ	TéraJoule (10 ⁶ J)
TW	Terawatt (1.000 GW)
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
USD	United States Dollar
VIMA	Vision for Madagascar
W	Watt
WWF	World Wildlife Fund



LISTE DES TABLEAUX ET DES GRAPHIQUES

Tableaux

T1	Le potentiel malgache en bois-énergie	p. 10
T2	Tableau comparatif des EnR	p. 13
T3	Les importations d'hydrocarbures à Madagascar	p. 15
T4	Les capacités installées au niveau national	p. 18
T5	Les caractéristiques des centrales AKSAF Power et SYMBION Power	p. 20
T6	Les nouveaux seuils (Concession, Autorisation, Déclaration) définis dans le Code de l'Electricité	p. 21
T7	Les loueurs de groupes (2016)	p. 27
T8	Projets de production « prioritaires » - Décret n°2017-972	p. 33
T9	Programme indicatif de mise en service des centrales basées sur les EnR	p. 34
T10	Les projets Electricité en cours auprès des PTF	p. 35

Graphiques

G1	Ressources primaires et consommation finale estimées pour les usages de l'électricité et l'éclairage - 2015 vs. 2030	p. 8
G2	La répartition des EnR au niveau mondial	p. 11
G3	Les sources d'énergie à Madagascar (2015)	p. 14
G4	Evolution comparative des consommations de GO et de HFO (2006-2015)	p. 16
G5	JIRAMA – Mix énergétique 2016	p. 18
G6	Comparaison du prix de l'électricité dans les pays de la SADC	p. 19
G7	RIA statistiques 2000-2015 Structure des ventes en % HT/MT-BT	p. 24
G8	L'évolution des résultats financiers de la JIRAMA (2008-2015) en Mds Ar	p. 26
G9	Parts totales des transferts et subventions (en % du PIB)	p. 29
G10	Le redressement de la JIRAMA : enjeux et actions	p. 30

Cartes

C1	Irradiation globale horizontale – Madagascar	p. 10
C2	Les centres d'exploitation de la JIRAMA	p. 25



REMERCIEMENTS

- Dina Ramaromandray, MEEH
- Andry ADRIANTSILAVO, ORE
- Hery Rakotonindrainy, ORE
- Amédée RANDRIANARISOA, JIRAMA
- Les membres du Groupe de Réflexion sur l'Energie (GRE)

LA LENTE MARCHÉ VERS LA TRANSITION ÉNERGETIQUE A MADAGASCAR : ETAT DES LIEUX ET PERSPECTIVES

« L'énergie est le fil d'or qui relie le développement économique et social à la durabilité environnementale et permet au monde de prospérer. Le développement n'est pas possible sans énergie, et le développement durable n'est pas possible sans énergie durable. »

Ban Ki-moon, ancien Secrétaire Général de l'ONU

La transition énergétique est un thème à la mode. Des grands rendez-vous internationaux aux meetings nationaux, tout le monde en parle. C'est normal car la transition énergétique s'inscrit dans la poursuite de l'objectif de développement durable (ODD) n°7 qui consiste à garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables et modernes, à un coût abordable. Elle conditionne également la réalisation de la majorité des 16 autres ODD car la problématique énergétique – et plus particulièrement électrique – se trouve au cœur du sous-développement, quel que soit l'aspect sous lequel on le considère.

Aujourd'hui, selon l'ONU, une personne sur cinq n'aurait pas accès à l'électricité moderne – dont deux africains sur trois selon la Banque mondiale¹ – et 3 milliards de personnes dépendraient du bois, du charbon de bois ou des déchets animaux pour la cuisson et le chauffage. D'après les données de l'ONUDI, 66% des émissions mondiales de gaz à effet de serre viennent du secteur énergie, faisant de lui le premier facteur de changement climatique au niveau mondial, et 85% de la production mondiale d'électricité viennent de sources fossiles. Donc, à proprement parler, en l'état actuel, le secteur énergie est générateur d'inégalités et dangereux pour l'environnement. Des constats qui reflètent bien les réalités malgaches. En effet, seulement 15% de la population aurait accès à l'électricité, dont 5% en milieu rural² - largement en dessous de la moyenne des pays de l'Afrique Sub-Saharienne (37.5% en 2014³) – et la production d'électricité s'appuie de plus en plus sur le thermique.

L'agenda mondial de l'énergie tourne autour de deux principaux objectifs: mettre fin à la pauvreté énergétique⁴ en assurant l'accès de tous à des formes d'énergie fiables, abordables et durables ; et réorienter la production et la consommation d'énergie vers des modèles plus propres, plus efficaces et plus écologiques afin de limiter les effets du changement climatique. Madagascar n'échappe pas à cette tendance et fait face à un double défi : augmenter l'accès de la population à l'électricité qui demeure pour l'instant un luxe pour la majorité des Malgaches, tout en assurant la transition énergétique, le passage progressif vers l'utilisation des sources d'énergie renouvelable (EnR) – une démarche décidée par la Nouvelle Politique de l'Énergie (NPE) adoptée en 2015. Les deux défis se complètent et la transition énergétique semble constituer le pas décisif qui permettra de redresser ce secteur stratégique sur le long terme. Mais bien que la décision politique d'entamer cette transition

¹ In Masami Kojima et Chris Trimble, *Vers une électricité abordable et des opérateurs viables en Afrique*, Banque mondiale, ESM-AP/AFREA, 2016, p.vii

² Des chiffres qui varient selon les interlocuteurs : le taux d'accès serait de 16% pour la Banque mondiale, et de 12% pour la France. Il est sûr en tout cas qu'il figure parmi l'un des plus bas du monde.

³ SE4All, *Global Tracking Framework* (2016)

⁴ Pour l'Union Européenne, un foyer est considéré comme pauvre en énergie s'il dépense plus de 20% de son revenu pour l'achat de l'énergie. Il est certain que cette pauvreté est encore plus explicite lorsqu'un individu ou un ménage n'a même pas accès à des services énergétiques de base comme l'électricité.



énergétique ait été prise, où en est son implémentation ? Concrètement, Madagascar investit-il plus dans les EnR aujourd'hui ? Le pays réalisera-t-il la vision de Marrakech⁵ à laquelle il a souscrit lors de la COP22 et ce, avant 2050 ? Quels sont les obstacles à vaincre et les défis à relever ? Que dire à propos de la JIRAMA ?

Autant de questions auxquelles nous essayerons de répondre dans cette étude qui s'intéresse à l'économie politique du secteur énergie et combine analyse politique, économique, institutionnelle et technique, avec un focus sur le sous-secteur électricité. Les objectifs étant de dresser un diagnostic réaliste de la transition énergétique et de dégager des recommandations visant sa réalisation dans les meilleurs délais.

I. LE CONTEXTE ACTUEL DU SECTEUR DE L'ENERGIE A MADAGASCAR

I.1 - La Nouvelle Politique de l'Énergie en bref

La NPE 2015-2030, qui s'inscrit dans la mise en œuvre du Plan National de Développement (PND) 2015-2019, a été élaborée en 2015 avec l'assistance de l'Union Européenne à travers le programme EUEI-PDF. Elle ambitionne de « répondre aux défis d'urgence économique, sociale et environnementale du pays » et dans sa vision « recommande une combinaison d'approche technologique et de méthodes préservant et développant les ressources naturelles énergétiques du pays. Ce processus consiste à développer un mix énergétique associant les EnR (dont en particulier l'hydroélectricité), les hydrocarbures et autres ressources thermiques, en exploitant au mieux toutes les possibilités d'expansion et d'interconnexion de réseaux ainsi que de mini-réseaux sur la base des principes du moindre coût et de la neutralité technologique, pour atteindre les objectifs énergétiques définis. »

Ces objectifs couvrent les trois sous-secteurs qui composent le secteur énergie, à savoir la biomasse, les hydrocarbures et l'électricité et concernent tous les domaines d'utilisation de l'énergie, aussi bien domestiques qu'industriels. Pour la cuisson, la NPE pose comme objectif le passage du taux d'adoption de foyers économes par les ménages de 4% (2015) à 70% (2030)⁶, la couverture des 50% des besoins en bois par des ressources forestières licites et durables, et l'application de techniques de transformation performantes comme la production de charbon « vert » avec un objectif de rendement supérieur à 20%⁷.

D'après la Lettre de Politique Énergétique tirée de la NPE, en 2030, 70% des ménages devraient avoir un accès durable à l'électricité et à l'éclairage, aux moyens d'un mix énergétique utilisant 75% d'hydroélectricité, 5% d'éolien, 5% de solaire et 15% de thermique en appoint des EnR. En réalité, cet objectif et la composition de ce mix énergétique sont différents de ceux formulés dans le rapport de l'EUEI/PDF⁸ duquel découle la NPE et qui sont plus pertinents. Il serait plus cohérent de déclarer qu'en 2030, 70% des ménages seront connectés au réseau électrique, 20% seront connectés grâce au mini-réseau, 5% seront électrifiés grâce à des systèmes solaires décentralisés (SSD), et 5% utiliseront des lampes solaires. Le mix énergétique en 2030 est détaillé par type de réseau dans les proportions suivantes :

- pour les réseaux interconnectés (RI): 75% hydro, 15% thermique, 5% éolienne, 5% solaire (soit 85% d'EnR) ;
- pour les mini-réseaux : 50% hydro, 20% biogaz, 25% diesel, 5% solaire (soit 75% d'EnR).

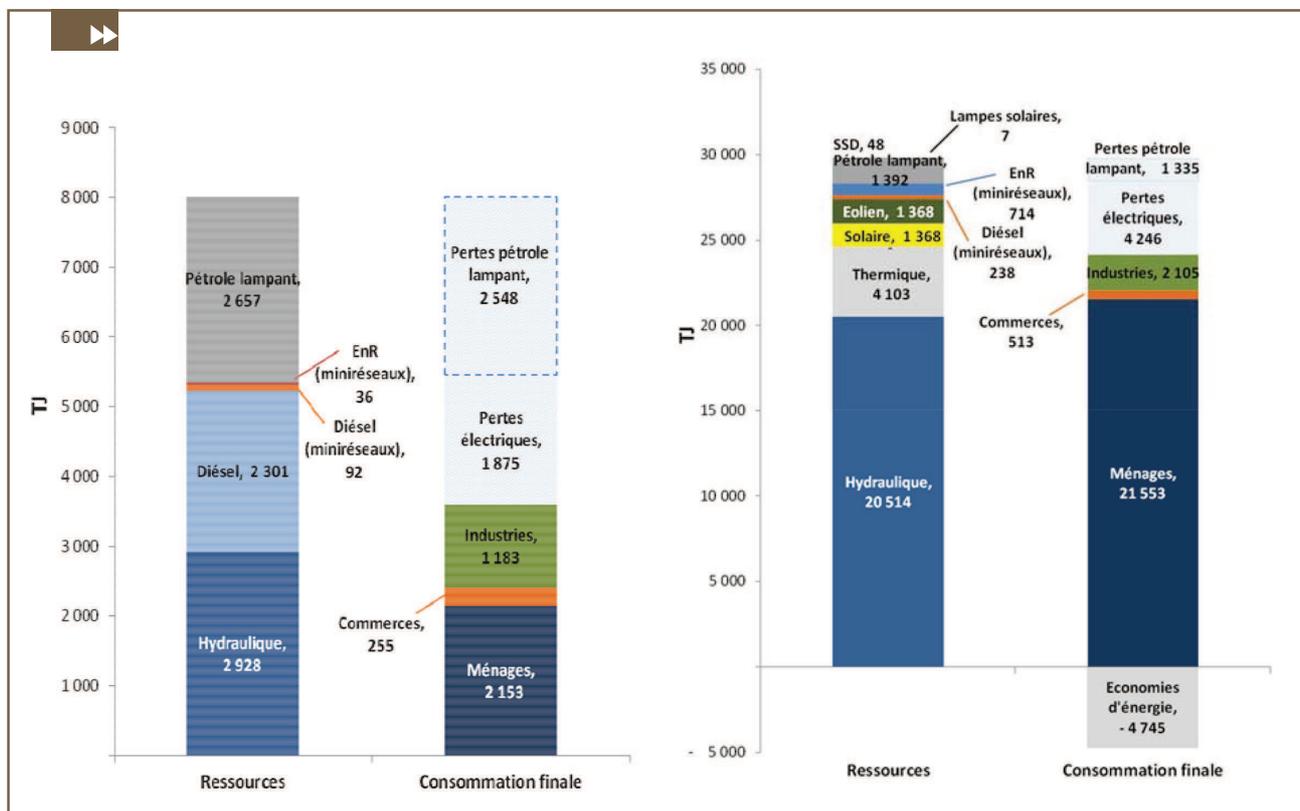
⁵ Lire le document intégral, *The Marrakech Vision*, du 18 novembre 2016 sur <http://thecvf.org/marrakech-vision/>.

⁶ L'utilisation de foyers économes est prévue réduire la consommation d'énergie de plus de 40 000 TJ en 2030.

⁷ Ceci devrait augmenter la valeur marchande du charbon de bois de l'ordre de près de 43 millions USD sur la période 2015-2030, et créer des bénéfices de préservation de la forêt naturelle estimés à 73 millions USD sur la même période. Il faut noter que le marché du charbon de bois générerait un chiffre d'affaires annuel de 400 Mds Ar (estimation GIZ-Eco, 2015).

⁸ Cf. EUEI/PDF, *Politique et stratégie de l'énergie*, 2015, §5 – Objectifs quantitatifs indicatifs, p.39.

Pour atteindre le taux d'accès de 70% susmentionné, il faudra atteindre une production électrique de 7.900 GWh (en 2016, celle-ci était de 1.650GWh pour la JIRAMA). 60% des industries et des commerces mais aussi 60% des ménages devront appliquer des mesures d'efficacité énergétique en matière d'utilisation de l'électricité, à travers par exemple le recours à des lampes à basse consommation.



G1. Ressources primaires et consommation finale estimées pour les usages de l'électricité et l'éclairage - 2015 vs. 2030 (source : EUEI/PDF, 2015)

Les deux graphiques qui suivent montrent l'évolution des ressources primaires et consommation finale estimées pour les usages de l'électricité et l'éclairage, entre 2015 et 2030, telle qu'envisagée par la NPE. La réduction de l'utilisation de sources thermiques au profit des EnR, surtout de l'hydroélectricité, en 2030 sont flagrantes.

Cinq axes majeurs guident la stratégie de mise en œuvre de la NPE pour les trois sous-secteurs :

- La valorisation du capital naturel et la préservation de l'environnement notamment à travers l'appui à la gestion durable de la filière bois-énergie, impliquant une meilleure réglementation des circuits de commercialisation et de promotion des énergies de substitution au bois-énergie ;
- L'accès à l'Energie durable pour tous, grâce au développement d'un plan d'électrification reposant sur la création de réseaux et l'expansion de réseaux interrégionaux qui seront progressivement interconnectés, et la combinaison de différentes technologies intégrant les EnR selon le principe du moindre coût;
- L'assurance d'une sécurité et indépendance énergétique du pays à travers la diversification du mix énergétique et la réduction des importations d'hydrocarbures, en développant en priorité

l'exploitation des ressources énergétiques locales notamment celles d'origine renouvelable ;

- L'adaptation et le renforcement du cadre réglementaire et institutionnel et de l'environnement des affaires, en assurant une coordination efficace entre les différentes entités impliquées ; et
- Le financement pérenne des besoins énergétiques au moyen de mécanismes financiers participatifs, et une rationalisation du budget public affecté à l'énergie.

D'après les estimations, la mise en œuvre de la NPE jusqu'en 2030 nécessiterait 12 Mds USD pour l'électrification, 310 millions USD pour l'ensemble du programme bois-énergie et 1,2 Mds USD pour l'efficacité énergétique. Des fonds qui seront pour la majorité levés auprès des Partenaires techniques et financiers (PTF).

I.2 - Le cadre institutionnel du secteur énergie à Madagascar

Le Ministère de l'Eau, de l'Energie et des Hydrocarbures (MEEH) est au centre du secteur énergie, et a sous sa tutelle l'Agence de Développement de l'Electrification Rurale (ADER) et la *Jiro sy Rano Malagasy* (JIRAMA), société nationale d'eau et d'électricité, qui se trouve également sous la tutelle financière du Ministère des Finances et du Budget. L'Office de Régulation de l'Electricité (ORE) et l'Office Malgache des Hydrocarbures (OMH) régulent respectivement le sous-secteur électricité et celui des hydrocarbures et le Ministère en charge de l'Environnement, de l'Ecologie et des Forêts (MEEF) encadre le sous-secteur biomasse.

Ce dispositif institutionnel est complété par les interventions ponctuelles de l'Autorité Nationale de l'Eau et de l'Assainissement (ANDEA) dans le domaine de l'hydroélectricité, de l'Office Malgache de l'Environnement (ONE) dans la délivrance des permis environnementaux et du Bureau des Normes de Madagascar (BNM). Toutes les autorisations de mise à disposition de terrains dans le secteur énergie relèvent du ministère en charge des domaines, en l'occurrence du Ministère auprès de la Présidence en charge des Projets Présidentiels, de l'Aménagement du Territoire et de l'Equipement (M2PATE)⁹.

I.3 – Le potentiel en énergies renouvelables

1. Les données de base

Une revue détaillée du potentiel en EnR a déjà été dressée par Randrianarisoa Amédée dans son ouvrage *Energies durables pour tous : les ménages, les collectivités et les entreprises* (FES, 2013) mais les données majeures seront rappelées ici, avec les dernières évolutions en la matière.

Définie simplement, une énergie est dite renouvelable lorsqu'elle provient de sources que la nature renouvelle en permanence, par opposition à une énergie non renouvelable dont les stocks s'épuisent¹⁰. Entrent dans cette catégorie l'énergie solaire issue du rayonnement direct ou diffus du soleil ; l'énergie éolienne issue de la conversion de la force du vent ; l'énergie hydraulique issue de la transformation d'une chute d'eau ou d'un cours d'eau ; l'énergie de la biomasse issue de la transformation des matières organiques animales ou végétales en chaleur ou en électricité ; l'énergie marémotrice générée par les vagues et les courants océaniques ; et l'énergie géothermique issue de la chaleur de la terre.

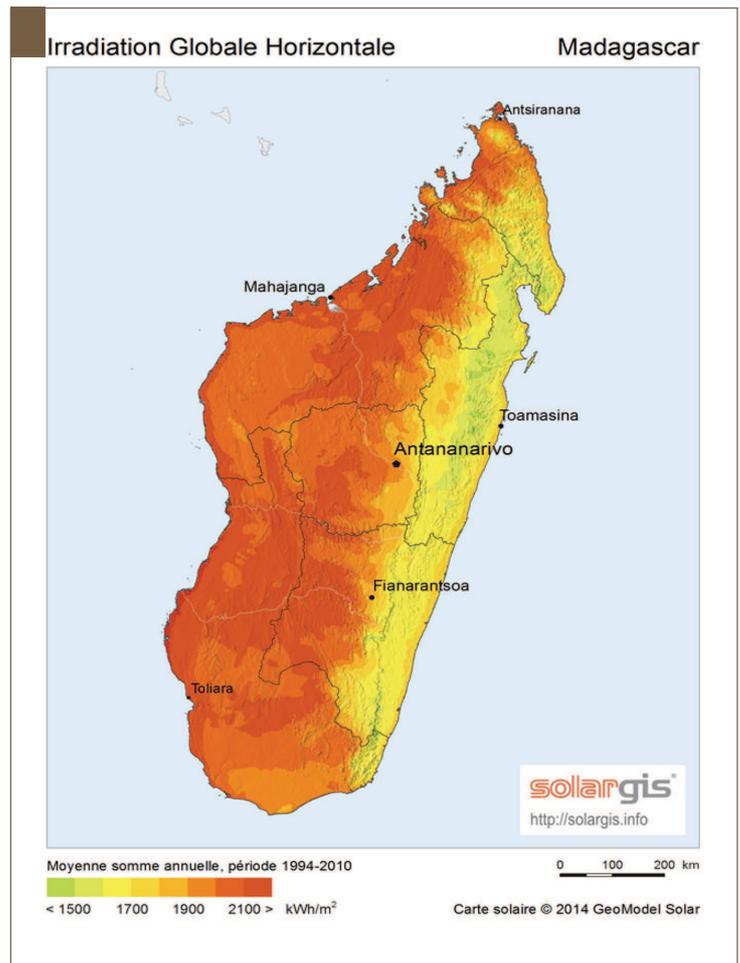
L'utilisation des EnR reste encore marginale à Madagascar puisqu'elle constitue moins de 1% de l'offre énergétique, et ce, même si le gouvernement a pris des mesures fiscales incitatives visant

⁹ Le concept de « projet présidentiel » interfère quelquefois avec la planification et les procédures régissant le secteur électricité. La loi 98-032 prévoit par exemple que les Concessions sont octroyées par voie d'appels d'offres mais certains projets « parachutés », estampillés « projets présidentiels » sautent les étapes et sont imposés aux techniciens. Au-delà des entorses manifestes à la loi, le risque réside dans les imperfections techniques qui peuvent émailler ces projets qui n'ont même pas fait l'objet d'études de faisabilité dans certains cas. Si les ouvrages ne sont pas réalisés dans les normes, la sécurité des usagers peut être menacée. Or, les accidents sont rarement bénins mais plutôt mortels en matière d'électricité.

¹⁰ Définition utilisée par Electricité de France (EDF).

à encourager leur développement depuis 2010. Le pays compte pourtant un potentiel hydraulique de l'ordre de 7800 MW¹¹, dont seulement 2% est aujourd'hui exploité. Les coûts d'investissement du kW installé pour les centrales hydroélectriques de plus d'un MW (entre 2.000 et 4.000 USD/kW) sont réhibitoires comparés au recours aux centrales thermiques qui constituent en quelque sorte une solution de facilité. Madagascar bénéficie par ailleurs de près de 2.800 d'heures d'ensoleillement annuel, avec un rayonnement supérieur à 5500 W/m² dans certaines zones comme la région Sud-Ouest. Dans les extrémités nord et sud du pays, la vitesse moyenne annuelle du vent est de 6 à 9 m/s, en faisant des sites à fort potentiel éolien.

En termes de bois-énergie, le volume potentiel exploitable issu des forêts naturelles est estimé à environ 8,12 millions m³ par an¹². A ceci, s'ajoute la production au niveau de 150.397 ha des reboisements à vocation énergétique, estimée à 1,05 millions m³. Au total, la production durable des forêts et des reboisements énergétique est évalué à 9,169 millions de m³ par an, représentée ainsi :



Strate	Potentiel en bois-énergie brut (m ³) ¹³	Rotation (ans)	Volume exploitable (m ³ /an)
Forêts denses humides	14 297 144	20	357 429
Forêts denses sèches	18 336 039	20	458 401
Fourrés	2 765 051	15	92 168
Formations avec éléments ligneux	144 164 669	10	7 208 233
Sous total	179 562 903		8 116 231
Reboisements à vocation énergétique	7 369 453	7	1 052 779
Total	180 615 682		9 169 010

T1. Le potentiel malgache en bois-énergie (MEEF & Laboratoire de Recherche Appliquées, EUEI/PDF, 2015)

2. Focus sur l'hydroélectricité

L'hydroélectricité étant la forme d'EnR ayant le plus fort potentiel de développement à Madagascar, il s'impose de lui accorder une attention particulière.

¹¹ Ce chiffre doit cependant être pris avec une certaine prudence, au regard des évolutions potentielles de la géologie dues à l'érosion, et des changements d'hydrométrie provoquées par la déforestation et le changement climatique.

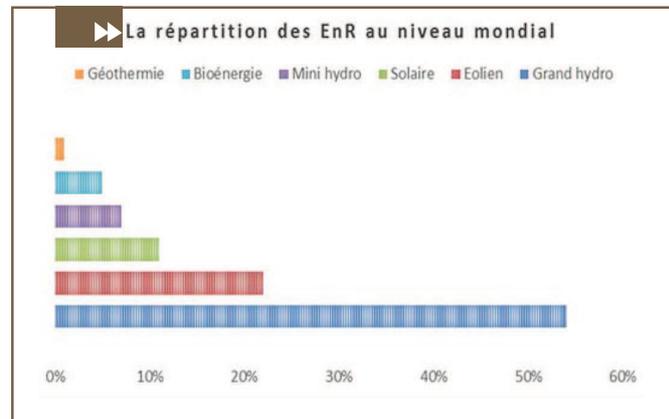
¹² Chiffre obtenu en retenant un taux de prélèvement de 50% et une rotation de entre 10 et 20 ans.

¹³ Reboisement basé sur un accroissement annuel de 7m³/ha.



Depuis 2015, le gouvernement malgache a initié un programme hydroélectrique prioritaire qui prévoit l'aménagement de plusieurs sites hydroélectriques potentiels dont Sahofika (Eiffage, 200MW, environ 650 M d'investissement, à réaliser en PPP) ; Antetetzambato (Vinci/Sogea-Satom, de 140 à 180MW, 315 M, à réaliser en EPC) ; et Volobe (Jovenna et Colas, 90MW, 500 M, à réaliser en PPP¹⁴). Le montage financier de ces projets est en cours et les études devraient être lancées prochainement¹⁵. Mais au-delà de ces grands projets, il faut aussi insister sur une autre alternative, celle de la petite hydroélectricité ou mini-hydro qui concerne les centrales d'une capacité inférieure ou égale à 10MW, à développer hors-réseau ou en mini-réseau.

La capacité mondiale de production d'hydroélectricité installée dans le monde est estimée à 78 GW en 2016. La petite hydroélectricité représenterait environ 1,9% de la capacité énergétique mondiale, 7% de la capacité totale d'EnR et 6,5% (<10 MW) de la capacité hydroélectrique totale (y compris le stockage par pompage). La petite hydroélectricité est la cinquième source d'EnR la plus importante au monde, après la grande hydroélectricité, l'énergie éolienne et le solaire.



La petite hydroélectricité constitue une excellente solution pour répondre aux besoins des utilisations productives et pour électrifier les zones rurales. C'est une technologie mature, développée et utilisée depuis près d'un siècle, qui peut facilement être conçue, exploitée et entretenue localement.

L'importance et les avantages de la petite hydroélectricité en tant que solution à l'électrification rurale et au développement industriel durable inclusif restent encore sous-estimés. Ceci est particulièrement prouvé lorsque l'on compare la petite hydroélectricité à d'autres EnR à petite échelle. Par exemple, l'ONUDI explique que l'accent mis par de nombreux pays sur leur potentiel éolien et solaire par le biais d'incitations fiscales devient souvent un obstacle pour la petite hydroélectricité, car ces mêmes incitations ne sont généralement pas étendues à la petite hydroélectricité¹⁶. Dans certains cas, comme en Algérie et en Arabie saoudite, cette orientation fiscale est due à un simple manque de ressources appropriées en petite hydraulique. Dans d'autres cas, l'accent est mis sur le manque d'études pour déterminer des caractéristiques techniques précises, ce qui amène souvent les autorités à rechercher des projets plus facilement réalisables dans les secteurs de l'énergie éolienne et solaire. De plus, à puissances égales, les coûts d'investissement

¹⁴ Il faut noter que les entreprises mentionnées vont assurer l'aménagement et la construction des ouvrages hydro sur les sites concernés. Les exploitants, eux, doivent encore être identifiés.

¹⁵ D'après HydroQuébec, un grand projet hydroélectrique se déroule en 4 phases : la planification (1 à 2 ans), l'élaboration de l'avant-projet (études, etc.) et l'obtention des autorisations gouvernementales (2 à 5 ans), la construction (2 à 12 ans) et l'exploitation.

¹⁶ In *World Small Hydropower Development Report 2016* de l'ONUDI. A titre d'information, La Vision Énergétique 2020 de l'ONUDI promeut des solutions énergétiques durables pour rendre l'industrie plus compétitive, productive et résiliente au changement climatique. L'objectif principal est d'aider les Etats membres à transiter vers un avenir énergétique durable qui permettrait de relever les défis majeurs de la pauvreté énergétique, de la sécurité énergétique et du changement climatique en développant l'utilisation des EnR à des fins productives et l'utilisation efficace de technologies à faible émission de carbone par les industries. Cette vision repose sur trois principaux piliers : l'efficacité énergétique industrielle, la promotion des EnR et de l'électrification rurale, et la politique climatique et les réseaux. Elle se concentre également sur l'intégration du rôle des femmes et des jeunes dans la conception et la mise en œuvre des projets liés à l'énergie, la création d'emploi et la promotion des innovations technologiques énergétiques.



correspondant aux mini-centrales sont relativement élevés en comparaison avec ceux d'autres technologies. Ce qui décourage souvent les responsables gouvernementaux et les investisseurs privés. Enfin, l'absence de politiques claires ainsi que de cadres réglementaires et institutionnels concernant les EnR et la petite hydroélectricité constituent des obstacles importants à leur développement.

Dans le cas malgache, la politique est en place et bien définie, mais il lui manque une stratégie de mise en œuvre. Il en résulte inévitablement des errements et des confusions au niveau institutionnel et même technique. La réponse à la question « Qui fait quoi ? » n'est pas toujours claire. La NPE insiste par exemple sur l'importance de la coordination institutionnelle pour sa réalisation, à travers notamment la création d'un Comité de Pilotage chargé du suivi de sa mise en œuvre, assisté d'un Comité d'experts dirigé par le Directeur de l'Énergie mais, à notre connaissance, ces entités n'existent pas encore pour le moment¹⁷. Sans feuille de route claire quant à la marche à suivre, la réalisation de la NPE ne peut que patiner car les acteurs – existants comme potentiels – ne savent pas comment ni dans quel sens agir. Par ailleurs, le rôle du Régulateur, n'est pas assez valorisé. Considéré à tort comme un élément perturbateur et souvent mis à l'écart, l'ORE peine à asseoir ses décisions qui ont pourtant d'après la loi force exécutoire. Une bonne régulation est pourtant indispensable au développement du marché.

Cette absence de coordination intersectorielle décourage aussi bien les promoteurs, les opérateurs, que les PTF. Le MEEH a par exemple attribué une Concession de production hydroélectrique à HIER à Bealanana, sur financement de l'Union Européenne. Pourtant, une partie en amont du bassin versant interfère avec le périmètre minier autorisé par le ministère en charge des Mines, ce qui altère considérablement le cours d'eau et fausse l'étude de faisabilité déjà ficelée. De même, à Fandriana, l'exploitation minière située en amont de la centrale hydro exploitée par HIER génère des dépôts solides charriés par le cours d'eau, entraînant l'usure prématurée de la turbine. De tels problèmes pourraient être évités si les différents départements ministériels communiquaient correctement entre eux.

Outre ce déficit stratégique et ce flou institutionnel, d'autres facteurs empêchent le recours effectif, non seulement à l'hydroélectricité, mais aux EnR en général, et donc bloquent la transition énergétique. Il faut notamment citer l'insolvabilité de l'Acheteur unique – en l'occurrence, la JIRAMA – qui n'arrive pas entièrement à honorer la facture de ses fournisseurs (pétroliers, Producteurs Indépendants d'Énergie, ci-après IPPs, et autres) sans les subventions étatiques. Il y a aussi le manque de maîtrise des technologies liées à l'exploitation des EnR par les sociétés locales, poussant au recrutement coûteux de techniciens expatriés¹⁸, ainsi que le coût d'investissement initial assez conséquent requis par certaines EnR. Il faut aussi signaler les difficultés procédurales et administratives liées à l'obtention d'un contrat d'Autorisation ou de Concession : allers-retours administratifs chronophages, manque de précision sur les délais procéduraux, etc.

Les réformes entreprises dans le Code de l'électricité, exposées plus bas, visent justement à lever ces obstacles, non seulement pour la petite hydroélectricité, mais pour l'ensemble des EnR. Les conditions juridiques et institutionnelles semblent réunies pour encourager ce type de projet, mais il faudra voir l'évolution de projets comme ceux de l'ONUDI (mini-hydro en milieu rural) pour se prononcer sur le niveau d'efficacité de ce Code censé favoriser les EnR.

¹⁷ Le Comité de Pilotage de la NPE devrait être composé des ministres en charge des Finances, de la Planification, de l'Enseignement Supérieur, de la Recherche, de l'Aménagement du Territoire, de l'Eau, de la Décentralisation, de l'Industrie et du Développement du secteur privé. Le Comité d'Experts devrait quant à lui être composé de représentants des Ministères chargés de l'Environnement et des Forêts, du Pétrole, de l'Économie et de la Planification et de l'Aménagement du Territoire ainsi que des organismes rattachés et sous tutelle du Ministère en charge de l'Énergie.

¹⁸ Cette tendance est heureusement en baisse avec la multiplication des filières d'enseignement technique liées au développement des EnR, notamment auprès de l'Institut pour la Maîtrise de l'Énergie (IME) de l'Université d'Antananarivo.

3. Une approche comparative des EnR

Pour essayer d'évaluer l'exploitabilité des EnR à Madagascar, le tableau suivant dresse de manière synthétique, pour chaque source d'énergie : les impacts environnementaux ; les contraintes techniques, physiques, matérielles ou autres liées à l'utilisation du produit; le taux d'émission de gaz à effet de serre du produit sur tout son cycle de vie ; et les coûts d'investissement et de production, exprimés en centimes d'euros, respectivement par MW et par kWh. Il est à signaler que ces estimations financières sont données à titre indicatif et ont été calculées dans un contexte européen, les estimations pour Madagascar n'étant pas disponibles :

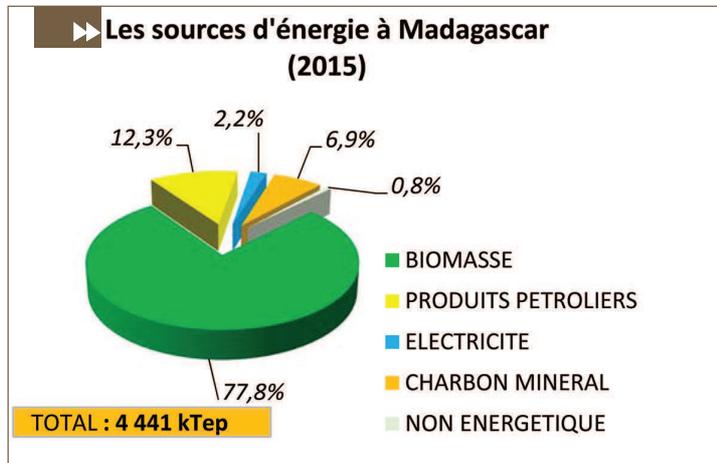
Il en ressort sans surprise que l'énergie hydroélectrique est la moins chère à produire au kWh. Toutes les technologies et types d'EnR ont leurs avantages et leurs inconvénients mais l'essentiel est de trouver celle qui soit à la fois adaptée à la demande locale et qui soit exploitable au moindre coût - par « coût », il faut comprendre coûts financiers, sociaux et environnementaux.

Source d'énergie	Impacts environnementaux et sociaux	Contraintes	Emission CO2 gCO2/kWh	Coûts d'invest. M /MW	Coûts de production c /kWh
Solaire PV	- Pollution lors de la production des panneaux, - Déchets électroniques, - Problématique des batteries	- Production aléatoire - Besoin d'un appoint - Nécessite beaucoup d'espace	41 - 72	2,8 - 3,8	26 - 42
Eolien (terrestre)	- Matériaux énergivores à la fabrication (acier, plastiques) - Possibilité de nuisance sonore/visuelle	- Production aléatoire - Besoin d'un appoint - Nécessité d'un réseau électrique complexe	2,8 - 23	1,3	8,2
Hydraulique	Dépendent de la taille des projets (noyage de vallées, déplacement de populations, etc.)	Hydrologie : possible intermittence de la fourniture (étiage)	Grande : 17- 40 Mini : 4 - 20	Grande : 1,4 - 2 Mini : 2 - 4	Grande : 2 - 8 Mini : 6 - 10
Géothermie	Quasi-nuls	- Uniquement en zones volcaniques - Coûts de forage élevés	15,1 - 104	2 - 5	13 - 28
Vagues & marées	Mal connus	Technologie complexe	14 - 21,7	n.c.	20 - 30
Biomasse	Déforestation	Occupation de terres arables pour biocarburants	15	3 - 4	4,3 - 17

T2. Tableau comparatif des EnR (RTE, 2014)

I.4 - Le bilan énergétique¹⁹ malgache

D'après le dernier bilan énergétique disponible (MEEH, décembre 2016), quatre types d'énergies primaires²⁰ sont exploitées à Madagascar : le charbon minéral, le bois-énergie, la bagasse et la balle de riz.



Sources : MEEH/ORE

En termes de consommation énergétique, la biomasse demeure la première source d'énergie utilisée par les Malgaches (78,6%) qui y recourent surtout à des fins de cuisson²¹. Elle est suivie par les produits pétroliers (12%) utilisés pour l'éclairage, le transport et la production électrique, le charbon minéral (4,9%) surtout utilisé par les grandes industries, l'électricité (2%) dont le caractère de « produit de luxe » ressort clairement ici, et les produits à usage non-énergétique comme les solvants et le bitume (0,5%).

Le rendement énergétique²² des centrales électriques se détériore, passant de 53.35% à la fin des années 1990 à 47.65% dans les années 2010. Pour pallier à l'inadéquation entre l'offre et la demande et tenter de limiter les défaillances de fourniture, le recours à des centrales thermiques est devenu quasi-systématique. Si ces centrales thermiques sont faciles à installer et coûtent relativement peu cher en termes d'investissement initial, elles sont pourtant énergétivores, ce qui explique en grande partie cette détérioration du rendement énergétique.

1. Le sous-secteur de la biomasse

Le bois est la ressource primaire principale utilisée pour l'énergie à Madagascar. Il est prélevé selon les régions dans les forêts naturelles, les mangroves, les plantations forestières, et la mosaïque forêt-agriculture (arbres hors forêt, parcs agroforestiers). Le pays dispose d'une couverture forestière importante, de plus de 21% du territoire, soit plus de 124 000km², Banque mondiale, 2012).

En 2015, la consommation annuelle totale de bois s'élevait à 18,3 millions de m³ (soit environ 12,7 millions de tonnes), répartie entre 56% (soit 10,3 millions de m³ par an) de bois de chauffe utilisé sans transformation et ramassé dans les forêts naturelles, et 44% (8,0 millions de m³) transformé en charbon de bois à l'aide de meules traditionnelles à faible rendement énergétique (estimé entre 10 et 12%). Le bois utilisé pour la carbonisation provient pour les ¾ de la production de

¹⁹ Un bilan énergétique est un bilan comptable de toutes les quantités d'énergie produites, transformées et consommées sur une zone géographique en une période de temps donnée.

²⁰ Les énergies primaires sont puisées directement dans les gisements d'énergies fossiles (le charbon, le pétrole, le gaz naturel...), dans les sources d'énergies renouvelables (les cours d'eau, les biomasses, les vents, les radiations solaire...) ou dans la constitution de la matière (le nucléaire). Certaines d'entre elles ne pouvant pas être utilisées en l'état, elles doivent subir une transformation et devenir de ce fait des énergies secondaires (ex : les produits dérivés du pétrole).

²¹ La transformation du bois en énergie en charbon de bois aurait quadruplé pendant les 20 dernières années, entraînant l'accélération de la déforestation.

²² Le rendement énergétique est le rapport entre la valeur énergétique d'une masse de matière produite et la valeur énergétique de la masse de matière utilisée pour cette production. Le rendement a une valeur comprise entre 0 et 1 (ou 0 et 100 %).



plantations d'eucalyptus et de plantations industrielles de forêts de pin. Le reste provient de forêts naturelles où la coupe est illicite²³. Selon les estimations du WWF, 80 à 85% de la demande serait satisfaite par du bois provenant de zones interdites à la coupe. Seuls 10% de du bois collecté fait l'objet d'une transaction marchande, le reste étant collecté à titre gratuit²⁴.

En 2015, 96,6% des ménages urbains et 99,6% des ménages ruraux utilisent le bois-énergie. En milieu urbain, environ 61,8% des ménages utilisent comme première source d'énergie le charbon de bois et 34,8% le bois de feu. La biomasse agricole est utilisée sous deux formes : soit directement comme combustibles, dans des volumes non-disponibles, soit après transformation, sous forme d'agrocarburants (agrodiésel ou agroéthanol), dont les volumes de production sont encore très faibles.

La NPE soutient la protection des ressources forestières et le reboisement de 35 000 à 40 000 ha par an afin de sécuriser l'approvisionnement en bois-énergie. Les investissements visant la production de bois-énergie – dans des zones dédiées – et le reboisement pour la protection des bassins versants pour pérenniser les aménagements hydroélectriques sont encouragés, tout comme la professionnalisation des activités qui y sont liées. L'adoption d'une fiscalité incitative et limitative, complétée par des financements climatiques, et la promotion de la biomasse autre que le bois, les plantations à des fins d'agro combustibles (jatropha, canne à sucre, autres) figurent également parmi les mesures préconisées par la NPE.

Une Stratégie nationale d'approvisionnement en bois énergie (SNABE) est en cours d'élaboration par le MEEH, en concertation avec les acteurs du secteur. Parmi les axes stratégiques identifiés dans ce document-cadre qui doit se décliner en stratégies régionales figurent la conception et la mise en place de dispositifs incitatifs et appropriés, facilitant l'octroi de terrains, la sécurisation foncière et de l'investissement des actions de reboisement à grande échelle ; l'identification et l'opérationnalisation de mécanismes financiers performants visant à supporter la mise en œuvre de plantations à vocation bois énergie à l'échelle nationale ; et l'augmentation de la productivité en matière de production du charbon de bois à travers l'application de technologies améliorées. Un projet de loi sur la bioénergie est également en cours d'élaboration, toujours au sein du MEEH, avec l'appui de différents partenaires comme le WWF et la fondation *Tany meva*.

Sur le terrain, l'ADES a disséminé 5 950 foyers de cuissons économes dans le district d'Ambilobe et ses environs depuis 2015, au moins 6 000 dans la ville de Toliara et ses environs, en partenariat avec la GIZ, et au moins 500 autres dans la région du Menabe. La GIZ, à travers son programme PAGE-Eco a mis en place 5 unités de production d'équipement de cuisson économe à Toliara. Par ailleurs, un avant-projet de normes sur les équipements de cuisson économe est en cours d'élaboration par le MEEH et le BNM²⁵.

2. *Le sous-secteur des hydrocarbures*

La production locale de pétrole brut en est à ses débuts (huile lourde de Tsimiroro) et comme Madagascar ne dispose pas de raffinerie, il doit importer des produits finis. En 2015, le pays avait importé 771,19 kTep d'hydrocarbures dans les volumes suivants, par ordre d'importance :

²³ Source : Rapport d'élaboration de la NPE, EUEI/PDF 2015

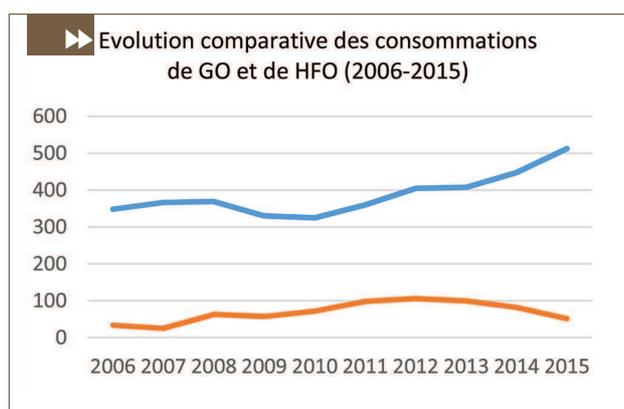
²⁴ Source : Diagnostic du secteur Energie, MEEH/WWF/AIDES, 2012

²⁵ Ces informations ont été tirées des travaux du WWF, du Groupe de Réflexion Energie (GRE), du MEEH et de la GIZ.



Produit	Quantité (kTep)	Part	Utilisation
Gasoil	483,84	62,74%	Transport, électricité
Essences (super carburant, essence aviation, essence tourisme)	98,23	12,74%	Transport, autoproduction d'électricité
Fuel oil	57,19	7,42%	Chaudières à condensation, moteurs diesel
Jet fuel	53,16	6,89%	Aviation
Non-énergétique	39,41	5,11%	Production de chaleur ou d'électricité
Pétrole lampant	25,55	3,31%	Cuisson, éclairage
Gaz liquéfié	13,38	1,79%	Cuisson, utilisation industrielle
Total	771,19	100%	

T3. Les importations d'hydrocarbures à Madagascar (OMH/MEEH, 2015)



La facture résultant de ces importations d'hydrocarbures a plus que doublé entre 2009 et 2013, passant de 241 millions USD en 2009 à 509 millions USD en 2013 pour les hydrocarbures hors transport (sauf pour le gasoil dont 85% sont utilisés dans le secteur du transport). Ce graphe montre l'évolution comparative des consommations de gasoil et de fuel lourd pour l'ensemble du pays, entre 2006 et 2015 – année pendant laquelle près de 125 kTep de gasoil ont été utilisés par les centrales thermiques. (Sources : OMH/MEEH)

On note que la consommation de gasoil ne cesse d'augmenter sur cette plage temporelle, avec une légère baisse pendant la période de crise politique. Depuis 2013, le recours aux groupes thermiques à des fins de production d'électricité est de plus en plus important, tandis que l'usage du fuel lourd demeure assez faible.

La NPE recommande l'harmonisation des actions à entreprendre avec celles développées dans la Politique Nationale Minière et Pétrolière²⁶ (2014). L'utilisation d'hydrocarbures produits localement, à l'instar de l'huile lourde (appelée aussi *fuel oil* ou *heavy fuel oil* en anglais, ci-après HFO, par opposition au GO ou gasoil) destinée à la production d'électricité, est encouragée pour réduire les importations et réaliser des économies conséquentes²⁷. D'ici 2030, une économie de 1000 TJ par an

²⁶ Les orientations pour le secteur pétrolier comprennent notamment la restructuration du cadre institutionnel pour assurer une bonne gouvernance et une gestion efficace du secteur; l'actualisation du cadre législatif et réglementaire; l'exploitation des ressources pétrolières et gazières dans le cadre d'une politique de développement durable et de protection de l'environnement; la gestion des revenus pétroliers et gazières aux fins d'un développement socioéconomique équilibré sur l'ensemble du territoire; la contribution des activités pétrolières au développement socio-économique local dès la période d'exploration; la promotion des industries et des sociétés de services intégrées au secteur; et le renforcement des capacités et compétences nationales.

²⁷ D'après les auteurs de la NPE, la JIRAMA aurait dépensé 150 millions USD en importation de carburants rien qu'en 2014, presque deux



est envisagée grâce à l'adoption de mesures d'efficacité énergétique par au moins 60% des usagers, y compris les commerces et les industries. L'homologation des normes et des contrôles d'importation des hydrocarbures, ainsi que la mise à jour régulière des normes de sécurité font également partie des mesures à prendre.

Malgré ces objectifs déclarés, le statu quo est cependant palpable au niveau du sous-secteur des hydrocarbures. En effet, bien que Madagascar Oil ait commencé à produire du fuel oil conformément aux spécifications techniques déterminées par l'arrêté n°30600/2015 du 02 octobre 2015 et que le décret n° 2016-1317 portant cadre juridique d'approvisionnement et de transport des produits de Tsimiroro ait été approuvé en conseil des ministres le 26 octobre 2016, l'approvisionnement de la JIRAMA est toujours assuré par les pétroliers « classiques ». Deux raisons sont entre autres évoquées pour justifier cette mise à l'écart de la production locale de fuel oil : l'offre de Madagascar Oil ne serait pas suffisante pour satisfaire les besoins de la JIRAMA²⁸, et ce carburant ne serait pas adapté aux groupes de la JIRAMA. Mohamed Rachidy, le Président du Conseil d'administration de la JIRAMA de l'époque, déclarait ainsi en octobre 2016 que même si la société était intéressée par ce type de carburant (i.e. le fuel lourd de Tsimiroro), la plupart de ses groupes fonctionnait encore au gasoil et qu'il faudrait d'abord les modifier avant de pouvoir l'utiliser, ce qui engendrerait selon lui des coûts faramineux. « Il nous est impossible de l'utiliser, contrairement à Symbion Power » déclarait-il alors.

D'après les dispositions de l'arrêté susmentionné, le fuel oil autorisé à Madagascar aujourd'hui serait le HFO 180, avec une teneur en soufre maximale de 2,5%. Le fuel oil importé par la JIRAMA a pourtant une teneur en soufre de 3,5% alors que celle du fuel oil produit par Madagascar Oil est limitée à 0,3%. La qualité du produit est donc bien réelle et les avantages financiers offerts par son utilisation sont certains. Dans une analyse datant de juillet 2014, Zoely Narindra Rakotonindrainy du Ministère des Finances et du Budget avançait que 3 millions de litres de fuel oil permettrait la production de 13 000 Mwh d'électricité, alors que la même quantité de gasoil ne produirait que 10 000 Mwh. Une différence qui coûtait alors 3 Mds Ar. Sur cette base, l'utilisation du fuel oil par la JIRAMA permettrait à l'Etat d'épargner 20 Mds Ar par mois²⁹. Des économies qui constitueraient cependant un manque à gagner conséquent pour les pétroliers conventionnels, les amenant à favoriser le *statu quo* thermique évoqué plutôt car il n'est pas dans leur intérêt de laisser la production locale d'huile lourde décoller. Le fait que celle-ci soit en suspens depuis 2016 malgré les beaux discours officiels laisse penser que les manœuvres dilatoires des uns et des autres ont réussi, au détriment de la transition énergétique...

3. Le sous-secteur électricité

En termes de développement, l'électricité peut être catégorisée dans les biens de première nécessité. A Madagascar pourtant, plus de 20 millions de personnes n'y ont pas accès, ce qui illustre d'une certaine manière le sous-développement du pays. L'électricité est un moteur de croissance socioéconomique et elle se situe au cœur du secteur énergie car elle a une dimension transversale impliquant les deux autres sous-secteurs, c'est-à-dire les hydrocarbures et la biomasse.

Sur le plan juridique, le sous-secteur malgache de l'électricité a été libéralisé par la loi n°98-032 du 20 janvier 1999 portant réforme du secteur électricité à Madagascar. Cette loi a théoriquement mis fin au monopole de la JIRAMA quant aux activités de Production, de Transport et de Distribution de l'électricité, même si dans les faits, le Transport demeure le domaine exclusif de la JIRAMA qui gère

fois plus qu'en 2009. Une note salée divisée entre la société et l'Etat, donc d'une certaine manière par les contribuables...

²⁸ Lire par exemple à ce propos cet article de Madagascar Tribune en ligne, en date du 6 avril 2017 : « L'huile lourde de Tsimiroro hors course pour l'approvisionnement des centrales thermiques ». Consultable sur <http://madagascar-tribune.com/L-huile-lourde-de-Tsimiroro-hors.22951.html>

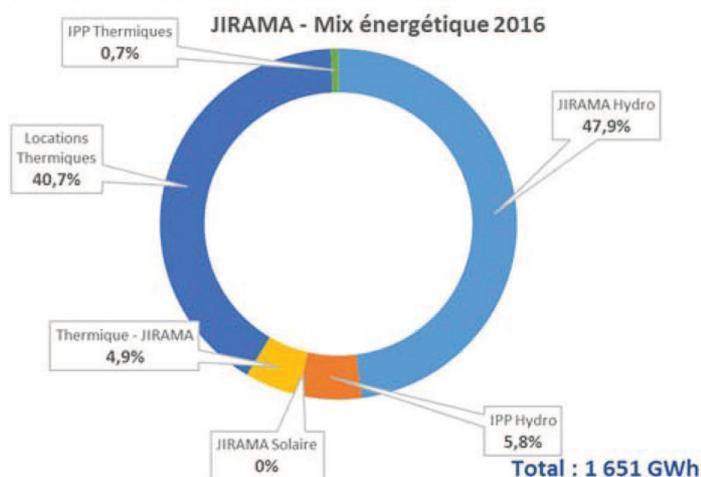
²⁹ In « Sauver la JIRAMA : il suffit de le vouloir vraiment », Tahiry, *Bulletin mensuel d'information et de liaison de la Direction Générale du Trésor*, n°45, juillet 2014, p.5

les trois seuls réseaux interconnectés en haute tension (HT) du pays – Antananarivo-Antsirabe (RIA), Toamasina (RIT) et Fianarantsoa (RIF) – et agit comme Acheteur central. Si les services électriques en milieu urbain et périurbain relèvent pour le moment de la JIRAMA, des opérateurs privés travaillent dans l'électrification rurale qui est gérée par l'ADER.

Sur le plan technique, les capacités installées pour l'année 2016 (réf. Octobre 2016), tant au niveau de la JIRAMA que des opérateurs privés, sont représentées dans le tableau suivant :

CAPACITES 2016 (Fin Octobre)	Unité	INSTALLÉES			DISPONIBLES		
		JIRAMA	Electrifica- tion rurale	Total	JIRAMA	Electrifica- tion rurale	Total
Total	MW	676	6	681	369	6	375
Diesel	MW	514	3,2	517	243	3,2	246
Energies Renouvelables	MW	162	2,5	164	126	2,5	129
Hydro	MW	162	1,8	163	126	1,8	128
Biomasse	MW		0,3	0		0,3	0
Solaire	MW	0	0,2	0	0	0,2	0
Eolien	MW		0,2	0		0,2	0
Privés	MW	409	5,6	414	414	5,0	219
Public (JIRAMA)	MW	268		268	156		156

T4. Les capacités installées au niveau national (JIRAMA/DPS - Octobre 2016 ; ADER/ORE)



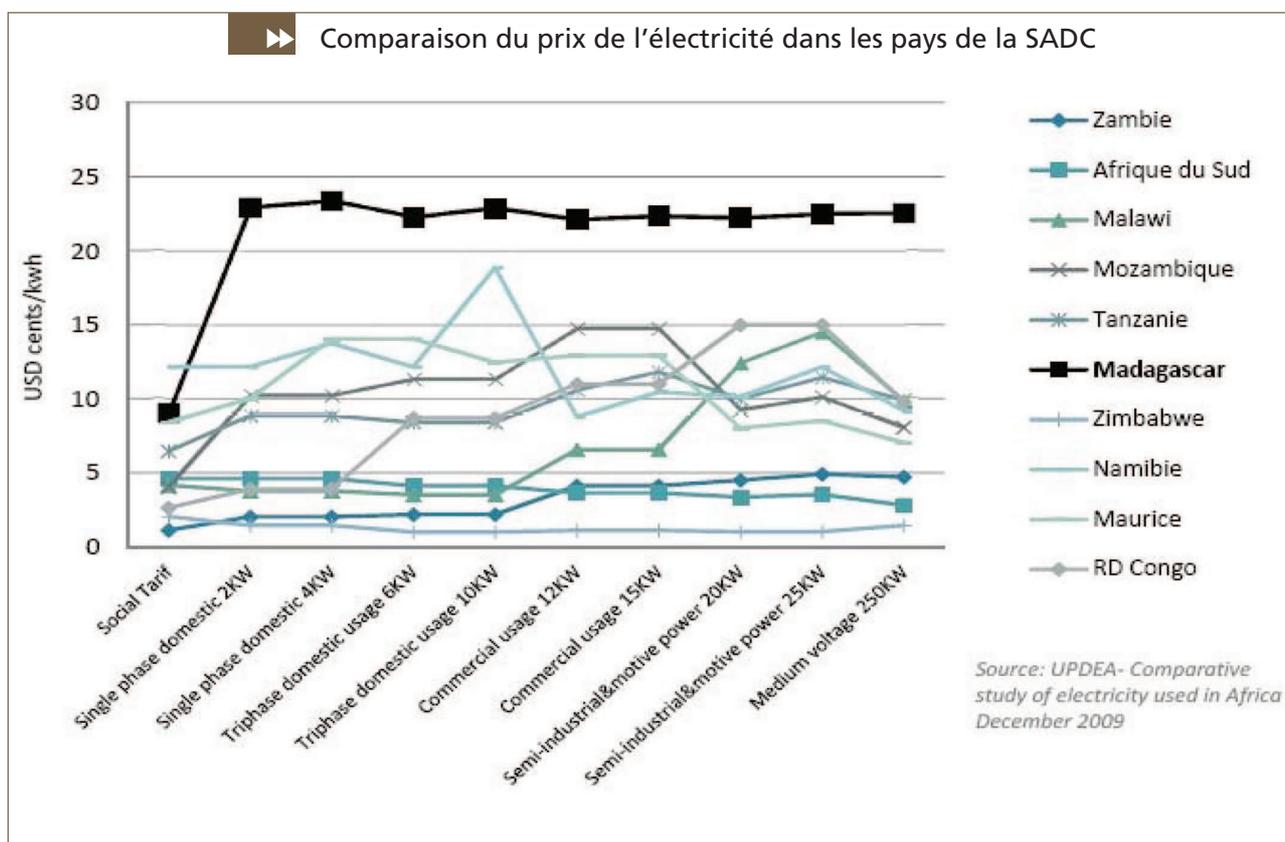
Dans les faits, la production d'électricité de la JIRAMA pour l'année 2016 a été dominée par les sources thermiques (52,1% au total, contre 47,9% d'énergie hydroélectrique). La proportion d'énergie produite par les centrales thermiques louées au secteur privé (40,7%) égale presque celle issue des centrales hydro de la JIRAMA (47,9%).

Sources : JIRAMA/ORE

Le sous-secteur électricité, et plus particulièrement la JIRAMA à laquelle un volet entier de la présente étude est dédié, se retrouve souvent au cœur de l'actualité dans ce qui peut être qualifié de « crise de l'électricité ». Plusieurs facteurs expliquent cette crise, notamment la dépendance aux hydrocarbures, l'insuffisance des capacités de production d'énergie électrique, la saturation et la détérioration de l'état des réseaux de Transport et de Distribution d'électricité, les difficultés financières auxquelles

font face les entreprises du milieu, et les coûts d'investissement et de production relativement élevés qui dissuadent les investisseurs. L'offre électrique n'arrive pas à répondre à la demande et les tarifs de la JIRAMA sont jugés abusifs par ses abonnés alors que la société vend à perte. La non-application des dispositions d'ajustements tarifaires de la JIRAMA constituent en effet l'un des principaux freins à son redressement³⁰. L'électricité « au moindre coût » semble pour le moment relever de l'utopie.

Il faut aussi savoir que les prix de vente de l'électricité à Madagascar, que ce soit pour la JIRAMA ou pour les producteurs/distributeurs privés, figurent parmi les plus élevés de la SADC, et même du monde³¹. Plusieurs facteurs expliquent cette situation. Il y a entre autres la dépendance envers les hydrocarbures, la taille limitée des réseaux qui ont été taillés pour une faible demande – aujourd'hui dépassée, la relative « maigreur » du tissu industriel – les clients MT étant plus rentables que les clients BT car consommant plus, à un tarif plus élevé), et le faible niveau d'investissement. Une étude tarifaire réalisée dans le cadre du PAGOSE est aujourd'hui en cours et ambitionne d'assurer la viabilité financière des Exploitants tout en prenant en considération la capacité à payer des consommateurs. L'objectif final de l'exercice est d'aboutir à une péréquation des tarifs appliqués par un exploitant (ex. : péréquation des tarifs JIRAMA i.e. tous les clients de la JIRAMA paieront le même tarif, où qu'ils soient).



³⁰ Il faut savoir qu'entre 2001 et 2005, les tarifs de la JIRAMA n'ont subi aucun ajustement alors que le prix du pétrole fluctuait de façon importante et que la dépréciation de l'Ariary était continue. Cet épisode a entraîné une grave crise au sein de l'entreprise, entraînant un gap financier, organisationnel et technique dont les effets se font aujourd'hui encore sentir.

³¹ Pour la JIRAMA par exemple, les tarifs sont différenciés en fonction du moyen de production (hydro, fuel, gasoil), de la période (nuit/jour), et du type de consommateur (résidentiel/industriel). Trois zones tarifaires sont définies selon ce principe : les clients alimentés par de l'hydro sont soumis aux tarifs de la zone 1, ceux alimentés au fioul bénéficient des tarifs de la zone 2 et ceux alimentés par les centrales fonctionnant au gasoil sont classés dans la zone tarifaire 3. D'importantes disparités de prix existent entre ces trois zones. A titre d'exemple, en 2015, le prix moyen du kWh sur le réseau BT était de 343 Ar à Antananarivo (zone 1, hydro), et de 594 Ar à Antsiranana (zone 3, gasoil). Le prix moyen de vente (tous abonnés confondus) était quant à lui de 380 Ar/kWh.



Au niveau du mix énergétique, même si des réformes ont été entamées et sont en cours, des mesures favorisant le recours au thermique, agissant donc en défaveur des EnR et de la transition énergétique, ont également été prises. A titre d'exemple, malgré les orientations de la NPE et les discours officiels, rien qu'à Antananarivo, Symbion Power a mis en service sa centrale HFO de 40MW à Mandrozeza vers la fin 2016, AKSAF Power a installé une centrale HFO d'une capacité de 60MW³² à Ambohimambola en novembre 2017 et Jovenna a finalisé les travaux sur sa centrale TAC³³ (turbine à combustion) de 60MVA, également sise à Ambohimambola. Ces trois centrales alimentent la JIRAMA en vertu de contrats d'achat d'énergie. Elles totalisent à elles seules 160MW qui permettent certes de stabiliser la fourniture d'électricité mais qui demeurent néanmoins des centrales thermiques utilisant des sources d'énergie non renouvelables, avec l'impact environnemental et financier que cela suppose. Par ailleurs, l'utilisation du thermique devrait être autorisée seulement pour un court laps de temps, en appoint, mais les trois contrats de Concession cités dans cet exemple ont tous été octroyés pour au moins 20 ans...

L'opérationnalisation de ces centrales ne renversera pas la vapeur sur le court terme puisque, comme expliqué plus bas, la JIRAMA continuera dans les prochaines années à vendre à perte et à produire des résultats négatifs. La société réalisera certes des économies sur l'achat du HFO mais cela ne suffira pas à combler le gap. A titre d'information, le tableau suivant résume les principales caractéristiques des contrats liant les deux IPP à l'Etat et à la JIRAMA.

³² Il faut remarquer que le contrat de Concession régissant cette exploitation a été octroyé suite à une procédure de gré-à-gré interdite par la réglementation du secteur électricité et par la Note n° 052-PM/SP du 29/06/2016 du Premier Ministre portant interdiction des marchés de gré-à-gré pour toutes prestations supérieures à 25 Mds Ar. La centrale a été inaugurée en grandes pompes par le Président de la République le 07 novembre 2017.

³³ D'après les déclarations de Christian Julien, agent de l'EDF, la société française aurait vendu deux turbines à combustion (TAC) contenant de l'amiante à Madagascar (il ne précise pas à qui). Ces centrales auraient auparavant été en service à La Réunion, avant leur démantèlement et leur vente. Il serait intéressant de savoir qui a acheté ces équipements contaminés. L'article de Catherine Chaumet, *EDF est soupçonné d'avoir exporté du matériel amiante à Madagascar*, en date du 26 avril 2017 est consultable sur <https://passeurd-alertes.org/2017/04/26/edf-soupconne-davoir-exporte-materiel-amiante-a-madagascar/>



Exploitation	AKSAF Power 120MW (1ère phase de 60MW) Am- bohimanambola	SYMBION Power 40MW Mandroseza
Concessionnaire	AKSAF Power Ltd (Titulaire initial : AFL Power) Marché de gré à gré	SYMBION Power Mandroseza SARL Marché de gré à gré
Contrat de Concession	Contrat de Concession de Production relatif à la construction, l'exploitation et la maintenance d'une centrale thermique HFO d'une puissance de 120MW dans le cadre du renforcement de puissance RIA <u>Date de signature</u> : n.c. <u>Durée</u> : n.c. (supposée : 15 ans)	Contrat de Concession de Production relatif à la production d'énergie électrique d'une centrale thermique de 40 MW à Mandroseza <u>Date de signature</u> : n.c. 2015 <u>Durée</u> : n.c. (supposée : 20 ans)
Contrat d'Achat	Contrat pour l'Achat d'électricité d'une Centrale Thermique HFO de 120 MW <u>Date de signature</u> : 17/12/2015 <u>Avenant n°1</u> : 11/04/2016 <u>Avenant n°2</u> : 08/05/2016 <u>Durée</u> : 5 ans renouvelable automatiquement 3 fois (15 ans) <u>Date de transfert à AKSAF Power</u> : 27/07/2016	Contrat d'Achat d'électricité concernant une Centrale à combustible lourd de 40MW à Mandroseza <u>Date de signature</u> : n.c. 2015 <u>Durée</u> : (supposée : 20 ans)
Charges à assumer par la JIRAMA	Charges de capacité (charges fixes) : 3 millions USD/mois (pour 60MW) + charges de fonctionnement : 20,00 USD/MWh	Frais fixes mensuels : 463.333 USD (soit 5.560.000 USD/an) + frais intermédiaires + frais supplémentaires ³⁴
Coût du combustible à la charge de la JIRAMA		
Prix d'achat de l'électricité produite par les deux IPP par la JIRAMA inconnu . Information non communiquée ³⁵ .		

T5. Les caractéristiques des centrales AKSAF Power et SYMBION Power

³⁴ Pour les deux exploitations, ces données sont tirées des contrats d'achat provisoires (versions non signées), seuls documents disponibles. Elles ont pu évoluer depuis.

³⁵ Cette information est contenue dans le contrat d'achat d'énergie qui lie l'IPP à la JIRAMA et qui doit théoriquement être annexé au contrat de Concession. Comme ce dernier doit être publié au Journal Officiel avec le décret qui l'avalise, cette information sur le prix de l'électricité est donc censée être publique. Pourtant, nous n'avons pu accéder à aucun de ces documents (contrat d'achat, contrat de Concession) relatifs à AKSAF Power et à Symbion Power jusqu'à la finalisation de la présente étude.

II. VERS UNE ELECTRICITE VERTE : UN NOUVEAU CADRE JURIDIQUE EN CONSTRUCTION

II.1 - L'adoption du Code de l'Electricité

Les plus grandes avancées de ces deux ans de l'après-NPE consistent en l'adoption du Code de l'Electricité qui met à jour et complète la loi n°98-032 et en la révision de la loi n°2002-001 du 07 octobre 2002 sur le Fonds National de l'Electricité (FNE)³⁶.

Le projet de loi n°026/2017 du 27 septembre 2017 portant Code de l'Electricité à Madagascar innove et sert la transition énergétique sur plusieurs points. D'abord, il intègre les EnR dans la loi et leur offre un environnement opérationnel favorable et incitatif avec des procédures simplifiées (Déclaration) et la création du label préférentiel « Fournisseur Vert ». L'énergie tirée des EnR bénéficie par ailleurs d'une priorité d'injection sur les réseaux – une sorte de mesure dissuasive envers l'énergie de provenance thermique.

Ensuite, le projet de Code de l'Electricité clarifie les attributions des acteurs institutionnels (MEEH, ORE, ADER) afin d'éviter les empiètements et d'améliorer la gouvernance du secteur. L'ORE devient ainsi l'Autorité de Régulation de l'Electricité, bénéficiant du statut d'Autorité Administrative Indépendante (AAI), avec une indépendance renforcée, de nouvelles modalités de gestion (direction collégiale) et de missions additionnelles à celles de l'ORE (médiation, supervision de l'élaboration d'un grid code³⁷, etc.).

Afin d'attirer les investisseurs, les seuils séparatifs des contrats d'Autorisation et de Concession ont été revus à la hausse, et des incitations fiscales sont prévues être prises dans le Code Général des Impôts (CGI) et dans le Code des Douanes. Les nouveaux seuils, incluant ceux du régime de Déclaration, sont résumés dans le tableau suivant :

SOURCE D'ENERGIE	CONTRAT D'AUTORISATION*	DECLARATION
Production		
Thermique	$P \leq 500\text{kW}$	
Hydroélectricité	$500\text{ kW} < P \leq 5\text{MW}$	$P \leq 500\text{ kW}$
Eolien	$250\text{ kW} < P \leq 5\text{ MW}$	$P \leq 250\text{ kW}$
Solaire thermique	$P \leq 5\text{ MW}$	
Solaire photovoltaïque	$150\text{ kW} \leq P \leq 5\text{ MW}$	$P \leq 150\text{ kW}$
Biomasse	$P \leq 5\text{ MW}$	
Géothermique et d'origine marine	$P \leq 10\text{ MW}$	
Déchets	$P \leq 5\text{ MW}$	
Distribution		
Puissance de pointe $\leq 5\text{ MW}$		

*Les puissances supérieures à ces seuils sont placées sous le régime de la Concession.

T6. Les nouveaux seuils (Concession, Autorisation, Déclaration) définis dans le Code de l'Electricité

Autre point saillant du Code de l'Electricité : la mise en place d'un code réseau (grid code) qui doit accompagner le développement du marché de l'électricité et la multiplication des acteurs. Ce docu-

³⁶ Ces révisions ont été financées par la GIZ-PERER, en partie dans le cadre du Programme de Révision du Cadre Juridique du Secteur Electricité (PRC-ELEC) qui vise la modernisation de tous les textes régissant le secteur, ainsi que leur harmonisation avec la NPE. Les deux textes sont en attente de leur contrôle de constitutionnalité à la date de rédaction de cette étude.

³⁷ Le grid code (code réseau) est un ensemble de cahiers de procédures techniques permettant de préciser les modalités de raccordement d'installations de production d'EnR au réseau, ainsi que les règles opérationnelles relatives à la gestion technique des flux d'électricité (dis-patching) assuré par l'Acheteur central (donc, par la JIRAMA).



ment, à mettre à jour régulièrement, comptera au moins un code de planification, un code de raccordement, un code d'accès, un code opérationnel, un code de collaboration entre les différents acteurs, un code de comptage, et un code de conduite de réseaux.

Le Code de l'Électricité approfondit et ajuste les réformes initiées par la loi n°98-032, en prenant en compte les doléances des acteurs du secteur exprimées lors de la phase de diagnostic³⁸ ayant précédé les consultations et la rédaction du Code en lui-même. Parmi ces doléances figurent notamment la nécessité de dépersonnaliser le pouvoir d'octroi des contrats d'Autorisation et de Concession (trop concentré entre les mains du ministre d'après les commentaires), d'améliorer et d'alléger les procédures jugées floues et contraignantes, de clarifier les conditions d'utilisation des EnR et, globalement, de mieux ouvrir le marché aux investissements privés. Le fait que la majorité des citoyens ignorent que le secteur électricité avait été libéralisé³⁹ – des citoyens pour qui, aujourd'hui encore, électricité signifie JIRAMA – démontre à lui seul les défaillances de la loi n°98-032 qui devraient être rattrapées par le Code de l'Électricité. Ce dernier ne remplira cependant sa mission que si ses nombreux textes d'application sont élaborés et pris dans les normes, mais son succès dépendra surtout de la volonté ferme de tous les acteurs de se conformer à ses dispositions, puisqu'après tout, nul n'est censé être au-dessus de la loi. La vigilance du régulateur doit notamment être renforcée pour déceler et réprimer toute tentative de contournement du Code de l'électricité.

II.2 - La création du Fonds National de l'Énergie Durable (FNED)

En ce qui concerne le texte sur le FNED porté par l'ADER, il vise la restructuration du FNE dont la principale mission consiste à assurer le financement des programmes de développement rural par l'octroi de subventions d'équipements aux exploitants. Le FNE fait face à de nombreuses difficultés : il n'a presque rien reçu de la part de l'Etat depuis 2011, et le taux de recouvrement de ses redevances auprès des opérateurs est en moyenne de 13% selon l'ADER. Faute de financement, les activités d'électrification rurale sont bloquées.

A titre d'illustration, le taux d'accès des milieux ruraux à l'électricité était d'environ 1% avant 1999 et la promulgation de la loi n°98-032. En 2017, ce taux a à peine évolué, oscillant entre 4% et 6% selon les sources, traduisant des défaillances profondes du système. La réforme du FNE est primordiale pour atteindre l'objectif de 40% de taux d'accès à l'électricité en milieu rural en 2030 posé par la NPE. Le nouveau FNE, appelé FNED, est en charge du financement des projets de développement d'infrastructures en milieu rural et périurbain, basées sur les EnR et l'efficacité énergétique. Des aides et divers outils financiers sont prévus être octroyés aux Permissionnaires et Concessionnaires par le biais de l'établissement de crédit qui gère le FNED.

Pour l'ADER, cette réforme présente au moins un quadruple avantage : la mise en conformité du texte aux exigences de la NPE, notamment à travers l'inclusion des EnR et de l'efficacité énergétique dans la politique d'électrification rurale, la mise en place d'une structure favorable aux investissements (sécurisation des investissements, indépendance de gestion, et transparence dans la gestion du fonds), la mise à disposition des exploitants d'un large éventail d'outils financiers (subventions, prêts, garanties etc.), et la fin des problèmes de décaissement grâce à la mise en place de procédures d'attribution de financement facilitées et allégées.

³⁸ Cette phase de diagnostic a été menée par le consortium ADES/Herisoa Power tandis que la phase de consultation/rédaction du nouveau texte a été conduite par le cabinet allemand Gauff.

³⁹ Voir la liste de tous les Concessionnaires et Permissionnaires en activité sur le site de l'ORE, www.ore.mg



II.3 - La Stratégie Nationale d'Accès à l'Electricité

Même s'il ne s'agit pas à proprement parler d'une réglementation, il est important de mentionner que l'élaboration d'une stratégie nationale d'électrification (SNE) 2018-2030 en cohérence avec la NPE est en cours d'étude dans le cadre du projet PAGOSE. Sa mise en œuvre – en vue de l'atteinte de l'objectif national d'accès à l'électricité de 70% des ménages – consistera principalement en l'implémentation d'un Plan National d'Electrification (PNE) reposant sur les options d'approvisionnement et mix énergétiques suivants : 70% d'extension de réseaux⁴⁰ progressivement interconnectés, dont 75% d'hydroélectricité, 15% de thermique, 5% de solaire et 5% d'éolien ; 20% de mini-réseaux, dont 50% à partir d'hydroélectricité, 25% de diesel, 20% solaire et 5% de biogaz (balles de riz) ; 10% de solutions individuelles, dont 5% de Systèmes Solaires Décentralisés (SSD) et 5% de lampes solaires.

La SNE compte 10 axes stratégiques qui peuvent être résumés comme suit :

1. l'élaboration d'un PNE assorti d'un programme d'investissement en deux phases (2018-2022 et 2023-2030) – activité en cours sur fonds de la Banque mondiale (PAGOSE) ;
2. la mise en place au sein du MEEH d'un cadre de planification, de coordination et de mise en œuvre de la SNE⁴¹ - activité en cours au sein du MEEH avec l'appui de la GIZ ;
3. l'amélioration du cadre institutionnel et réglementaire pour la promotion de l'électrification rurale, le développement des EnR et la participation des collectivités locales – activité en cours à travers le PRC-ELEC soutenu par la GIZ ;
4. la réforme du FNE qui financera les mini-réseaux et les solutions individuelles, et, de façon plus globale, l'accès à l'électricité à Madagascar – activité en cours, appuyée par la GIZ ;
5. la révision de l'encadrement tarifaire dans la Concession JIRAMA et hors JIRAMA – en cours, sur fonds de la Banque mondiale ;
6. la mobilisation de financements pour la mise en œuvre de la SNE ;
7. le renforcement des capacités des acteurs impliqués dans la mise en œuvre de la SNE ;
8. l'appropriation et l'utilisation de technologies allégées pour le développement des réseaux de distribution et le raccordement des ménages ;
9. l'élaboration et la mise en œuvre d'une stratégie de soutien au branchement des ménages, y compris les plus vulnérables ;
10. l'implémentation du PNE et le suivi-évaluation de la SNE.

Près de la moitié des axes de la SNE sont donc en cours de réalisation aujourd'hui, avec l'aide des PTF. Bien que ces avancées soient significatives, la prudence reste de mise car il s'agit pour la plupart de travaux théoriques et/ou organisationnels. La réalisation des activités techniques visant à la complétion de la SNE et à la réalisation des objectifs de la NPE est encore une autre paire de manches.

⁴⁰ Les projets d'extension des réseaux existants devraient principalement être financés par des prêts concessionnels mobilisés avec la garantie de l'Etat malgache. L'ensemble des réseaux construits sera par la suite concédé à et exploité par la JIRAMA, Concessionnaire de Transport mais aussi Acheteur central. Une première phase de quatre ans, de 2018 à 2022, sera consacrée à la réunion des fonds nécessaires à la réalisation du PNE, suivie par avant l'implémentation des actions d'extension des réseaux. L'électrification de 1.000 nouvelles localités fait notamment partie de programme d'extension des réseaux.

⁴¹ Il s'agit de la « Cellule d'exécution de la SNE » chargée entre autres de la mise à jour régulière de la stratégie.

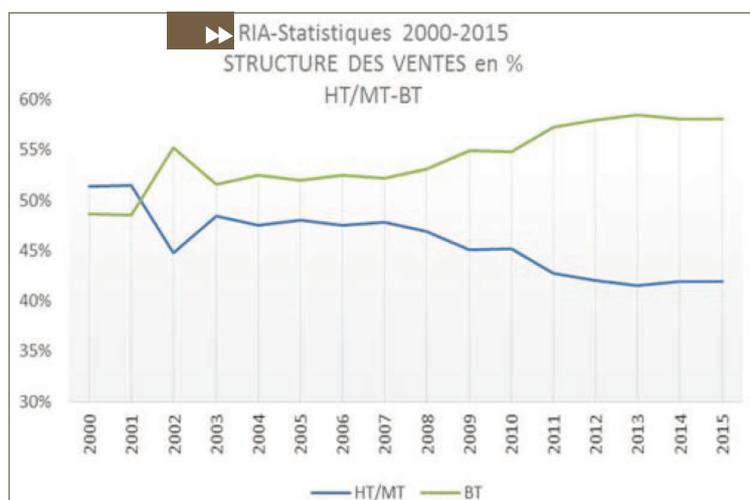
III. LA JIRAMA, NŒUD GORDIEN DE LA TRANSITION ENERGETIQUE

La JIRAMA est une Société Anonyme de droit commun créée par l'Ordonnance n°75-024 du 17 Octobre 1975⁴² qui en fixe les statuts. L'Etat – représenté par le Trésor public – en est l'actionnaire unique, un rôle qui suscite de nombreuses confusions entre les rôles multiples de l'Etat au sein de la JIRAMA, à la fois actionnaire unique, opérateur, client, bailleur et puissance publique. La société, qui assure une mission de service public, est placée sous la tutelle technique du MEEH et sous la tutelle financière du MFB.

La mission de la JIRAMA telle que définie par l'ordonnance n°75-024 consiste à réaliser les objectifs de l'Etat dans les secteurs de l'eau et de l'électricité, et plus précisément (i) d'effectuer ou faire effectuer sur toute l'étendue du territoire toutes opérations relatives à la production, au transport et à la distribution de l'énergie et à l'alimentation en eau potable, (ii) entreprendre toutes opérations se rattachant directement ou indirectement à sa mission ; et (iii) prendre des participations, créer des filiales, absorber des entreprises de même activité et passer des contrats de gérance avec des entreprises de même activité. Les activités « électricité » et « eau » de la JIRAMA ne sont pas séparées comptablement, mais la présente étude ne s'intéresse qu'à l'activité « électricité » de la société.

III.1 - Les données techniques et financières

En février 2017, la JIRAMA comptait 499.067 abonnés dont 1.141 abonnés HT/MT, le reste étant des clients résidentiels, en BT. Elle ne dessert que les zones urbaines et péri-urbaines. En 2013, la répartition de la production était de 45% pour le thermique et de 55% pour l'hydroélectricité. Les contrats d'Autorisation et de Concession des 115 exploitations électriques exploitées par la JIRAMA (dont près de 100 sont des centrales thermiques), octroyés pour 10 ans à la promulgation de la loi n°98-032, ont été échus en 2009, puis renouvelés pour 2 ans, avant d'être renouvelés encore une fois en 2015, pour 20 ans. Des renouvellements qui vont à l'encontre des dispositions de la loi n°98-032 qui exige la remise en compétition des contrats deux ans avant leur échéance⁴³. Si la loi avait été correctement appliquée, un appel d'offres aurait été organisé pour chaque centre d'exploitation et la JIRAMA aurait eu l'occasion de se délester de certains centres déficitaires qui auraient pu être repris par des opérateurs privés.



L'analyse des performances techniques⁴⁴ de la JIRAMA sur le Réseau Interconnecté d'Antananarivo (RIA) pour la période 2000-2015, effectuée par l'ORE en 2016, a fait ressortir plusieurs constats. Au niveau des abonnés et des ventes, la JIRAMA compte de moins en moins de clients industriels et de plus en plus d'abonnés résidentiels car le nombre de raccordements de ménages est en augmentation constante, d'où une prépondérance des ventes BT.

⁴² Cette ordonnance a elle-même été prise sur la base de la loi n°67-007 du 28 juin 1967 relative à la participation de l'Etat et des autres personnes de droit public aux sociétés anonymes et portant réglementation des sociétés d'économie mixte.

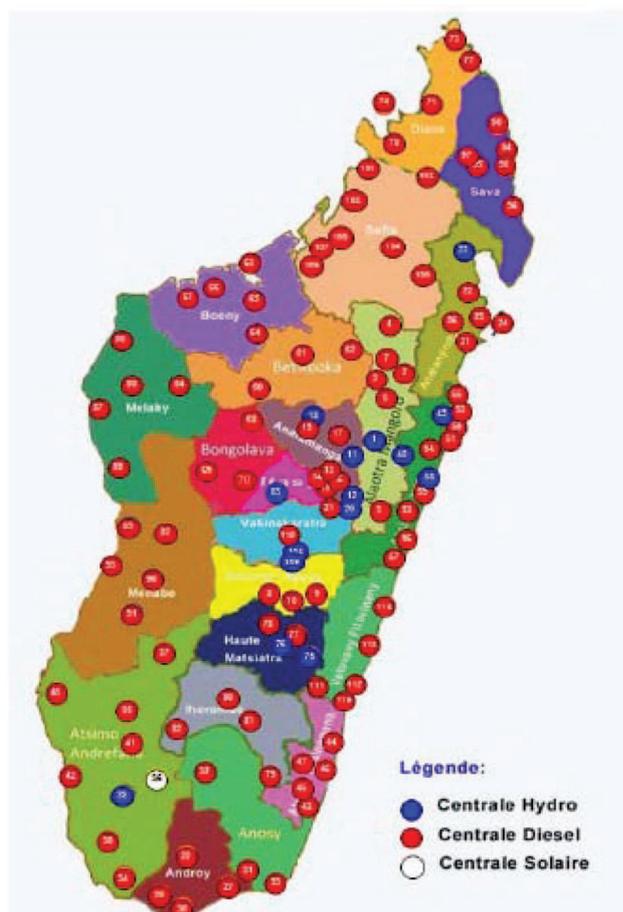
⁴³ Autre entorse à la loi n°98-032: chaque centre d'exploitation devrait faire l'objet d'un contrat spécifique. Or les contrats d'Autorisation et de Concession de la JIRAMA ont été conclus en bloc pour la totalité des exploitations. Cette situation résulte encore une fois des ambiguïtés créées par l'actionnariat unique de l'Etat au sein de la JIRAMA, car l'Etat a d'une certaine manière conclu un contrat avec lui-même, et s'est permis de faire fi des lois et règlement en vigueur, en faisant simplement valoir qu'il est l'Etat.

⁴⁴ Une analyse basée sur les résultats d'exploitation.



Il semblerait que les clients industriels soient sensibles aux crises socioéconomiques induites par les crises politiques. En effet, on note par exemple un retrait de clients HT/MT lors de chaque crise : -17 en 2002, -7 en 2003, -45 en 2009 et -10 en 2010. Par ailleurs, l'insuffisance de la capacité de production entraînant le délestage fait également fuir les clients industriels (ex : -11 en 2006).

En ce qui concerne les abonnés résidentiels, le rythme de raccordement était de 12.000 à 15.000 nouveaux abonnés par an entre 2000 et 2004, avant le gel des raccordements⁴⁵ pendant le contrat de gestion de Lahmeyer International (2005-2009). Les raccordements reprennent en 2009 avec un rythme moyen de 5.000 à 10.000 nouveaux abonnés jusqu'en 2012. Pendant les deux années qui suivent, 5.000 abonnés en moyenne sont raccordés annuellement à la JIRAMA, puis les chiffres baissent de nouveau devant les difficultés financières rencontrées par la compagnie à partir de 2015. Le raccordement des autres abonnés BT (PMI-PME, éclairage public, etc.) tourne quant à lui autour d'une moyenne de 80 par an. Le coût d'un raccordement est variable et est défini sur la base d'un devis prenant notamment en compte la localisation géographique du bâtiment par rapport au réseau. La paupérisation continue de la population rend ce coût rédhibitoire pour le plus grand nombre, surtout lorsque des « frais supplémentaires », en réalité des pots-de-vin, sont demandés par certains agents de la JIRAMA pour effectuer le branchement⁴⁶.



C2. Les centres d'exploitation de la JIRAMA (JIRAMA/ORE)

Au niveau de la production, un timide développement de l'hydroélectricité est constaté. Sont installées sur le RIA les ouvrages hydroélectriques suivants : la centrale d'Andekaleka Phase 1, d'une puissance installée de 58MW (2x29MW), aménagée en 1982 ; la centrale de Sahanivotry de 15MW (3 x 5MW), exploitée par HYDELEC en tant qu'IPP, aménagée en 2008 ; la centrale de Tsiacompaniry (5,2MW ou 2 x 2,6MW) exploitée par Henri Fraise & Fils, agissant également comme IPP, et le 3^e groupe d'Andekaleka (33MW) installé par la JIRAMA en 2012.

De plus, de 2000 à 2012, les années hydrologiques ont été relativement sèches, en-dessous de la moyenne – notamment à cause des feux de brousse et du changement climatique en général – expliquant la prédominance de la production thermique. Depuis 2013, on constate un rajout de puissance installée (diesel) ainsi qu'un effritement de la puissance disponible à cause de l'insuffisance ou du manque de maintenance. Le parc thermique est donc de plus en plus dominant, même si les paramètres hydrologiques se sont légèrement améliorés entre 2012 et 2015.

⁴⁵ Devant l'inadéquation entre une demande croissante en branchements et une offre électrique insuffisante, il s'imposait en effet de geler les raccordements. Car si un ménage était raccordé (après avoir payé les frais y afférents) mais non alimenté, cela aurait créé d'autres problèmes.

⁴⁶ Lire à titre d'exemple ce témoignage d'un habitant de Toliara II qui a dû payer 1.140.000Ar pour un branchement non-réalisé : sur TsyCoolKoly <http://www.tsycoolkoly.org/branchement-reseaux-jirama/>

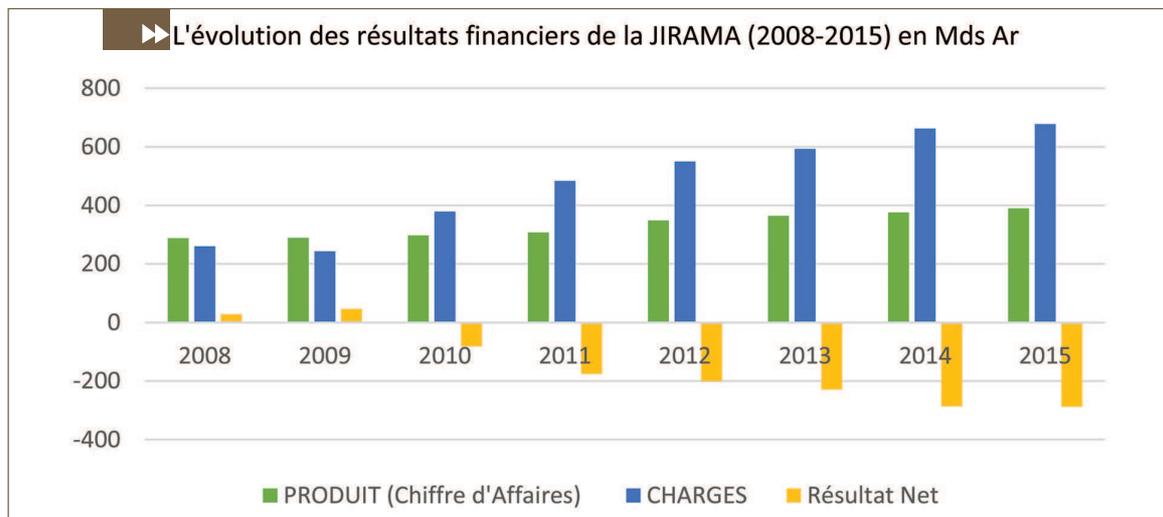


Toujours sur le RIA, la prépondérance des ventes BT (de l'éclairage) couplée au déclin des ventes HT/MT conduisent à une détérioration du facteur de charge⁴⁷, d'où une puissance de pointe de plus en plus marquée. De 2009 à 2015, la production croît plus vite (5,6%/an) que les ventes (4,3%/an). Ceci se traduit par une dégradation du rendement global, principalement à cause de l'insuffisance de la maintenance des équipements et des pertes commerciales).

Par ailleurs, la puissance de pointe croît plus vite (5,8%/an) que la production (5,6%), et la part de ventes BT croît (0,9%) alors que la part de ventes HT/MT régresse (-1,2%). Il en résulte une régression du facteur de charge de -0,2%/an en moyenne, bien que les courbes de charge aient été aplaties par les délestages. De ce fait, des augmentations sporadiques du Fc sont enregistrées entre 2012 et 2015.

L'analyse des charges et des pertes⁴⁸ entre 2008 et 2015 sur l'ensemble de la structure Electricité de la JIRAMA montre que les résultats d'exploitation sont globalement négatifs depuis 2010. L'augmentation continue de la demande et la saturation des centrales hydroélectriques, couplées à une hydrologie plutôt sèche font grimper en flèche le recours au thermique et exploser les charges de combustibles, impactant sur le chiffre d'affaires annuel. Les charges de l'entreprise (+ 33 % entre 2011 et 2015) ont dépassé son chiffre d'affaires (+24% entre 2011 et 2015), expliquant en partie sa trésorerie déficitaire. Les pertes augmentent d'une année à l'autre, passant de 21% en 2008 à plus de 30% en 2012. Depuis 2009, elles équivalent à plus de 50% des charges de combustibles (une valeur estimée sur la base du coût de revient).

Le graphique qui suit illustre clairement la détérioration continue des résultats nets de la JIRAMA à partir de 2010, époque à laquelle les charges d'exploitation commencent à dépasser les produits.



D'après les données collectées par Artelia et Nodalis Conseils (Octobre 2017), « Les capitaux propres de l'entreprise, négatifs depuis l'exercice 2011, sont passés d'Ar -43,76 milliards à Ar -1 111 milliards. En parallèle de cette diminution des capitaux propres, la JIRAMA a vu augmenter très fortement ses passifs courants et notamment ses dettes fournisseurs qui ont été multipliées par près de 5 entre

⁴⁷ Le facteur de charge (Fc) d'une centrale électrique correspond au rapport entre l'énergie effectivement produite durant un laps de temps donné et l'énergie qu'elle aurait pu générer à sa puissance nominale pendant la même période.

⁴⁸ Les pertes globales sont divisées en deux catégories : les pertes techniques et les pertes non-techniques. Les pertes techniques correspondent aux pertes sur les réseaux par effet Joule (échauffement des câbles), par effet couronne (décharge électrique entraînée par l'ionisation du milieu entourant un conducteur) ainsi que les pertes fer provenant des transformateurs. Les pertes non-techniques, dites aussi « pertes commerciales » ne font pas partie des pertes sur réseaux électriques. Ce sont les pertes consommées mais non enregistrées, autres que celles techniques, mesurables et relativement faciles à maîtriser par des procédés techniques. Il s'agit par exemple des erreurs de facturation, les branchements illicites, des vols de courant, etc. (Sources : PRISME/IFDD, ORE)



2011 et 2015 (elles s'élevaient à Ar 1 456 milliards en 2015 contre Ar 305 milliards en 2011). Les dettes court terme ont quant à elle été multipliées par plus de 3 pour atteindre Ar 18 milliards en 2014 et diminuer à Ar 9 milliards en 2015. Sur la même période, les créances clients de la JIRAMA ont crû de 22% en moyenne par année pour passer d'Ar 231 milliards à Ar 516 milliards⁴⁹. »

Ces difficultés financières constantes, qui résultent de plusieurs facteurs (mauvaise gouvernance, vente à perte⁵⁰, vols de courant électrique, dépendances aux hydrocarbures, difficultés de recouvrement des impayés, etc.) impactent sur la solvabilité de la JIRAMA. La société n'arrive plus à payer ses fournisseurs et les arriérés s'accumulent, asphyxiant à la fois les finances publiques et le secteur privé. En avril 2016, le montant global des arriérés de la JIRAMA envers les IPPs et les pétroliers qui lui vendent – parfois à crédit, sur réquisition – les combustibles nécessaires au fonctionnement des centrales thermiques, aurait ainsi atteint 502 Mds Ar. Ces mêmes difficultés financières limitent également les possibilités d'investissement en équipement et de maintenance des installations souvent vétustes. Il en résulte des pannes à répétition qui expliquent en partie les coupures intempestives de courant et le recours aux locations de groupes.

En 2016, 18 entreprises louaient des groupes thermiques fonctionnant quasiment tous au gasoil à la JIRAMA sur l'ensemble du territoire malgache. En 2015, rien que sur le RIA, la puissance totale installée de

Les loueurs de groupe (2016)
AF Power Ltd
AGGREKO
CIMELTA Madagascar
COGELEC
Electricité de Madagascar
Entreprise Dahel
Epices des Iles
First Energy
Henri Fraise Fils & Cie
Mada 4x4 Pièces
Madagascar Renewable Power
Madagascar Utilities Ltd
ENELEC
Société Tsaramandroso
SOGEOI
TAMATRADE
Tartine Sarl/First Energy
Vision Madagascar

ces groupes loués était de 138 MW. Dans le bilan du sous-secteur électricité réalisé par le consortium AIDES/Herisoa Power en 2016, il est expliqué que le régime des locations de groupe échappe à la réglementation sur l'électricité. Ce sont des contrats commerciaux pour lesquels aucun appel d'offres n'est organisé. Certains des loueurs de groupe tels qu'ENELEC et AGGREKO agissent pourtant en véritables producteurs et devraient de ce fait détenir préalablement un contrat de Concession ou d'Autorisation. Généralement, les contrats de location se concluent à des prix exorbitants qui jouent en défaveur de la JIRAMA : le prix d'achat mensuel est fixe quelle que soit l'énergie produite, la JIRAMA prend en charge le carburant sans forcément avoir la possibilité d'en contrôler la consommation, et la location porte sur la puissance, indépendamment de l'énergie fournie. Des litiges naissent souvent de l'incapacité de la JIRAMA à honorer ses factures, entraînant des pénalités supplémentaires et aboutissant dans certains cas à la suspension de la fourniture d'électricité. De plus, les paiements se font en devises étrangères puisque l'Ariary est instable. Il apparaît ainsi que la location de groupes thermiques par la JIRAMA ne permet pas la production d'énergie à moindre coût. Elle constitue plus une source de problèmes qu'une solution pérenne car elle peut entraîner des problèmes en

cascade (lourdes charges financières, arriérés se répercutant sur le budget alloué à la maintenance des centrales JIRAMA, coupures de fourniture, etc.) et empêche une planification rationnelle des exploitations.

Le statut et le mode de gestion de la JIRAMA constituent également des freins à son développement. En effet, le fait que l'Etat soit le seul actionnaire de la société signifie qu'il est le détenteur exclusif

⁴⁹ In *Assistance technique pour l'élaboration d'un plan d'investissement des énergies renouvelables à Madagascar*, octobre 2017, p.27

⁵⁰ Entre 2011 et 2015, le coût moyen de production de l'électricité produite et achetée par la JIRAMA est compris entre 1.100 et 1.200 Ar/kWh. Le tarif moyen de vente de l'électricité est quant à lui de l'ordre de 380 Ar/kWh. Le gap entre les deux est plus que conséquent.



des pouvoirs de gestion courante. Ce qui place la société sous le coup de décisions politisées, comme l'atteste le report quasi-systématique des ajustements tarifaires au nom de « l'intérêt de la population », alors que sur le long terme, ces décisions ne sont bénéfiques ni pour les consommateurs ni pour la JIRAMA, vu le gouffre financier qu'il faut combler.

III.2 - Un statut problématique

Dans sa forme actuelle, la JIRAMA est une société anonyme unipersonnelle. Selon les dispositions de l'article 519 de la loi n° 2003-036 du 30 janvier 2004 sur les sociétés commerciales et de l'article 14 de la loi n° 2014-014 du 06 août 2014 relative aux sociétés commerciales à participation publique, « Les sociétés anonymes (à participation publique) comprenant un nombre d'actionnaires égal ou inférieur à trois sont obligatoirement administrées par un administrateur général qui assume, sous sa responsabilité, les fonctions d'administration et de direction de la société ». Etant donné que la JIRAMA n'a qu'un actionnaire unique, elle devrait donc être dirigée par un administrateur général, et non par un conseil d'administration comme c'est actuellement le cas.

Les autorités sont manifestement au fait de ce problème de statut et des divers dysfonctionnements de la JIRAMA puisque beaucoup d'argent a été investi dans des études portant sur ces questions depuis des années, apportant à chaque fois des solutions qui restent par la suite inappliquées. En 2005-06 par exemple, le Ministère de l'Energie et des Mines (MEM), sur financement de la Banque Mondiale et de l'Agence Française de Développement (AFD), confie au consortium de Consultants dirigé par SOFRECO une mission d'assistance visant à l'aider à définir le meilleur mode de gestion qui conviendrait à la JIRAMA⁵¹. Six options de gestions déclinées en 14 formules différentes sont d'abord identifiées avant que la partie malgache ne décide d'en retenir une, celle de la compagnie unique en PPP. Cette configuration implique que les activités « eau » et « électricité » de la JIRAMA ne soient pas séparées, que le périmètre géographique d'intervention de la JIRAMA ne soit pas morcelé ; que les activités de Production / Transport / Distribution d'électricité continuent à être intégrées au sein d'une même société ; que l'Etat reste propriétaire des actifs de la JIRAMA (infrastructures) ; et qu'un PPP soit mis en place avec la JIRAMA. Trois scénarii sont ensuite développés sur cette base : un PPP de type contrat de gestion sur 5 ans, un PPP de type contrat d'affermage sur 7 à 10 ans, et un PPP de type contrat de Concession qui durerait de 15 à 30 ans.

En 2013, un autre Consultant, Maître Hector Farina, est recruté par la Banque mondiale pour réaliser – encore une fois – une étude sur la révision du statut et des modalités d'organisation de la JIRAMA. Il préconise deux options : (i) la conservation de la forme actuelle de société verticalement intégrée de la JIRAMA et (ii) la transformation de la JIRAMA en un groupe de sociétés, avec un holding et des filiales, une option qui nécessite la séparation des activités « eau » et « électricité » de la société. Cette filialisation suppose la création de trois sociétés distinctes (pour chaque activité – Production, Transport et Distribution) dans le secteur électricité.

En 2015-2016, Maître Rakotomalala est à son tour mandaté dans le cadre du projet PAGOSE pour élaborer de nouveaux statuts de la JIRAMA. Il propose à son tour deux options : soit la JIRAMA modifie son mode de gestion et recrute un administrateur général, soit elle augmente le nombre de ses actionnaires pour pouvoir garder un conseil d'administration – la composition de ce dernier et le nombre d'administrateurs devant être déterminés par les actionnaires.

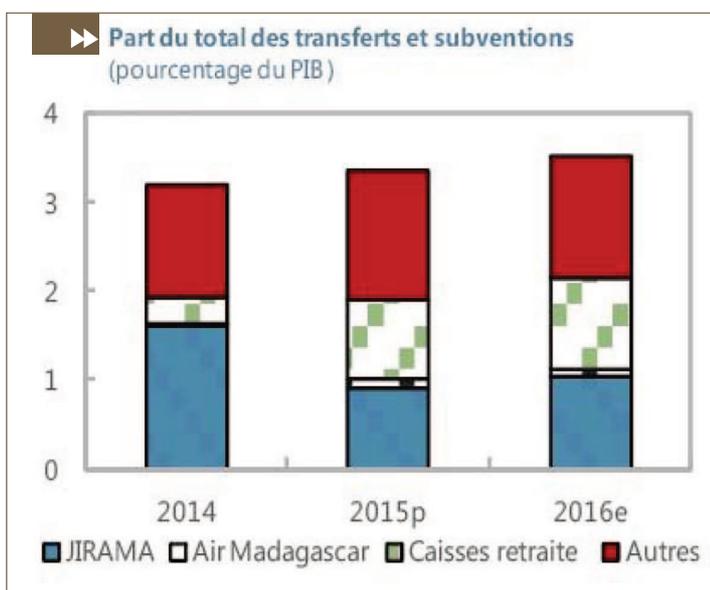
⁵¹ Il est intéressant de noter que, dans le diagnostic qu'il dresse à propos de la JIRAMA, le consortium de Consultants relève non seulement des dysfonctionnements liés au management de la société, mais aussi à son personnel : accessoires de salaires (primes de rendement, tarif préférentiel, protection médicale) non justifiés ou excessifs, nombreuses dérives parmi le personnel, personnel technique réputé compétent, mais savoir-faire vieillissant ; personnel de gestion non-technique généralement formé en interne. D'après les calculs des Consultants, le tarif préférentiel conduit pour un agent de JIRAMA à un cadeau potentiel de 320.000 Ar/mois. La consommation d'électricité d'un agent JIRAMA bénéficiant de ce tarif préférentiel est plus de 6 fois supérieure à celle du client domestique moyen (2 fois pour l'eau); les agents JIRAMA (1,6% de la clientèle) comptent pour 12,2% de la consommation domestique totale d'électricité. Certaines de ces mesures ont été suspendues depuis mais ces chiffres sont donnés pour comprendre l'étendue du gouffre laissé par des pratiques qui ont duré des années.

Pour les experts de la Banque mondiale, la gestion intérimaire de la JIRAMA assurée par Lahmeyer International d'avril 2005 à mars 2009 a produit des résultats positifs puisqu'il aurait notamment permis de renforcer les fonctions financières de l'entreprise, la qualité du reporting et le contrôle interne, ainsi qu'un meilleur recouvrement des recettes⁵².

Plusieurs options s'offrent donc aux autorités, sur la base de ces multiples études mais force est de constater qu'il manque la volonté politique de passer à l'action. Les syndicats de la JIRAMA sont frileux à toute « retouche », les employés n'ayant apparemment pas envie ni de retravailler pour des vazaha (comprendre sous la coupe d'un nouveau Lahmeyer) ni de perdre leurs précieux avantages.

III.3 - Les actions de redressement envisagées

Le Plan d'Affaires de la JIRAMA (2017-2019)⁵³ poursuit trois principaux objectifs : l'amélioration progressive de la situation financière de la JIRAMA, la restauration de l'équilibre financier de la JIRAMA à long terme, et la réduction progressive des subventions de l'Etat. L'amélioration de la situation financière de la JIRAMA ne peut qu'être bénéfique pour les finances publiques et pour le pays en général car la diminution des subventions qui lui sont allouées permettrait une réallocation des deniers publics plus opportune, au profit des services sociaux par exemple.



Source : MFB/FMI, 2016

Vers la fin 2014, la JIRAMA avait une dette à long terme qui équivalait à 0,5% du PIB et une dette à court terme (crédits fournisseur, découverts, etc.) de 5% du PIB. Les subventions publiques injectées dans la société ont atteint 400 Mds Ar en 2017, dépassant de 150 Mds Ar ce qui était prévu dans la Loi de Finances 2017⁵⁴. Depuis 2012, l'Etat aurait injecté plus de 1.500 Mds Ar dans la JIRAMA. Le graphe ci-contre illustre bien l'importance des transferts et subventions (exprimés en pourcentage du PIB), surtout de celles destinées à la JIRAMA, dans le budget national.

Pour atteindre les objectifs définis dans ce Plan d'affaires, deux grandes catégories d'actions et de mesures de redressement sont prévues ; la sécurisation des recettes et

la compression des dépenses. La sécurisation des recettes doit se faire par le biais de (i) la réduction des pertes et l'amélioration du rendement de la société, censées générer des gains de 64 Mds Ar en 2017, 163 Mds Ar en 2018 et 174 Mds Ar en 2019, (ii) l'ajustement tarifaire de 15% à partir de la facturation du mois de janvier 2017⁵⁵ qui devait assurer un gain moyen total de 75 Mds Ar par an, et (iii) l'augmentation du taux de recouvrement de débit i.e. de recouvrement des factures mensuelles des clients qui est prévu passer de 67 à 85% à partir d'avril 2017. Cette dernière mesure est prévue rapporter des recettes supplémentaires de 110 Mds Ar en 2017, 149 Mds Ar en 2018, et 203 Mds Ar en 2019.

⁵² In Fabrice Bertholet et Vonjy Rakotondramanana, Le secteur électrique : *un potentiel de développement qui reste à exploiter*, non daté.

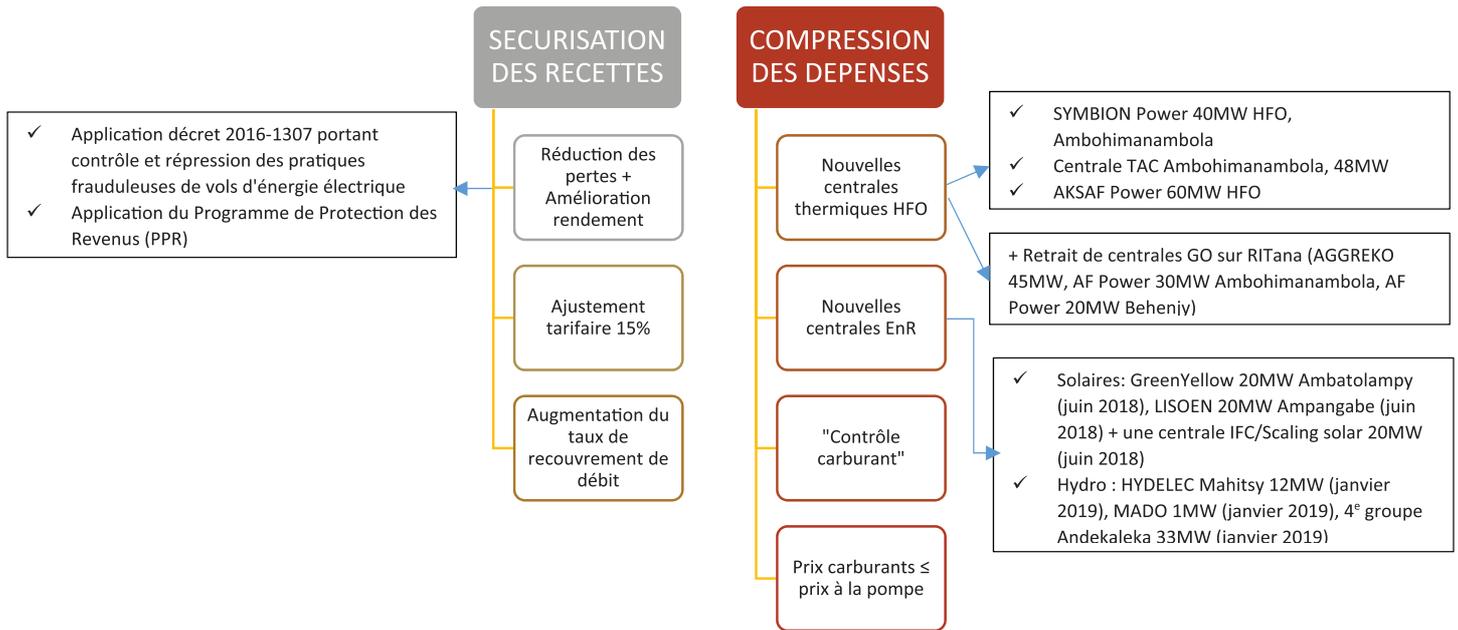
⁵³ Le premier Plan d'affaires de la JIRAMA présenté en novembre 2016 avait été élaboré dans la phase préparatoire de la Facilité Elargie de Crédit (FEC) du FMI. Le principe est de planifier sur 3 ans les prévisions budgétaires réalistes de la société afin de programmer en conséquence les actions visant l'assainissement des finances publiques. Les données utilisées dans la présente étude sont quant à elles tirées du Plan d'affaires 2017-2019 publié en janvier 2017.

⁵⁴ Les prévisions de recettes fiscales (recettes internes) de l'Etat pour 2017 étaient de 4.172 Mds Ar. Les 400 Mds Ar alloués à la JIRAMA, qui font partie des dépenses obligatoires, constituent donc 9,6% de ces recettes, ce qui en constitue une proportion non négligeable.

⁵⁵ Bien qu'approuvé par l'ORE, cet ajustement tarifaire sera par deux fois suspendu par l'exécutif.

Quant à la compression des dépenses, elle est prévue être obtenue par (i) l'exploitation de nouvelles centrales thermiques fonctionnant au fuel lourd (concrètement, par les centrales HFO d'AKSAF et de Symbion Power) qui permettrait d'économiser 179 milliards Ar TTC rien que pour 2017, (ii) l'exploitation d'EnR par le biais de centrales solaires et hydrauliques en IPP, (iii) la reprise des actions de la task force « Contrôle carburant » sur le plan national pour assurer un gain de 1g/kWh sur la consommation spécifique nationale de gasoil, et (iv) l'amélioration des appels d'offres de carburants pour lesquels « le prix ne doit pas dépasser le prix à la pompe à Madagascar ».

Le contenu et les implications économiques et techniques de ces actions de redressement sont résumés dans le schéma analytique suivant :



G10. Le redressement de la JIRAMA : enjeux et actions

En 2018, le niveau de la production solaire est prévu atteindre 38 GWh, suite à la mise en exploitation des nouvelles centrales susmentionnées qui opéreront en tant qu'IPP. La JIRAMA leur achètera leur énergie pour environ 18 Mds Ar. Couplée avec la substitution progressive des centrales au gasoil par des centrales au fuel lourd, cette mesure devrait faire chuter la production thermique GO de 539 GWh (2016) à 191 GWh, avec une diminution importante de la quantité de GO consommée, jusqu'à un niveau de 54 milliers m³, contre 154 milliers m³ en 2016. Le coût de GO aura par conséquent diminué de près de moitié (environ 200 Mds Ar) entre 2016 et en 2018. L'année 2019 devrait quant à elle voir un renforcement de la production hydro avec le début d'exploitation des centrales mentionnées dans le graphique.

Sur le plan des subventions, l'Etat devra déboursier au profit de la JIRAMA 694 Mds Ar en 2018 et 752 Mds Ar en 2019, ceci pour contribuer à l'achat de combustibles (pour 642 Mds Ar sur les deux ans) et à la location de groupes thermiques et l'achat d'énergie auprès des IPP (pour un cumul de 804 Mds sur les deux ans). Au total, l'Etat devra trouver 1.446 Mds Ar d'ici 2019 pour assurer le fonctionnement de la JIRAMA, une société qui prévoit dans son plan d'affaires de continuer à vendre à perte l'électricité qu'elle produit. En effet, la société prévoit de produire 1882 GWh en 2018 et 2008 GWh



en 2019. Avec une perte estimée à au moins 400 Ar/kWh, le déficit à combler au seul chapitre des coûts de production sera de 753 Mds Ar en 2018 et de 803 Mds Ar en 2019, soit un total de 1.556 Mds Ar. Les résultats avant impôts de la JIRAMA resteront négatifs, respectivement de -380,06 Mds Ar en 2018 et de -374,64 Mds Ar en 2019.

Pour la NPE, « Le plan de redressement et la réhabilitation de la JIRAMA, dans tous ses aspects, financiers, techniques et d'utilisation des moyens financiers et humains permettront de réduire les pertes techniques, non-techniques et financières. Ce plan consistera à rétablir le bon fonctionnement des centrales thermiques fonctionnant au gasoil dans les différents centres d'exploitation afin de mettre fin au délestage et de réaliser plus d'installations pour augmenter la production afin de pouvoir reprendre les branchements en électricité. Ce plan sera complété par une étude tarifaire. »

Dans la logique actuelle (NPE, SNE), la JIRAMA continuera à jouer un rôle primordial dans le secteur électricité, notamment en jouant le rôle de GNT/GRT tel que prévu par le Code de l'Electricité. Tous les nouveaux réseaux lui seront concédés car les experts estiment que la JIRAMA est pour l'instant la seule compagnie disposant de l'expérience et des capacités techniques requises pour assurer cette tâche.

Le manque manifeste de volonté politique mentionné plus haut et l'inertie de l'Etat donnent lieu à toutes les spéculations qui ternissent un peu plus l'image de la JIRAMA. L'allègement de son organigramme, opéré en 2017, constitue un pas vers l'amélioration de la gouvernance mais, à notre avis, tant que les activités eau et électricité ne sont pas séparées, tant que le droit des sociétés et les principes relatifs aux Autorisations et Concessions ne sont pas appliqués et respectés, et tant que l'Etat restera l'actionnaire unique de la JIRAMA, le *statu quo* demeurera. Une recapitalisation et un apurement des dettes et des créances sont également indispensables pour restructurer le bilan et assainir la situation financière de l'entreprise.

IV. MENACES ET OPPORTUNITES : LES PERSPECTIVES D'AVENIR DE LA TRANSITION ENERGETIQUE A MADAGASCAR

IV.1 - Les menaces freinant la transition énergétique

1. L'énergie comme instrument politique

L'énergie, surtout l'électricité, est un bien à forte charge politique, c'est-à-dire que les politiciens tout comme les acteurs du secteur privé lui reconnaissent une valeur hautement politique, vu l'inadéquation entre la demande de la population et l'offre disponible, et n'hésitent pas à s'en servir pour manipuler les foules.

D'un côté, en politique, le thème de l'électricité revient souvent sur le tapis lors des propagandes. Un candidat à la députation promet par exemple aux contribuables de sa circonscription d'électrifier la localité ou de « remplacer » le Permissionnaire ou le Concessionnaire jugé défaillant dès qu'il sera élu. Des promesses qui dépassent ses compétences et font fi des procédures légales en vigueur, frisant l'excès de pouvoir. Un candidat à la présidence de la République promettra quant à lui de réduire le tarif de la JIRAMA – une société déjà moribonde à force de vendre à perte – ou de mettre fin au délestage dans les trois mois suivant son élection, sans être au fait des réalités et des contraintes techniques, et ne réalisant pas l'absurdité des mesures énoncées. Le chantage électrique a déjà fait des ravages à Madagascar mais personne ne semble vouloir tirer les leçons qui s'imposent de ces expériences malheureuses.

De l'autre, certaines sociétés et certains hommes d'affaires peu scrupuleux connaissent ces travers



des hommes politiques et n'hésitent pas à « voler à leur secours » en finançant leurs campagnes ou en les « dépannant » pour assurer leur maintien au pouvoir moyennant l'octroi, parfois illégal, de marchés juteux. La banqueroute constante de la JIRAMA fait par exemple le bonheur des loueurs de groupes qui délestent la société de plusieurs dizaines de milliers d'euros par mois, sans parler des pénalités faramineuses en cas de retard de paiement. Même si rien n'interdit à la JIRAMA de louer des groupes, comme un chauffeur pourrait louer une voiture, le fait qu'elle en loue une quantité impressionnante et que ces locations fassent l'objet de contrats de longue durée est critiquable, étant donné l'impact qu'elles ont sur la trésorerie de la société et sur les finances publiques.

Face à cette situation, une question se pose d'elle-même : les décideurs pourront-ils jamais s'affranchir de l'emprise de la « mafia du diesel » qui n'a pas intérêt à amorcer la transition énergétique par crainte de perdre son gagne-pain ? Il n'est pas certain qu'ils le puissent, ni qu'ils le veuillent, ayant eux-mêmes des intérêts personnels, ou de partis, à protéger. D'une certaine manière, la sphère politique et une partie du secteur privé se nourrissent mutuellement dans un processus « gagnant-gagnant » dans lequel les contribuables, y compris ceux qui n'ont même pas accès aux services électriques, sont les seuls perdants.

Au-delà des gesticulations politiques et des coups médiatiques, un fait demeure : plus de 100MW de centrales thermiques ont été installées depuis l'adoption de la NPE en 2015, contre quelques kW d'EnR installés. Tant que ces proportions ne s'inversent pas, tant que des mesures concrètes visant à pénaliser le recours au thermique ne sont pas prises, la transition énergétique restera un mirage. A ce propos, les mesures qui ont récemment été prises par le gouvernement ne découragent pas les candidats au thermique, bien au contraire.

2. *L'abus de « mesures urgentes » ou le risque d'implosion du marché de l'électricité*

Le contenu du décret n°2017-708 du 30 août 2017 fixant les modalités d'application de l'article 19 de la loi n°98-032 du 20 janvier 1999 et prescrivant les mesures urgentes en vue d'assurer la continuité du service public de l'électricité est par exemple critiquable.

Ce texte dispose en effet dans son article 4 que « Sur décision concédée au cas par cas par décret pris en Conseil de Gouvernement, le Ministre en charge de l'Energie est habilité à initier le mode de passation de marchés le plus approprié (...) Lorsqu'il est question de faire face à des situations d'urgence impérieuse compromettant la continuité de la fourniture de l'électricité, l'autorité contractante peut recourir à un appel d'offres restreint à délai réduit de dix (10) jours ou au marché de gré à gré, en se conformant néanmoins aux critères impératifs d'efficacité dont notamment la compétitivité des prix du kWh fourni, la conformité aux normes des délais de réalisation et la notoriété des intervenants. »

Si le texte autorise le recours à toutes les formes d'énergies disponibles (EnR et hydrocarbures) et à l'hybridation, il est certain que 10 jours ne suffisent pas pour monter un dossier d'aménagement hydroélectrique ou solaire. Les opérateurs thermiques seront forcément favorisés. Par ailleurs, le recours au gré-à-gré, jusqu'ici interdit par la réglementation sectorielle de l'électricité mais institué par ce texte controversé, risque de réduire la transparence et la concurrence au sein du marché électrique. C'est une déplorable régression qui ne peut que nuire à l'image et au fonctionnement du sous-secteur électrique.

Ce décret a récemment été complété par le décret n°2017-972 du 09 novembre 2017. L'article premier de ce texte qualifie de situations d'urgence compromettant la continuité du service public de l'électricité « l'insuffisance de la production, la vétusté des lignes de transport et des matériels de distribution en situation de réseau et hors réseau ». Les modes de passation de marchés « accélérés » cités plus haut s'appliquent donc à une série de projets « prioritaires » identifiés dans l'article 4 de ce second décret. Les projets estimés prioritaires en matière de Production sont reproduits ici à titre informatif. Les données ont été condensées et cumulées pour plus de lisibilité :



Intitulé	Technologie	Puissance totale (kW)	Coûts d'Investissement Million Ar
Ajout de nouveaux groupes (20 centres)	Thermique	6.708	10.465
Renforcement de capacité totale des groupes thermiques en vue d'hybridation (20 centres)	Hybride solaire	17.756	20.930
Puissances par réaffectation des groupes thermiques des IPP (pour 12 mois au max)	Thermique	5.000	10.465
Développement centrales hybrides (20 centres)	Hybride solaire	10.482	119.600
Hybridation des centrales thermiques par technologie solaire (18 centres)	Hybride solaire	62.050	697.718
Production biomasse (3 centres)	Biomasse	229.000	n.c.
Production biomasse	Biomasse (déchets)	10.000	n.c.
Centrale au charbon	Charbon	60.000	846.000
Centrale au HFO	Fuel lourd	120.000	n.c.
Centrale hydro	Hybride hydro	35.000	206.011
Centrale à gaz	Gaz	300.000	900.000
Total Production		855.996 kW (856 MW)	2.811.189 M Ar

T8. Projets de production « prioritaires » - Décret n°2017-972

Cet extrait de tableau soulève plusieurs questions. Tout d'abord, comment ces projets ont-ils été définis et priorisés ? Comment les « urgences » sont-elles identifiées et justifiées ? Des justifications techniques (résultats du plan – équilibre offre-demande ; prévision d'étiage plus prononcé, etc.) devraient être annexées au décret pour délimiter clairement les cas possibles. Ce type d'exercice entre logiquement dans les activités de planification et suppose donc que le MEEH ait consulté au préalable les parties prenantes du sous-secteur qui établissent tous leur planification : l'ADER avec ses Plans Directeurs Régionaux Indicatifs (PDRI), la JIRAMA qui doit disposer de son plan de production et l'ORE qui est habilitée par la loi à concevoir une planification indicative du sous-secteur sur 15 ans. Tous ces acteurs ont-ils été consultés ? Quel plan la Direction de la Planification du MEEH va-t-elle utiliser dans les prochains mois et années face à ces « urgences » imposées, aux échéances inconnues ? L'absence des justifications techniques susmentionnées ne risque-t-elle pas de renforcer encore plus la mauvaise coordination en termes de planification qui prévaut aujourd'hui ?

Lors du Berlin Energy Transition Dialogue (BETD) qui s'est déroulé en mars 2017, le Secrétaire Général du MEEH avait certes présenté à la communauté internationale ce programme indicatif de mise en service des centrales basées sur les EnR, avec un objectif déclaré de 203.800 raccordements par an, mais les questions demeurent : ce programme a-t-il été pris en considération dans la confection des décrets sur les mesures urgentes, et toutes les entités responsables ont-elles été proprement consultées ?



PROGRAMME INDICATIF DE MISE EN SERVICE DES CENTRALES BASEES SUR LES ENERGIES RENOUVELABLES

PROJETS	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
MISE EN SERVICE DES GRANDES CENTRALES (extension réseaux existants)							
1 – Ranomafana (86 MW)							
2 – Ambodiroka (42 MW)							
3 – Volobe (90 MW)							
4 – Antetезambato (120 MW)							
5 – Sahofika (300 MW)							
13 Petites et moyennes CH							
MISE EN SERVICE DES PROJETS ELECTRIFICATION RURALE REGIONAUX							
PROJETS ERD (18 projets en cours)							
ALAOIRA MANGORO							
SAVA							
SOFIA							
IHOROMBE							
BONGOLAVA							
ATSIMO ANDREFANA							
ANOSY							
ANDROY							
Autres PROJETS ER REGIONAUX							

DEFI : 203.800 raccordements /an

Ensuite, pourquoi tous ces projets sont-ils définis dans un décret consacré aux « mesures urgentes » ? Cette initiative semble en effet présager que ces sites vont être « bradés » aux plus offrants, par le biais des procédures « d'urgence » prévues dans le décret n°2001-708. L'aménagement d'un site hydroélectrique de grande envergure comme celui de Talaviana (35MW dans le tableau) nécessite par exemple le respect d'une procédure scrupuleuse (étude pré-faisabilité, puis de faisabilité, etc.) qui prend du temps et qui ne peut pas être « accélérée » sauf si on fait fi de la qualité. De même, la construction d'une ligne de transport de 286 km à 220 kV reliant Antananarivo à Toamasina, qui devrait essentiellement servir pour évacuer l'énergie produite à

partir d'un grand aménagement (de Volobe Toamasina, à évacuer vers Antananarivo, ou de Sahofika et Antetезambato vers Toamasina), constitue un projet de grande envergure qui n'a rien d'urgent. Les « mesures urgentes » dont il est question dans ces deux décrets devraient seulement concerner des incidents isolés et ponctuels de coupure d'électricité et non la planification de projets de grande envergure sur le moyen et le long terme.

Troisièmement, il est nécessaire de se demander si la demande en électricité peut absorber toute l'énergie qui est censée être produite à travers ces projets. D'après les calculs de l'ORE (Octobre 2017), la prévision de la demande en pointe pour l'année 2018 pour le réseau interconnecté d'Antananarivo est de 245.307 kW soit 245MW. Or, si on se réfère aux détails du tableau présenté dans le décret 2017-972, diverses centrales de production totalisant une puissance de 214MW vont y être installées (aucun horizon n'étant mentionné, on ne peut que spéculer). Si on y ajoute les puissances déjà disponibles et celles des centrales thermiques qui y ont récemment été installées (160MW), en plus de celles (toutes technologies confondues) qui vont l'être dans un avenir proche, l'offre risque largement de dépasser la demande. Il en va de même pour la centrale au HFO de 120MW prévue être installée à Tsiroanomandidy, parmi tant d'autres projets. Cette offre électrique est-elle absorbable par la demande locale ? En un mot, on se demande si une prévision de la demande en bonne et due forme a été menée avant l'identification de ces sites et l'élaboration de ce décret.

Si tous ces projets se concrétisaient, le marché de l'électricité risque d'être saturé. Si aujourd'hui, les capacités de production d'électricité sont insuffisantes, la réalisation simultanée et cumulée de ces projets fera implorer le marché. La majorité de ces producteurs agiront en effet en tant qu'IPP et vendront l'énergie produite à la JIRAMA. Un contrat d'achat va les lier à la JIRAMA, souvent dans une configuration de « Take or Pay⁵⁶ » dans laquelle l'Acheteur central (la JIRAMA) n'aura d'autre choix que de payer l'énergie produite par les IPP, qu'elle soit utilisée ou non. Le résultat risque d'être catastrophique car il n'est pas certain que la JIRAMA dispose de la capacité financière pour faire face à ces nouveaux engagements. Et quand la JIRAMA ne paie pas, l'Etat paie à sa place. Mais comme les caisses de l'Etat sont alimentées par les impôts, ce seront en réalité les contribuables qui feront les frais de cette planification maladroite. La prudence est donc de mise.

IV.2 - Les opportunités : l'appui international à la transition énergétique

Il faut reconnaître que le secteur énergie intéresse les PTF et mobilise leurs aides sous diverses formes – ce qui confirme certainement sa nature stratégique. Parmi les projets en cours pouvant avoir une incidence positive sur la transition énergétique figurent par exemple :

⁵⁶ Clause d'un contrat de fourniture de gaz ou d'électricité par laquelle le vendeur garantit la mise à disposition du gaz auprès de l'acheteur, qui garantit en contrepartie le paiement d'une quantité minimale d'énergie, qu'il en prenne livraison ou non.



PTF/Fonds	Intitulé/Domaine	Montant	Echéance
Banque mondiale	Etude Géospatiale pour orienter le futur plan d'électrification rurale - Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP)	n.c.	Décembre 2017
	Etude « Solar Home Systems » - Lighting Africa	n.c.	
	Etude de pré faisabilité pour l'électrification rurale à travers la construction de mini/micro-réseaux autonomes dans les régions isolées - Accelerating On Grid Access Team (AGAT)	n.c.	
	Projet d'Amélioration de la Gouvernance et des Opérations du Secteur Électrique (PAGOSE)	65 M\$	2020
	Scaling up Renewable Energy Program (SREP): <ul style="list-style-type: none">réalisation d'une étude permettant de déterminer les projets d'EnR prioritaires dans le paysappui à la réalisation des projets identifiés par le secteur privé.	0,30 M\$	2018
	IFC – Scaling Solar : installation d'une capacité de 25MWc de solaire PV et son branchement sur le réseau JIRAMA ⁵⁷	n.c.	2018
Union Européenne (11e FED⁵⁸ et Banque Européenne d'Investissement)	Electrification rurale <u>Potentiellement</u> : <ul style="list-style-type: none">Co-financement de la ligne de Transport entre Antananarivo et Toamasina.Réhabilitation de la centrale hydro d'Andekaleka et mise en place du 4e groupe	10 M	2020 (FED)
Banque Africaine de Développement (BAD)	Programme d'appui à la réforme du secteur de l'énergie (PARSE)	19 M\$	
Coopération allemande (GIZ)	Promotion de l'électrification rurale par les EnR (PERER) : <ul style="list-style-type: none">Opérationnalisation du FNEDAppui à l'électrification ruraleAppui au Programme de Révision du Cadre Juridique du Secteur Electricité (PRC-ELEC)	n.c.	n.c.
Organisation des Nations Unies pour le Développement Industriel (ONU DI)	Développement de la petite hydroélectricité dans les milieux ruraux	2,8 M\$	n.c.
	Elaboration d'un système MRV (Mesurable, Rapportable, Vérifiable) « Energies renouvelables » dans l'optique de mise en place d'un registre carbone à Madagascar	n.c.	2018

⁵⁷ L'avis de pré-qualification pour le recrutement de Producteurs indépendants d'électricité pour la mise en place d'une centrale solaire PV associée à un dispositif de stockage de l'énergie d'une capacité de 25MWc à Antananarivo a été lancé en octobre 2017 et est ouvert jusqu'au 10 janvier 2018.

⁵⁸ Lire à ce propos cet article de Antsa R., « Exécution du 11e FED : Faible performance, Madagascar encore à la traîne », *Midi Madagasikara* du 13 mai 2016, disponible sur <http://www.midi-madagasikara.mg/economie/2016/05/13/execution-du-11e-fed-faible-performance-madagascar-encore-a-la-traine/>



Japanese International Cooperation Agency (JICA)	Projet d'élaboration du schéma directeur pour le développement de l'axe économique Antananarivo-Toamasina (TaToM) – volet électrification.	3,5 M\$	2019
Commission de l'Océan indien (COI) sur financement UE	Projet COI-Energies : financement de 9 projets d'électrification rurale	4,5 M	n.c.
Agence Française de Développement (AFD)	<u>Potentiellement</u> : Facilité pour la mise en œuvre des CPDN (Accord de Paris)	30 M\$ ⁵⁹	n.c.

T10. Les projets Electricité en cours auprès des PTF

IV.3 - La transition énergétique comme moyen d'atténuation du changement climatique

Près des deux tiers des émissions mondiales de gaz à effet de serre proviennent de la production et de l'utilisation d'énergie, ce qui place le secteur de l'énergie au cœur des efforts de lutte contre le changement climatique. La transition vers un système énergétique plus propre et plus efficace est un objectif politique clé, et l'Accord de Paris, entré en vigueur en novembre 2016, fournit un cadre international unique pour une action collective visant à maintenir l'augmentation de la température moyenne mondiale à 2°C au-dessus des niveaux préindustriels. En outre, l'importance du secteur énergétique pour les décideurs s'étend bien au-delà de l'atténuation du changement climatique: un approvisionnement énergétique fiable, durable et abordable est essentiel à l'activité économique, au développement social et à la réduction de la pauvreté. Chaque pays est donc confronté au défi d'atteindre les objectifs climatiques tout en veillant à ce que d'autres fonctions sociales et économiques vitales du secteur de l'énergie soient réunies en parallèle.

Madagascar a défini en 2015, dans sa Contribution Prévue Déterminée au niveau National (CPDN) soumise à l'UNFCCC, plusieurs actions d'atténuation visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre. Un volet de ces actions concerne le secteur énergie, à savoir : faciliter l'accès à l'énergie, stabiliser l'existant et développer de nouvelles pistes notamment les EnR et alternatives ; réhabiliter le réseau et les centrales de production énergétique ; assurer le développement des EnR (augmentation de la contribution de l'hydraulique et du solaire de 35% (actuel) à 79%) ; améliorer l'efficacité énergétique ; promouvoir l'électrification rurale ; et, diffuser les foyers améliorés (50% de ménages adoptant les foyers améliorés en 2030⁶⁰).

Pour illustrer le rôle primordial de l'énergie, et surtout des EnR – et par conséquent, de la transition énergétique en général – l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) et l'Agence Internationale pour les Énergies Renouvelables (IRENA – International Renewable Energy Agency) viennent de sortir une étude intitulée *Perspectives for the Energy Transition. Investment Needs for a Low-Carbon Energy System*⁶¹. Les deux agences y émettent l'hypothèse selon laquelle la probabilité de maintenir la température mondiale en-dessous de 2°C serait de 66%⁶² et développent leur analyse énergétique autour de cette référence numérique.

L'atteinte de cet objectif nécessiterait une transition énergétique d'une portée, d'une profondeur et d'une vitesse exceptionnelles, reposant à la fois sur un déploiement accéléré des sources d'EnR et sur la prise de mesures d'efficacité énergétique. Les émissions de CO2 liées à l'énergie devraient culminer avant 2020 et chuter de plus de 70% par rapport aux niveaux actuels d'ici 2050. La part des combustibles fossiles dans la demande d'énergie primaire diminuerait de moitié entre 2014 et 2050 tandis que la part des sources d'énergie,

⁵⁹ A répartir entre 15 pays, Madagascar étant éligible par rapport aux critères recherchés (pays africains, PMA et petits États insulaires en développement). Ce fonds vise à accélérer et à renforcer l'action face au changement climatique et à ses impacts et compte 3 axes d'action complémentaires : l'appui au renforcement des capacités et à la gouvernance « climat » pour la consolidation, la mise en œuvre et le suivi des contributions ; l'appui à la déclinaison des CDN en politiques publiques sectorielles dans le domaine de l'adaptation et des EnR ; l'appui à la préparation de projets/programmes structurants dans le domaine de l'adaptation et des EnR.

⁶⁰ Noter la différence flagrante entre les objectifs énoncés dans la NPE et ceux inscrits dans la CPDN.

⁶¹ OECD/IEA et IRENA, 2017.

⁶² L'Accord de Paris sur le climat fait en effet référence au maintien de la température à « bien au-dessous de 2°C » et vise à limiter l'augmentation de la température à 1,5 ° C. Cependant, dans la pratique, aucune valeur formelle n'est liée à l'expression « bien en-dessous de 2°C », ou sur les probabilités qui devraient être attachées aux objectifs liés à la température mondiale – ce qui laisse la voie libre à de nombreuses interprétations. C'est pour limiter ces dernières que l'AIE et l'IRENA ont choisi de déterminer la probabilité de 66%.



le combustible nucléaire et fossile avec capture et stockage du carbone (CSC), ferait plus que tripler dans le monde, pour représenter 70% de la demande d'énergie en 2050.

Ce scénario nécessiterait également un développement sans précédent des technologies à faible émission de carbone dans tous les pays. Un ensemble ambitieux de mesures, notamment l'élimination rapide des subventions aux combustibles fossiles, des prix du CO₂ atteignant des niveaux sans précédent, des réformes approfondies du marché de l'énergie et des mandats rigoureux à faible émission de carbone et d'efficacité énergétique seraient nécessaires pour réaliser cette transition. De telles politiques devraient être introduites immédiatement et globalement dans tous les pays, les prix du CO₂ pouvant atteindre, selon les calculs de l'AIE et de l'IRENA, 190 dollars américains (USD) par tonne de CO₂. Le scénario nécessite également des efforts mondiaux plus vastes et plus approfondis en matière de collaboration technologique pour faciliter le développement et le déploiement de technologies à faible émission de carbone.

L'amélioration de l'efficacité énergétique et matérielle et le déploiement accru des EnR sont des composantes essentielles de toute transition mondiale à faible intensité de carbone. Dans le scénario choisi par l'AIE et l'IRENA, des mesures agressives d'efficacité énergétique doivent être prises pour réduire l'intensité énergétique de l'économie mondiale de 2,5% par an en moyenne, entre 2014 et 2050⁶³, et l'éolien et le solaire combinés deviennent les principales sources d'électricité d'ici 2030. Les marchés électriques doivent être redéfinis au niveau mondial pour être capables d'intégrer de larges parts d'EnR.

La façon dont nous produisons et utilisons l'énergie doit être fondamentalement révisée, et une réorientation des investissements dans l'approvisionnement énergétique ainsi qu'une intensification rapide des investissements à faible intensité de carbone sont nécessaires pour respecter les objectifs de l'Accord de Paris. Environ 3.500 milliards de dollars d'investissements dans le secteur de l'énergie seraient nécessaires chaque année entre 2016 et 2050, contre 1.800 milliards de dollars en 2015. D'ici 2050, les investissements dans les combustibles fossiles diminueraient, mais seraient largement compensés par une augmentation de 150% des investissements dans les EnR. L'investissement total net supplémentaire, par rapport aux tendances qui ressortent des promesses climatiques actuelles, équivaldrait à 0,3% du produit intérieur brut (PIB) mondial en 2050.

D'après les estimations de l'AIE et de l'IRENA, les combustibles fossiles demeureront contre toute attente une partie importante du système énergétique d'ici 2050, mais le volume d'utilisation des différents produits variera selon les pays. Globalement, elles prévoient que l'utilisation du charbon diminuera rapidement, tout comme la consommation de pétrole, même s'il sera difficile de lui trouver un substitut dans plusieurs secteurs. Le gaz naturel jouera un rôle important dans la transition entre plusieurs secteurs.

Une action politique précoce, concertée et cohérente est indispensable pour faciliter la transition énergétique et la politique climatique doit systématiquement être prise en compte dans sa conception et sa mise en œuvre. La réduction drastique de la pollution de l'air, ainsi que la réduction des factures d'importation de combustibles fossiles et des dépenses énergétiques des ménages permettront d'atteindre les objectifs de décarbonisation définis pour 2050. La réalisation de l'accès universel à l'énergie permettra certes d'accélérer l'atteinte des objectifs climatiques, mais la politique climatique seule ne permettra pas d'atteindre l'accès universel à l'énergie d'ici 2030, ou même 2050.

La part des EnR doit passer d'environ 15% de l'approvisionnement en énergie primaire en 2015 à 65% en 2050. L'amélioration de l'intensité énergétique doit doubler pour atteindre environ 2,5% par an d'ici 2030 et se poursuivre à ce niveau jusqu'en 2050. La demande énergétique 2050 resterait autour du niveau actuel en raison des améliorations de l'intensité énergétique. Environ la moitié des améliorations pourraient être attribuées à l'énergie renouvelable provenant du chauffage, du refroidissement, du transport et de l'électrification sur la base d'une énergie renouvelable rentable.

En 2050, le mix énergétique devrait être sensiblement différent de celui d'aujourd'hui. L'utilisation totale de combustibles fossiles représenterait notamment un tiers du niveau actuel. L'utilisation du charbon diminuera le plus, alors que la demande en pétrole serait de 45% inférieure au niveau actuel. Les ressources aux

⁶³ Soit trois fois et demie le taux d'amélioration vu au cours des 15 dernières années.



coûts de production élevés ne seront plus exploitées. Bien que le gaz naturel puisse constituer un « pont » vers une plus grande utilisation des EnR, son rôle devrait être limité.

La transition énergétique peut alimenter la croissance économique et créer de nouvelles opportunités d'emploi. Selon l'IRENA, elle permettra une augmentation du PIB mondial de 0,8%, soit de 1 600 milliards de dollars, en 2050. Le gain cumulé grâce à l'augmentation du PIB d'ici à 2050 s'élèvera à 19 000 milliards de dollars. Cette croissance économique accrue est notamment stimulée par la stimulation de l'investissement et par le marché du carbone et le recyclage des produits pour réduire les impôts sur le revenu. Dans le pire des scénarios, les impacts sur le PIB sont plus modestes mais toujours positifs (0,6%) car l'effet des politiques pro-croissance reste favorable.

Les améliorations du bien-être humain, y compris les aspects économiques, sociaux et environnementaux, généreront des avantages allant bien au-delà de ceux qui sont captés par le PIB. Environ 20% des options de décarbonisation identifiées sont économiquement viables sans tenir compte des avantages sociaux. Les 80% restants sont économiquement viables si l'on considère les avantages tels que les impacts climatiques réduits, l'amélioration de la santé publique et l'amélioration du confort et de la performance. Cependant, les marchés d'aujourd'hui sont faussés. En effet, comme c'est le cas à Madagascar, les combustibles fossiles sont toujours subventionnés dans de nombreux pays et le coût réel de leur utilisation est rarement définissable. Pour débloquer les avantages de la transition énergétique, le secteur privé a besoin de cadres politiques clairs et crédibles qui lui offrent de bonnes incitations sur le long terme.

Les efforts d'innovation technologique, qui doivent être amorcés dès maintenant, devront être complétés par de nouveaux modèles de marché, de nouvelles politiques et de nouveaux modèles de financement et d'affaires, ainsi que par le transfert de technologies.

Conclusions et recommandations

La transformation du système énergétique conformément aux objectifs de l'Accord de Paris est techniquement possible mais nécessite des réformes politiques importantes, une tarification agressive du carbone et des innovations technologiques supplémentaires. En 2050, environ 70% du mix énergétique mondial devrait être à faible teneur en carbone. Même si la plus grande part du potentiel de réduction des émissions jusqu'en 2050 provient des EnR et de l'efficacité énergétique, toutes les technologies à faible émission de carbone jouent un rôle important dans le processus.

La transition énergétique est possible mais nécessite d'importantes interventions politiques supplémentaires. Une réforme du marché de l'énergie est essentielle pour faire en sorte que les besoins de flexibilité liés à l'augmentation de la part des EnR variables puissent être satisfaits. Par ailleurs, la transition énergétique doit être juste et équitable. L'accès des personnes vulnérables aux services énergétiques modernes doit être une priorité.

L'innovation technologique est au cœur de la transition à long terme vers un secteur de l'énergie durable. Il faut investir dans la recherche, le développement, la démonstration et le déploiement à plus court terme afin de rendre les innovations technologiques disponibles et abordables. Mais pour être efficaces, les innovations technologiques doivent être complétées par des politiques et des mesures réglementaires favorables, de nouveaux modèles commerciaux et un financement accessible.

A Madagascar, pour réaliser la transition énergétique dans les normes, il faudrait d'abord que les responsables publient officiellement la stratégie à suivre pour y arriver. La stratégie de mise en œuvre de la NPE n'est toujours pas officiellement disponible et la SNABE n'est pas encore finalisée. Les nombreuses études réalisées par les PTF depuis 2015 peuvent aider les responsables dans cette démarche. Les objectifs initiaux de la NPE qui, personnellement, nous semblent trop prétentieux, peuvent subir des ajustements sur la base du progrès durant ces deux années. Le public ne doit pas être tenu à l'écart et doit être régulièrement informé des niveaux d'avancement des indicateurs et des objectifs de la NPE.

Parallèlement à la confection des stratégies de mise en œuvre de la NPE, idéalement par sous-secteur, la tâche la plus urgente dans le contexte actuel consiste à élaborer et prendre les décrets d'applications du nouveau Code de l'Electricité car ils permettront techniquement la réalisation des mesures novatrices décidées dans le sillage de la NPE. Le décret n°2001-173 du 28 février 2001 portant application de la loi n°98-032 est



le premier texte à réviser et à mettre en harmonie avec le Code de l'Electricité. Il doit être suivi par les décrets sur l'ADER et l'ARELEC, par le nouveau décret tarifaire qui succèdera au décret n°2001-849 du 26 septembre 2001, ainsi que par de nombreux nouveaux textes qui permettront d'opérationnaliser le Code, notamment à travers la mise en place d'un grid code.

La lutte contre la corruption doit être renforcée à tous les niveaux et les délits d'initiés et autres concussions sévèrement punis. Des décisions rationnelles, bénéfiques pour tous les acteurs sur le long terme, doivent être prises. L'intérêt général doit primer sur l'intérêt particulier des syndicats ou d'autres lobbies qui, eux, désirent maintenir le statu quo pour conserver leurs avantages. Par ailleurs, les acteurs – publics et/ou privés – du secteur énergie, et du sous-secteur électricité en particulier, doivent comprendre l'importance de la régulation et se soumettre de bonne grâce aux lois, aux procédures et autres règles qui les régissent. Le secteur de l'énergie doit être assaini et chaque acteur doit remplir sa part pour ce faire. Cela éviterait de contracter des facilités de crédit⁶⁴ qui ne font qu'hypothéquer l'avenir des générations futures.

La régulation, plus particulièrement au niveau du sous-secteur électricité, doit être renforcée. Les procédures impératives, les décisions, injonctions et sanctions prononcées par l'ORE, future ARELEC, doivent être scrupuleusement respectées et appliquées par tous les acteurs. Les ajustements tarifaires ne doivent plus être les otages de manœuvres politiques et le recours aux énergies renouvelables doit se concrétiser à travers les dispositions du Code de l'électricité.

Au-delà des mesures institutionnelles, techniques et juridiques, il faut entamer une démarche sociétale en éduquant et en impliquant le public dans le processus de transition énergétique. C'est en effet un fait : on communique très peu en matière d'énergie, et surtout d'électricité, à Madagascar. Les consommateurs – existants ou potentiels – vivent dans un flou total faute de communications officielles, alors qu'ils sont les premiers concernés. Ils se forgent une opinion sur la base de ce qui se dit dans les médias alors que cette source, dépendant des titres, n'est pas toujours fiable. Mieux communiquer permettra d'instaurer progressivement la transparence dans le secteur et de reconstruire la relation entre clients, institutions et producteurs d'électricité.

Si une telle communication existait, les Malgaches comprendraient par exemple que pour redresser la JIRAMA, il est logique et impératif d'ajuster progressivement ses tarifs que des mesures populistes ont maintenu à un niveau trop bas, contribuant à l'insolvabilité de la société. L'ignorance des faits et de l'historique financier de la JIRAMA amènent souvent les simples citoyens à s'insurger contre toute hausse alors que ce faisant, ils ouvrent une brèche supplémentaire aux politiciens qui se positionnent comme les « sauveurs » providentiels – ou présidentiels... – de la société, tout en se tirant une balle dans le pied. Tout manque à gagner signifie en effet problèmes de trésorerie, entraînant des problèmes de maintenance aboutissant au délestage. Le sort de la JIRAMA doit être publiquement débattu car il s'agit d'une société nationale à laquelle les contribuables apportent, même involontairement, leur soutien pécuniaire. Ces mêmes contribuables ont de ce fait le droit de connaître la situation exacte de l'entreprise – et du secteur énergie en général – et d'apprécier l'efficacité (ou non) des mesures prises par les gouvernants. La redevabilité doit être de mise dans tous les secteurs, même les plus techniques. Encore une fois, le public ne doit pas être mis à l'écart. Les responsables doivent prendre l'habitude de communiquer et d'interagir avec lui et éviter de le laisser dans l'ignorance en prétextant la technicité et la complexité des informations. « Ce qui se conçoit bien s'énonce clairement », tout simplement...

Par ailleurs, expliquer la transition énergétique au Malgache lambda lui permettra de se l'approprier et de comprendre que cette transition nécessite aussi son engagement, qu'il doit en être un acteur et non un simple spectateur. Cette dimension humaine de la transition énergétique est très importante, surtout au niveau des actions liées à l'efficacité énergétique.

Quel que soit l'horizon, 2020, 2030 ou 2050, la transition énergétique est possible. Le tout est de faire preuve de volonté, dépasser les discours et passer à l'action.

⁶⁴ A titre de rappel, le FMI a octroyé à Madagascar une Facilité Elargie de Crédit (FEC) d'un montant de 220 millions de DTS, soit environ 304,7 millions USD le 28 juillet 2016. Il s'agit d'un mécanisme de prêt qui doit accompagner la réalisation de programmes gouvernementaux de manière soutenue. Les décaissements se font par tranches après une revue semestrielle positive menée par le FMI. La réduction progressive des subventions allouées à la JIRAMA fait partie des principales conditions de la FEC. Le 6 décembre 2017, après une deuxième revue semestrielle, le FMI a accepté de débloquer 44,5 millions USD.



BIBLIOGRAPHIE

1. Rapports et documents

- Artelia & Nodalys, *Assistance technique pour l'élaboration d'un plan d'investissement des énergies renouvelables à Madagascar*, octobre 2017
- Cabinet d'avocats Rakotomalala, *Elaboration de projets de nouveaux statuts pour la JIRAMA et mise en conformité aux textes*, novembre 2016
- COP 22, *The Marrakech Vision*, 18 novembre 2016
- DPS/JIRAMA, *Synthèse des performances des installations JIRAMA*, octobre 2016
- EUEI/PDF, *Assistance pour le développement d'une Nouvelle Politique de l'Energie et d'une Stratégie pour la République de Madagascar. Document d'Etude de la Politique et Stratégie de l'Energie. Phases 2 et 3*, août 2015
- Fabrice Bertholet et Vonjy Rakotondramanana, Banque mondiale, *Le secteur électrique : un potentiel de développement qui reste à exploiter*, non daté.
- FMI, *Rapport des services du FMI sur la première revue du programme de référence et demande d'un nouvel accord au titre de la Facilité élargie de crédit*, 12 juillet 2016
- Hector Farina/Banque mondiale, *Révision du statut et modalités d'organisation de la JIRAMA dans le cadre de la restructuration et modernisation du secteur Electricité à Madagascar*, juin 2013
- JIRAMA, *Plan d'affaires 2017-2019*, janvier 2017
- Masami Kojima et Chris Trimble, Banque mondiale/ESMAP/AFREA, *Vers une électricité abordable et des opérateurs viables en Afrique*, 2016
- MEEH, *Assistance technique pour l'élaboration de la Stratégie Nationale d'Approvisionnement en Bois Energie. Résumé de l'état des lieux, Présentation des recommandations*, 2016
- MEEH, *Bilan énergétique 1995-2015*, décembre 2016
- MEH, *Lettre de Politique de l'Energie de Madagascar 2015-2030*, septembre 2015
- MEH/WWF/AIDES, *Diagnostic du secteur Energie*, 2012
- OECD/IEA et IRENA, *Perspectives for the Energy Transition. Investment Needs for a Low-Carbon Energy System*, 2017
- ONUDI, *World Small Hydropower Development Report 2016*
- ORE, *Analyse RIA 200-2015*, mars 2017
- ORE, *Prévision de la demande JIRAMA*, octobre 2017
- ORE, *Statistiques Nationales Electricité janvier - décembre 2016*
- Randrianarisoa Amédée/FES, *Energies durables pour tous : les ménages, les collectivités et les entreprises*, 2013
- République de Madagascar, *Contribution Prévue Déterminée au niveau National (CPDN) de la République de Madagascar*, 2015
- SE4All, *Global Tracking Framework*, 2016
- SOFRECO, *Note n°2, Présentation des options de gestion retenues, Projet « Etude des Options de Gestion de la JIRAMA »*, 2005
- UPDEA, *Comparative Study of Electricity used in Africa*, décembre 2009

2. Lois et décrets

- Ordonnance n°75 024 du 17 Octobre 1975 créant la Jiro sy Rano Malagasy
- Loi n°98-032 du 20 janvier 1999 portant réforme du secteur électricité à Madagascar
- Projet de loi n°026/2017 portant Code de l'Electricité à Madagascar
- Projet de loi n°2017-021 portant réforme du Fonds National de l'Electricité (FNE)
- Décret n°2017-708 du 30 août 2017 fixant les modalités d'application de l'article 19 de la loi n°98-032 du 20 janvier 1999 et prescrivant les mesures urgentes en vue d'assurer la continuité du service public de l'électricité
- Décret n°2017-972 du 09 novembre 2017 déclarant l'urgence sur les situations compromettant la continuité du service public de l'électricité au sens du décret n°2017-708 du 17 août 2017 fixant les modalités d'application de l'article 19 de la loi n°98-032 du 20 janvier 1999
- Arrêté n°30600/2015 du 02 octobre 2015 fixant les spécifications du Fuel oil n°1

3. Articles de presse

- Antsa R., « Exécution du 11e FED : Faible performance, Madagascar encore à la traîne », Midi Madagasikara du 13 mai 2016, <http://www.midi-madagasikara.mg/economie/2016/05/13/execu-tion-du-11e-fed-faible-performance-madagascar-encore-a-la-traîne/>
- Catherine Chaumet, « EDF est soupçonné d'avoir exporté du matériel amianté à Madagascar », 26 avril 2017, <https://passeurdalertes.org/2017/04/26/edf-soupconne-davoir-exporte-materiel-ami-ante-a-madagascar/>
- Madagascar Tribune en ligne, 6 avril 2017 : « L'huile lourde de Tsimiroro hors course pour l'approvisionnement des centrales thermiques », <http://madagascar-tribune.com/L-huile-lourde-de-Tsimiroro-hors,22951.html>
- GRE/L'Express de Madagascar, « Une stratégie nationale pour l'approvisionnement durable en bois énergie », 21 septembre 2016, <http://www.lexpressmada.com/blog/magazine/environne-ment-une-strategie-nationale-pour-lapprovisionnement-durable-en-bois-energie/>
- Zoely Narindra Rakotonindrainy, « Sauver la JIRAMA : il suffit de le vouloir vraiment », Tahiry, Bulletin mensuel d'information et de liaison de la Direction Générale du Trésor, n°45, juillet 2014, <http://www.tresorpublic.mg/tresorpublic/wp-content/uploads/2014/08/0045o.pdf>



WEBOGRAPHIE

- Agence de Développement de l'Electrification Rurale : www.ader.mg
- Banque mondiale: www.banquemondiale.org
- Jiro sy Rano Malagasy : www.jirama.mg
- Office de Régulation de l'Electricité: www.ore.mg
- Office Malgache des Hydrocarbures : www.omh.mg
- Scaling Solar : www.scalingsolar.org
- Solargis : <https://solargis.com/>
- TsyCoolKoly : www.tsycoolkoly.org
- Institut de la Francophonie pour le Développement Durable (IFDD) : www.ifdd.francophonie.org

