

SOMMAIRE

INTRODUCTION	1
I – MATERIELS ET METHODES	3
I.1. JUSTIFICATION DU CHOIX DE L’ETUDE :	3
I.2. MOYENS	4
I.3. METHODE	5
I.4. CADRAGE GENERALE DE L’ETUDE	7
II. DIAGNOSTIQUE ET ANALYSE DES RESULTATS	10
II.1. OFFRE ET DEMANDE D'ELECTRICITE A MADAGASCAR	10
II.2. ENERGIES RENOUVELABLES : POTENTIELS ET HANDICAPS	30
III. EVALUATION ECONOMIQUE : ETUDE DES CAS.....	42
III.1. LES CRITERES D’EVALUATION.....	42
III.2. PROJET D’INSTALLATION D’UN PARC EOLIEN.....	44
III.3. PROJET D’INSTALLATION D’UNE PETITE CENTRALE HYDRAUELECTRIQUE de 1,05 MW.....	56
CONCLUSION ET PRECONISATIONS	68

LISTE DES TABLEAUX

Tableau N°1 : Puissance installée de la JIRAMA de 2000 à 2011 (en MWh)	11
Tableau N°2 : Production électrique de la JIRAMA de 2000 à 2011 (en MWh)	11
Tableau N°3 : Quantification des pertes électriques de 2005 à 2010 (en MWh)	12
Tableau N°4 : Répartition de la production électrique en 2010 (1000 KWh).....	13
Tableau N°5 : Rapport entre la production d'l'électricité et le nombre de la population par provinces, année 2010.....	14
Tableau N°6 : Bilan énergétique par source pour l'année 2007 (en kTEP)	15
Tableau N°7 : Bilan énergétique par secteur pour l'année 2007 (en kTEP)	16
Tableau N°8 : Consommations énergétiques en tep pour les années 1989 et 2007.....	17
Tableau N°9 : Nombre des abonnés en électricité de la JIRAMA de 2005 à 2011	17
Tableau N°10 : Le Taux d'électrification.....	18
Tableau N°11 : Etat des lieux de l'électrification rurale à Madagascar de 1999 à 2012.....	19
Tableau N°12 : Consommation d'électricité par secteur de 2005 et 2009 (1000 KWh)	20
Tableau N°13 : Consommation par habitant en électricité de 2005 à 2009	21
Tableau N°14 : Comparaison de consommation par habitant d'électricité entre pays d'Afrique et pays développés.....	21
Tableau N°15 : Réserves d'énergies primaires fossiles (base 2010)	23
Tableau N°16 : Evolution du prix du baril de pétrole de 2000 à 2010.....	23
Tableau N°18 : Evolution du prix du gasoil et prix de l'électricité de 2005 à 2012	25
Tableau N°19 : Cout du Kilowattheure en dehors du réseau JIRAMA, depuis 2009	27
Tableau N°20 : Comparaison de prix de l'électricité entre pays d'Afrique non producteurs de pétrole, 2009 (en cent USD)	27
Tableau N°21 : Comparaison du prix du KWh dans la zone Afrique Australe, 2009 (en cent USD).....	28
Tableau N°22 : Irradiation solaire à Madagascar (KWh).....	32
Tableau N°23 : Résultats d'évaluation des potentiels des énergies renouvelables par zone	37
Tableau N°24 : Fiche technique d'une turbine VESTAS V44/600.....	44
Tableau N°25 : Répartition des coûts initiaux de projets de centrale éolienne	46
Tableau N°26 : Production estimative d'électricité pour une éolienne VESTAS V44/600.....	49
Tableau N°27 : Fiche technique du Parc éolien de 1,2MW.....	49
Tableau N°28 : Tableau de calcul de cout de revient par KWH.....	50
Tableau N°29 : Impact de la variation de la vitesse du vent sur le coût de production	51
Tableau N°30 : Variation du prix de gasoil par rapport au coût de production.....	52
Tableau N°31 : Impact de la variation du facteur d'utilisation sur le coût de production	52
Tableau N°32 : Projection des VAN et TRI par rapport aux prix de vente - Eolienne.....	53
Tableau N°33 : Sensibilité de la VAN par rapport au taux d'actualisation.....	54
Tableau N°34 : Valorisation de la quantité de CO2 évitée par le projet éolien.....	55
Tableau N°35 : Production estimative d'électricité du petite centrale hydroélectrique.....	59
Tableau N°36 : Fiche technique du projet d'aménagement du site hydroélectrique d'Antsiafampiana.....	60

Tableau N°37 : Tableau de calcul de cout de revient par KWH –	
Centrale hydroélectrique	61
Tableau N°38 : Impact de la variation du débit disponible sur le coût de production	63
Tableau N°39 : Impact de la variation du facteur d'utilisation sur le coût de production.....	64
Tableau N°40 : Projection des VAN et TRI par rapport aux prix de vente -	
Hydroélectricité.....	66
Tableau N°41 : Sensibilité de la VAN par rapport au taux d'actualisation.....	67
Tableau N°42 : Valorisation de la quantité de CO2 évitée par le projet hydroélectricité	67

LISTE DES CARTES

Carte N°1 : Rayonnement solaire annuel mondial	31
Carte N°2 : Carte d'irradiation solaire à Madagascar.....	31
Carte N° 3 : Atlas Eolienne de Madagascar – zone Nord.....	33
Carte N°4 : Atlas Eolienne de Madagascar – zone Centre.....	34
Carte N°5 : Atlas Eolienne de Madagascar – zone Sud.....	34
Carte N°6 : Potentiel hydroélectrique – zone Nord.....	35
Carte N°7 : Potentiel hydroélectrique – zone Centre.....	36
Carte N°8 : Potentiel hydroélectrique – zone Sud.....	36

LISTE DES FIGURES

Figure N°1 : Evolution de la production de la JIRAMA de 2000 à 2011 (en MWh).....	12
Figure N°2: Répartition de la production électrique par province en 2010.....	13
Figure N°3 : Structure de consommation par type d'énergie	15
Figure N°4 : Structure de consommation par secteur d'activités	16
Figure N°5 : Evolution de nombre des abonnés de la JIRAMA de 2005 à 2011	18
Figure N°6 : Evolution du prix du baril de pétrole de 2000 à 2010.....	23
Figure N°7: Les principaux facteurs problématiques de faire business à Madagascar	40
Figure N°8 : Comparaison des coûts des énergies renouvelables et thermiques.....	42
Figure N°9 : Eolienne à trois pales	44
Figure N°10 : Variation du taux d'actualisation – Réaction de la VAN brut – Centrale Eolienne	54
Figure N°11 : Variation du taux d'actualisation – Réaction de la VAN brut – Centrale hydroélectrique.....	67

LISTE DES ACRONYMES

Abréviations et sigles	Signification
CO2	Dioxyde de Carbone
CSP	Consommation Spécifique
DIR	Direction Interregional
EDM	Electricité De Madagascar
FO	Fuel Oil
g/KWh	Gramme par Kilowattheure
GO	Gasoil
GWH	Gigawattheure
IEA	Agence International de l'Energie
INSTAT	Institut National de la Statistique de Madagascar
IPP	Independent power producer
JIRAFI	Jiro sy Rano Fisakana
JIRAMA	Jiro sy Rano Malagasy
KTEP	Kilotonne d'équivalent pétrole
KW	Kilowatt
KWh	Kilowattheure
KWH/hab	Kilowattheure par habitant
MWH	Mégawattheure
OMH	Office Malgache des Hydrocarbures
ORE	Office de Régulation de l'Electricité
PU	Prix Unitaire
SIM	Syndicats des industries de Madagascar
TRI	Taux de Rentabilité Interne
UPDEA	Union des Producteurs et Distributeurs d'Electricité en Afrique
USD	United States Dollar
VAN	Valeur Actuelle Nette
ZESA	Zimbabwe Electricity Supply Authority

INTRODUCTION

D'un point de vue général, l'épuisement prévisible des énergies fossiles, la nécessité de lutter contre le réchauffement climatique, la prise de conscience pour la sauvegarde de l'environnement et enfin la prise en compte du développement durable dans les politiques énergétiques ont mis les énergies renouvelables au cœur d'un enjeu stratégique pour l'avenir de notre planète.

Pour Madagascar qui connaît en 2009 une croissance économique annuelle de - 4,6%¹, il est plus que vital d'exploiter son potentiel en matière d'énergies renouvelables pour assurer sa croissance économique, réaliser des économies de devises et atteindre dans un premier temps les objectifs de développement humain du Millénaire dont le calendrier est fixé à 2015.

Malheureusement, le pays connaît la même situation énergétique que des pays d'Afrique subsaharienne où l'énergie est abondante mais l'électricité est rare. Depuis plusieurs années, l'offre demeure relativement faible par rapport à la demande et ceci constitue un goulot d'étranglement pour le développement économique et social du pays.

Force est de reconnaître que le principal cause de cet échec est la dépendance presque entièrement sur l'usage des [énergies fossiles](#) alors que le prix de celles-ci ne cesse d'augmenter sur le marché international. Qui plus est, sur le plan environnemental, il faut mentionner que le secteur énergie est parmi les premiers secteurs qui émet le plus de gaz à effet de serre à Madagascar. Et la prédominance de l'utilisation des combustibles ligneux comme source d'énergie de la population constitue l'un des principales causes de la déforestation dans le pays.

Pour remédier à cette situation, l'Etat devrait redéfinir sa politique en mettant en avant le développement des différentes filières énergétiques étant donné que le pays dispose d'énormes potentiels naturels pour la production d'énergie propre (hydraulique, solaire, éolienne)

La question qui se pose est de savoir « **Quelle source d'énergie est la plus compétitive pour Madagascar afin de répondre aux besoins du développement durable ?** »

¹ INSTAT, Avril 2010

Ainsi, l'objectif général de l'étude sera donc d'analyser les différentes alternatives de sources d'énergies pour Madagascar et de présenter les possibles scénarios d'évolution.

La vision de l'étude pourrait être résumée en quelques lignes : politique sectorielle capable de satisfaire les besoins de la population et apte à soutenir le développement durable, tout en respectant l'engagement vis-à-vis de l'environnement.

Trois objectifs spécifiques sont fixés :

- Analyser la situation actuelle de l'offre et de la demande en électricité à Madagascar et effectuer une analyse comparative du secteur par rapport aux pays d'Afrique
- Etudier la potentialité des sources d'énergies renouvelables disponibles et exploitables dans le pays
- Faire une analyse comparative des coûts d'électricité entre les différentes filières énergétiques.

Aussi, notre travail est organisé autour de trois parties. La première partie est consacrée à la présentation de la justification de notre choix du thème et les matériels et méthodologies utilisés pour atteindre notre but. Puis nous détaillerons les résultats de recherches avec les tableaux et graphes à l'appui dans la deuxième partie. La troisième partie présentera des études des cas par lesquelles une analyse comparative des couts de production de KWh sera effectuée.

I – MATERIELS ET METHODES

I.1. JUSTIFICATION DU CHOIX DE L’ETUDE :

Le secteur énergétique joue un rôle indispensable dans le concept du développement durable d’un pays. L’énergie est en fait à la fois source et conséquence du développement. L’accès à l’énergie, gage de conditions de vie décentes, est aussi un puissant levier de développement pour l’économie et les industries locales.

Pour le cas de Madagascar, en particulier le secteur électrique, il est à signaler que la majeure partie du système de production existant est d’origine thermique, autrement dit, on utilise des groupes fonctionnant au gasoil et fuel oil alors que les prix de ces combustibles sont conditionnés par les contextes économiques, politiques et financières internationales. Cette dépendance quasi-totale envers des ressources fossiles engendre des coûts énormes et non maîtrisable sur le facteur de production.

L’entreprise de production , la JIRAMA (qui est une société d’Etat donc œuvrant pour l’intérêt public) est obligée de vendre à perte son produit et elle n’arrive plus à financer ses budgets d’investissements pour améliorer les qualités de service et accroître le taux de couverture national.

De son côté, l’Etat reste défaillant en gelant le prix de l’électricité en dépit de l’absence des subventions octroyées à la JIRAMA pour combler le manque à gagner.

Qui plus est, l’impact néfaste de l’utilisation des énergies fossiles sur l’environnement est également inquiétant vu l’importance de la quantité de gaz à effet de serre émise par ce système de production. Dans les zones rurales, eu égard à la manque de sources d’énergies alternatives, la population a recours à l’utilisation du bois, causant ainsi la prolifération de la déforestation.

De ce qui précède, l’intérêt de la réalisation de cette étude se situe à un triple niveau :

Sur le plan personnel, en notre qualité de « jeune analyste en politique publique », nous saisissons l’opportunité de cette étude pour mettre à l’épreuve les connaissances théoriques acquises. Nous nous en servirons comme bréviaire pour consolider notre carrière que nous envisageons consacrer à ce champ de connaissances.

Ensuite, au niveau pratique, ce mémoire sera pour les décideurs un outil de référence et d’aide à la décision dans l’élaboration et la mise en efficacité d’une politique énergétique durable. Le simple citoyen bénéficiera également du fruit de cette analyse

étant donné qu'elle essayera d'apporter une étude comparative entre les différentes alternatives de sources d'énergie pour Madagascar afin de trouver une solution au problème qui persiste depuis toujours en fourniture d'électricité, en qualité, en quantité et au prix accessible.

Enfin, au niveau scientifique, notre intention en entreprenant cette étude est d'approfondir les connaissances en la matière en apportant un niveau d'analyse supplémentaire à l'appréhension de ce sujet.

I.2. MOYENS

Les moyens utilisés renvoient à une double préoccupation. D'une part, ils doivent permettre de satisfaire les besoins en information, et d'autre part, ils doivent être efficents.

Pour satisfaire à ces deux préoccupations, deux types de recherches ont été retenues : l'entretien et la revue de littérature.

I.2.1. ENTRETIENS

Pour enrichir l'analyse, des entretiens avec des différentes personnalités ont été menés afin de collecter un maximum d'information, à savoir avec :

- Le Chef de service des Energies Renouvelables du Ministère de l'énergie pour les données concernant la politique actuelle de l'Etat et la perspective d'avenir du secteur de l'énergie.
- L'un des responsables de l'Agence de développement de l'Electrification Rural pour les données concernant l'inventaire des ressources des énergies renouvelables disponibles à Madagascar et l'étude des coûts des projets d'électrification rurale
- Des différents responsables de la société JIRAMA pour les données relatives à la production et à l'exploitation d'électricité
- Le Directeur d'une société privée œuvrant dans le domaine de la production et commercialisation de l'énergie solaire et éolienne
- L'un des responsables de l'Office nationale de l'environnement (ONE) pour les données environnementales notamment sur le changement climatique

I.2.2. REVUE DES LITTERATURES

Les données recueillies par le biais des entretiens ont été confrontées et complétées avec celles obtenues à partir des recherches documentaires sur internet et dans les revues

scientifiques. Ces données, qui sont les fruits des études déjà établies par les différentes organisations, sont très cruciales afin de valider scientifiquement l'analyse effectuée.

Elles permettent également de mieux énoncer le problème, de repréciser la formulation des hypothèses de travail et de cerner certains aspects du sujet d'étude.

Ainsi, plusieurs documents ont été identifiés et consultés, entre autres, les ouvrages généraux, les ouvrages spécifiques, les rapports publiés par le FMI et la Banque mondiale, les tableaux de bord de INSTAT, les différentes magazines et presses quotidiennes.

I.3. METHODE

Partant des questions posées à la problématique, nous retenons les hypothèses suivantes qui seront vérifiées, l'une après l'autre, tout au long de notre travail de recherche :

- Hypothèse 1 : La dépendance à l'énergie fossile constitue le principal frein au développement du secteur électrique à Madagascar.
- Hypothèse 2 : Le développement du secteur électrique à Madagascar revient à l'exploitation de ses potentiels en énergie renouvelable.

Pour ce faire, nous avons adopté comme méthodologie d'analyse la méthode comparative. Elle permet de retrouver les éléments de ressemblance et de dissemblance entre les faits comparés. Nous l'avons utilisée pour déceler les liens de causalité entre les facteurs générateurs des similitudes ou des différences entre les données comparées en vue de tirer une conclusion.

I.3.1. DEMARCHE DE VERIFICATION COMMUNE DES HYPOTHESES :

L'étude du développement du secteur électrique à Madagascar nous amène d'abord à vérifier l'évolution du rapport entre l'offre et demande de l'électricité dans les périodes considérées selon la disponibilité des données. Cette démarche sera donc effectuée à l'aide de l'analyse des différents types d'indicateurs, entre autres :

- Evolution de puissance installée et de production de l'électricité.
- Part de l'électricité dans la consommation énergétique nationale
- Taux d'accès à l'électricité
- Evolution des nombres des abonnés de la JIRAMA
- Evolution de la consommation en électricité par secteur d'activité
- Le Prix de l'électricité

I.3.2. DEMARCHE DE VERIFICATION SPECIFIQUE DE L'HYPOTHESE 1 :

Cette démarche nous pousse d'abord à analyser la structure actuelle de l'offre et de la demande en pétrole sur le marché international, ce afin d'identifier les facteurs qui déterminent la tendance actuelle et future de l'augmentation du prix de ce produit.

La structure tarifaire appliquée à Madagascar est également étudiée pour voir l'importance du facteur carburant dans la structure de coût de l'électricité. A partir des statistiques fournies par l'Office Malgache des Hydrocarbures, nous verrons la variation du coût du pétrole sur le marché international et le prix à la pompe appliqué à Madagascar durant les périodes considérées.

Ensuite, notre étude se poursuivra par l'analyse de lien de causalité entre cette variation du prix de pétrole et la performance de la société d'électricité à Madagascar. Nous jetterons un coup d'œil sur la santé financière de la société JIRAMA pour les périodes considérées.

Et pour finir la vérification de cette hypothèse 1, une analyse comparative de coût de l'électricité entre quelques pays d'Afrique sera effectuée.

I.3.3. DEMARCHE DE VERIFICATION SPECIFIQUE DE L'HYPOTHESE 2 :

Au cours de cette vérification, nous essayerons de répondre aux questions suivantes :

Quel potentiel d'énergie renouvelable peut-il être exploité à Madagascar ?

Qu'en est-il de ces avantages comparatifs par rapport à l'énergie fossile ?

Pourquoi cette filière n'arrive-t-elle pas à se développer à Madagascar ?

A partir des données provenant du Ministère de l'énergie et de l'ADER, une cartographie des sources d'énergie par zone sera effectuée afin de faciliter la comparaison. Un découpage latéral en trois zonage est alors effectué selon les spécificités de leurs conditions météorologiques : zone Nord, zone centre et zone Sud.

Après, cette évaluation technique, nous passerons à l'évaluation financière. Cette étape nous permettra de mettre en exergue le type d'énergie favorable pour le pays en termes de coût. Cette démarche sera réalisée à l'aide d'une étude de faisabilité économique des projets d'installation des énergies renouvelables. Le résultat escompté est de déceler un coût de production et un tarif de vente de kilowattheure d'électricité pour une petite centrale éolienne et hydraulique. A la fin de cette démarche, pour enrichir notre analyse, une étude d'impact environnemental de l'utilisation de ces sources d'énergie sera effectuée

à partir de l'évaluation des quantités de CO2 évitées par l'utilisation du système renouvelable.

I.4. CADRAGE GENERALE DE L'ETUDE

Avant de procéder aux démarches sus-citées, il s'avère nécessaire de connaître le cadre réglementaire qui régit actuellement le secteur énergétique ainsi que l'organisation de ce secteur.

I.4.1. CADRE REGLEMENTAIRE DU SECTEUR ELECTRIQUE A MADAGASCAR

Le secteur de l'énergie électrique à Madagascar était régi par les dispositions de l'Ordonnance n° 74-002 du 4 Février 1974 portant orientation de la politique de l'eau et de l'électricité. Les dispositions de cette Ordonnance investissent l'Etat du droit exclusif d'intervenir dans le secteur.

Depuis 1975, l'Etat a conféré ce droit à la Société d'intérêt national, la JIRAMA (littéralement Electricité et Eau de Madagascar), qui exploitait la plupart, sinon la totalité des installations de production, de transport et de distribution d'électricité dans le pays.

Si le contexte politique et économique de l'époque justifiait que le secteur de l'énergie électrique soit placé sous monopole de l'Etat, il apparaissait depuis la fin des années 90 que la présence d'un seul intervenant n'était plus suffisante pour assurer l'efficacité et le plein essor d'un secteur, notamment l'électrification des zones rurales.

Le gouvernement malgache a donc décidé de mettre en place un nouveau cadre législatif attractif pour les opérateurs privés et a promulgué la Loi 98 032 du 20 janvier 1999, portant sur la réforme du secteur de l'énergie électrique à Madagascar.

Cette réforme a pour but d'ouvrir le secteur à de nouveaux opérateurs et de leur donner la possibilité d'intervenir afin, d'une part, de relayer l'Etat malgache dans le financement de l'infrastructure électrique du pays et, d'autre part, de promouvoir l'efficacité et la qualité du service offert aux usagers par le biais de la concurrence. Le schéma récapitulatif de cette réforme est présenté dans l'Annexe 1

I.4.2. ORGANISATION DU SECTEUR

Le secteur comprend aujourd’hui cinq acteurs majeurs :

I.4.2.1. L’Etat, représenté par le Ministère de l’Energie :

Il est responsable de la politique énergétique au niveau national. Son rôle se focalise sur la définition, la mise en œuvre et le suivi de la politique sectorielle. Il se charge également de la fixation des principes de tarification, la planification de l’électrification rurale et la conception de la réglementation des normes techniques et de qualité de service. Par ailleurs, le Ministère de l’énergie joue un rôle majeur sur la négociation avec les partenaires financiers du secteur.

I.4.2.2. La JIRAMA :

C'est la compagnie nationale d'eau et d'électricité de Madagascar. Crée le 17 octobre 1975, son capital est détenu à 100% par l'Etat Malagasy, tout en étant régie par le droit commun des sociétés anonymes.

Depuis la loi 98-032, la JIRAMA n'a plus le monopole, toutefois, elle reste le plus grand producteur national d'électricité. Elle est administrée par un Conseil d'Administration dont le Président est nommé par le Chef de l'Etat par décret; les membres sont composés d'une part, par les représentants de l'Etat, notamment des ministères de tutelle : Ministère de l'Eau, Ministère de l'Energie, Ministères des Finances et du Budget, Ministère de l'Economie, Ministère du Commerce et de l'Industrie ; et d'autre part, par trois (3) représentants des employés.

I.4.2.3. L’Office de Régulation de l’Electricité

C'est une institution publique qui joue le rôle d'interface entre les opérateurs et l'Etat. Elle assure la transparence nécessaire au bon fonctionnement du secteur. Elle est chargée de déterminer et de publier les tarifs de l'électricité, de surveiller le respect des normes de qualité de service, d'effectuer toutes les investigations qu'elle juge nécessaire pour faire respecter les dispositions légales et réglementaires régissant le secteur, de prononcer des injonctions et des sanctions. Elle assure le contrôle du respect des droits et obligations des parties (Autorité concédante, Opérateurs et consommateurs).

I.4.2.4. L’Agence de Développement de l’Electrification Rurale :

Cette institution est chargée de piloter le Programme national d'électrification rurale et de gérer le Fonds National de l'Electricité créé par la Loi N° 2002-001 du 07 Octobre

2002 pour des éventuelles subventions d'investissements afin de promouvoir le développement de l'électrification dans les zones rurales et périurbaines.

I.4.2.5. Les Opérateurs Privés et bailleurs de fonds

Ce sont les partenaires techniques et financiers de l'Etat dans la mise en œuvre de la politique énergétique fixées par le gouvernement.

II. DIAGNOSTIQUE ET ANALYSE DES RESULTATS

Au cours de cette partie, nous réaliserons d'abord l'étude diagnostique de la situation de l'offre et de la demande en électricité. Ensuite, nous procéderons à une étude analytique du prix de l'électricité et pour finir, nous ferons l'état des lieux des potentiels des énergies renouvelables à Madagascar.

II.1. OFFRE ET DEMANDE D'ELECTRICITE A MADAGASCAR

Pour mieux répondre aux impératifs de développement économique basé sur l'économie de marché, la libéralisation des activités de production d'électricité a été entamée par l'Etat Malagasy en Décembre 1998. Les activités de transport et de distribution restent toujours du ressort de la société JIRAMA. Cette disposition offre aux opérateurs privés l'opportunité d'intervenir dans le secteur par le biais des IPP (Independent power producer). Toutefois, une décennie plus tard, les opérateurs y répondent très timidement. La Jirama reste toujours en position de monopole sur le marché. A l'exception de quelques localités, elle assure la quasi-totalité de la production et de la vente d'électricité à Madagascar. L'offre, par conséquent, reste tributaire de la production de la Jirama et donc tributaire de son équilibre de trésorerie.

II.1.1. SITUATION ACTUELLE DE L'OFFRE D'ELECTRICITE

Il s'agit ici de diagnostiquer la capacité installée, la production d'électricité et le taux d'électrification.

II.1.1.1. La capacité installée

Les moyens de production électrique à Madagascar sont principalement des centrales thermiques fonctionnant au Gasoil et au Fuel Oil et des centrales hydrauliques.

Le système électrique national est composé des trois réseaux interconnectés (RI Antananarivo, RI Toamasina et RI Fianarantsoa) et des centres autonomes. Les sites de production sont répartis dans 109 localités classées en 7 régions. La puissance installée sur tout le territoire national est de l'ordre de 447MW en 2011, dont 71% de puissance thermique et 29% de puissance hydraulique (Cf. tableau N°1).

Tableau N°1 : Puissance installée de la JIRAMA de 2000 à 2011 (en MWh)

Année	Hydraulique	Thermique	Total puissance installée
2000	105	137	242
2001	105	139	244
2002	105	139	244
2004	105	179	284
2005	105	194	299
2006	105	203	308
2007	105	211	316
2008	124	265	388
2009	124	306	430
2010	132	296	428
2011	128	319	447

Source : JIRAMA 2012

En comparant la puissance totale installée entre l'année 2000 et l'année 2011, on a enregistré une croissance moyenne annuelle de l'ordre de 6,57%. Cette hausse est surtout attribuée à la production thermique qui progresse au rythme annuelle 9,28% contre 2,15% pour l'hydroélectricité. Les trois sites potentiels de l'hydroélectricité se situent dans le réseau interconnecté d'Antananarivo, à savoir la centrale d'Andekaleka (58 MW), la centrale Mandraka (24 MW) et la centrale d'Antelomita (8,16 MW).

II.1.1.2. La production nationale d'électricité

En 2011, la production totale d'électricité s'élève à 1 267 Gwh dont 54% est d'origine hydraulique et 46% est d'origine thermique (Cf. tableau N°2). La production d'origine solaire ne représente qu'une valeur insignifiante sur la production totale.

Tableau N°2 : Production électrique de la JIRAMA de 2000 à 2011 (en MWh)

PERIODE	PRODUCTION HYDRAULIQUE	PRODUCTION THERMIQUE	PRODUCTION SOLAIRE	PRODUCTION BRUTE
2000	539 649	240 198	-	779 847
2001	563 963	269 976	-	833 939
2002	535 403	244 598	-	780 001
2003	611 673	286 633	-	898 306
2004	637 001	346 417	-	983 418
2005	647 903	340 504	-	988 407
2006	637 922	365 640	4	1 003 566
2007	719 082	332 668	4	1 051 754
2008	699 652	404 087	4	1 103 743
2009	740 389	362 656	4	1 103 049
2010	710 960	478 836	4	1 189 800
2011	690 337	577 322	8	1 267 667

Source : JIRAMA, 2012

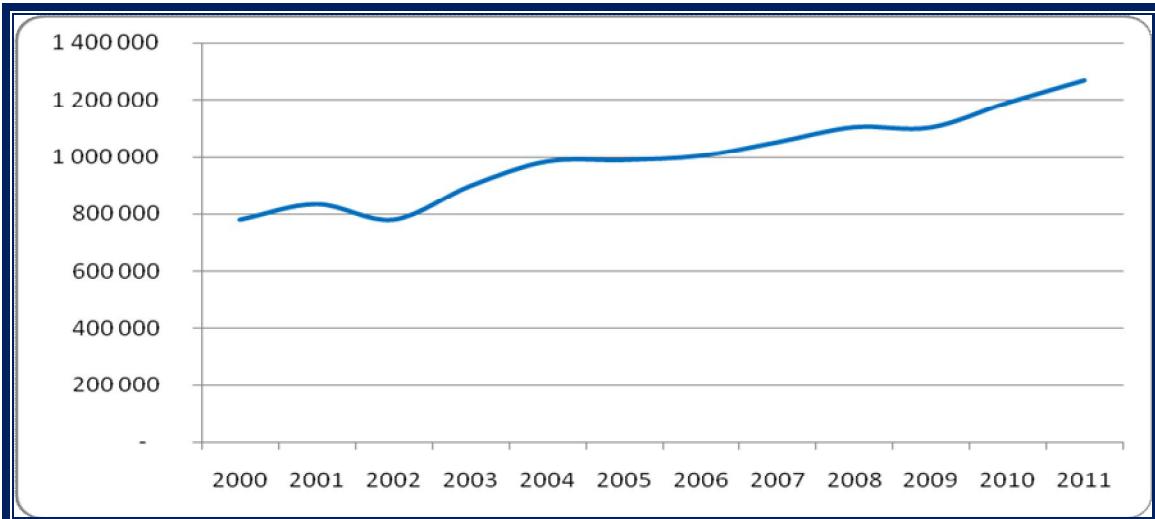


Figure N°1 : Evolution de la production de la JIRAMA de 2000 à 2011 (en MWh)

A la lecture de la figure ci-dessus, il est constaté qu'entre les années 2000 et 2011, la production de l'électricité reste quasiment constante.

Il faut souligner également que la production subit des pertes assez considérables, à titre d'exemple, nous allons représenter dans le tableau N°3 ces pertes pour l'année 2005 à 2010.

Notons la formule de ces pertes :

$$\text{Perte} = \frac{\text{Energie produite} - \text{Energie vendue}}{\text{Energie produite}} \times 100$$

Tableau N°3 : Quantification des pertes électriques de 2005 à 2010 (en MWh)

	Unité	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Production brute	MWH	988 407	1 003 561	1 051 750	1 103 746	1 103 052	1 189 804
Total des ventes	MWH	753 715	778 291	783 842	852 237	791 003	843 950
Rendement	%	76%	78%	75%	77%	72%	71%
Perte	%	24%	22%	25%	23%	28%	29%

Source : JIRAMA, 2012

Il ressort de ce tableau que l'acheminement de l'énergie produite sur le site jusqu'au consommateur final subit des défaillances plus ou moins importantes. Les pertes sont de deux types, les pertes techniques et les pertes illicites. Les pertes techniques sont dues au transport (effet joule) et à la transformation (courant magnétique) de l'électricité alors que les pertes illicites sont le plus souvent attribuées aux fraudes.

II.1.1.3. Production d'électricité par province

Pour plus de visibilité, une analyse de la répartition de production par province s'avère nécessaire. Ainsi, en prenant l'année 2010, le tableau N°4 qui suit montre que la production électrique est concentrée dans le réseau interconnecté d'Antananarivo avec un taux de 71,64% de la production totale, 92% de l'hydroélectricité et 42% de l'énergie thermique.

Pour les provinces d'Antsiranana, de Tuléar et de Mahajanga, les productions sont exclusivement d'origine thermique avec des taux respectifs de 7,82%, 3,28% et 5,50% par rapport à la production totale.

Tableau N°4 : Répartition de la production électrique en 2010 (1000 KWh)

PROVINCE	HYDRAULIQUE	%	THERMIQUE	%	TOTAL	%
RI TANA - ANTSIRABE	652 305	92%	200 116	42%	852 422	71,64%
R.I. FIANARANTSOA	26 289	4%	15 191	3%	41 480	3,49%
ANTSIRANANA		0%	93 086	19%	93 086	7,82%
MAHAJANGA		0%	65 430	14%	65 430	5,50%
TOAMASINA	32 365	5%	65 984	14%	98 349	8,27%
TOLIARY		0%	39 029	8%	39 029	3,28%
	710 959	100%	478 836	100%	1 189 796	100,00%

Source : JIRAMA, 2012

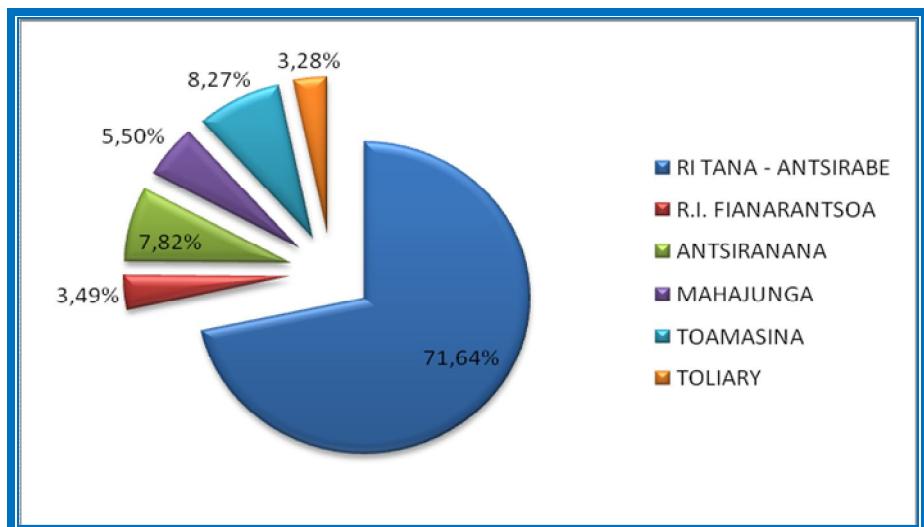


Figure N°2: Répartition de la production électrique par province en 2010

En fusionnant les données sur la répartition de production électrique par province avec le nombre de la population par province, nous avons le tableau ci-dessous :

Tableau N°5 : Rapport entre la production d'l'électricité et le nombre de la population par provinces, année 2010

	PRODUCTION DE L'ELECTRICITE (1000 KWh)		NOMBRE DE POPULATION	
	PROVINCE	VALEUR	%	VALEUR
ANTANANARIVO	852 422	71,64%	5 848 632	29,04%
FIANARANTSOA	41 480	3,49%	4 188 163	20,79%
ANTSIRANANA	93 086	7,82%	1 549 995	7,70%
MAHAJANGA	65 430	5,50%	2 425 127	12,04%
TOAMASINA	98 349	8,27%	3 073 494	15,26%
TOLIARY	39 029	3,28%	3 056 604	15,18%
	1 189 796	100%	20 142 015	100%

Source : JIRAMA, 2012 et INSTAT

En faisant l'analyse par rapport au nombre de la population par province, on peut voir la répartition inéquitable par province de la production d'électricité. La concentration de la production dans la province d'Antananarivo à 71,64% de la production totale n'est pas justifiée par le nombre d'habitants dans cette province. Pour les provinces de Toamasina, de Toliary et de Fianarantsoa, les pourcentages de la population sont respectivement de 15,26%, 15,18% et 20,79%, soit en totalité 51,23% de la population nationale alors que la production d'électricité dans ces trois provinces ne représente que 15,04% de la production nationale.

II.1.2. SITUATION ACTUELLE DE LA DEMANDE

L'analyse de la demande nous conduit d'abord à étudier le bilan énergétique national. Cet un outil qui décrit la répartition des consommations énergétiques du pays par sources d'énergie disponibles. Ensuite, nous procéderons à l'analyse de l'évolution de l'accès à l'électricité. Des études de la consommation nationale d'électricité par secteurs et par classe d'activités seront également effectuées et cette section sera finalisée par une analyse comparative de la consommation d'électricité par habitant de quelques pays d'Afrique et pays développés.

II.1.2.1. Le bilan énergétique

Le secteur de l'énergie à Madagascar a fait l'objet de plusieurs études au cours des dernières années. Les informations utiles que nous avons puisées dans ces documents touchent principalement les données requises pour le bilan énergétique et les informations

sur la ventilation de la consommation des différentes énergies. Les données fiables et vérifiées le plus récemment remontent à 2007.

Tableau N°6 : Bilan énergétique par source pour l'année 2007 (en kTEP)

Sources	Consommation réelle	%
Bois énergie	3083,2	82%
Hydrocarbures	558,7	15%
GAZ LIQUEFIE	8,0	0,2%
ESSENCES	84,4	2,3%
JET FUEL	53,0	1,4%
PETROLE LAMPANT	34,1	0,9%
GASOIL	350,8	9,4%
FUEL OIL	28,4	0,8%
Electricité	69,1	2%
Charbon	28,0	1%
TOTAL	3 739,0	100%

Source : Ministère de l'énergie

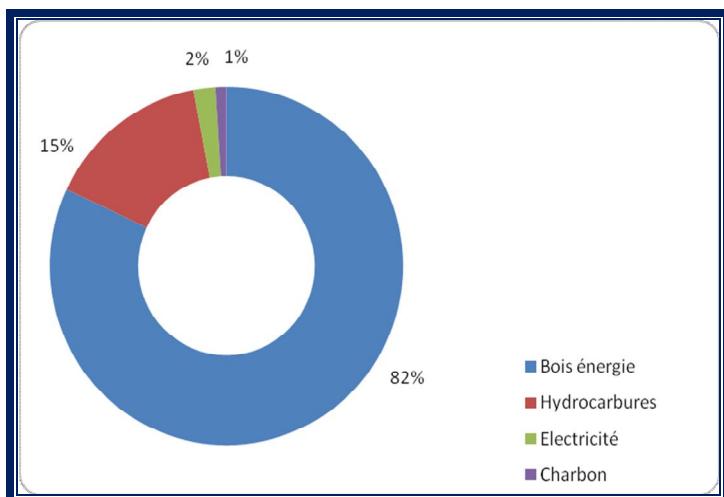


Figure N°3 : Structure de consommation par type d'énergie

Deux éléments principaux attirent notre attention sur l'analyse du tableau et graphique ci-dessus. D'abord la prépondérance du bois et de son dérivé le charbon de bois. On constate que le bois contribue en 2007 à satisfaire les 82% de la consommation d'énergie de Madagascar. Cette prédominance de l'utilisation du bois contribue fortement à la déforestation et à la dégradation de l'environnement. Selon le rapport du ministère de l'énergie, seul un tiers des bois consommés est d'origine des sources renouvelables (bois des plantations gérées) et les deux tiers sont coupés dans les forêts naturelles.

Le bois est principalement utilisé directement à des fins énergétiques et transformé en charbon de bois. Dans son rapport daté de 2007, USAID estime que la consommation annuelle de charbon de bois dans les zones rurales est insignifiante, alors qu'il est de 1,75 m³/personne dans les zones urbaines.

Dans l'ensemble pour l'année 2005, le bois de chauffe était responsable de la perte de 9,026 millions de m³ de bois et le charbon de bois, de la perte de 8,58 millions de m³ de bois selon cette même source (USAID).

Le deuxième élément à souligner est la part de l'électricité dans la consommation réelle de l'énergie nationale. En effet, l'électricité ne participe qu'à satisfaire les 2 % des besoins énergétiques globaux du pays. Cette situation consigne le déséquilibre entre l'offre et la demande en électricité.

- Consommation d'énergie par secteur d'activité

La consommation finale d'énergie par secteur est globalement caractérisée par une forte présence du secteur des ménages dans la consommation totale d'énergie (65%) contre 21% pour le secteur Industriel, 11% pour le secteur des transports et 3% pour le secteur commerce et service.

Tableau N°7 : Bilan énergétique par secteur pour l'année 2007 (en kTEP)

Secteurs	Consommation réelle	%
TRANSPORT	418,6	11%
INDUSTRIE MANUFACTURE, CONSTRUCTION	770,1	21%
RESIDENTIEL	2 424,1	65%
COMMERCE, SERVICE, PUBLIC	121,5	3%
AGRI PECHE SYLVICULTURE	4,6	0,12%
TOTAL SECTEURS	3 739,0	100%

Source : Ministère de l'énergie

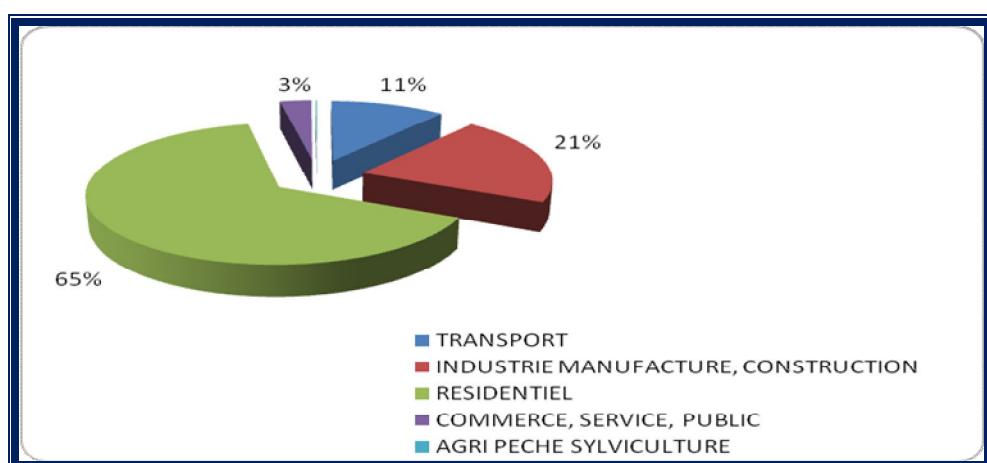


Figure N°4 : Structure de consommation par secteur d'activités

▪ Comparaison bilan énergétique 1989-2007

Dans le tableau qui suit, nous allons comparer le bilan énergétique de l'année 1989 à celui de l'année 2007 afin de retracer l'évolution constatée.

Tableau N°8 : Consommations énergétiques en tep pour les années 1989 et 2007

Sources	1989	2007
Bois énergie	81,7%	82%
Hydrocarbures	13,6%	15%
Bagasse	2%	
Electricité	2%	2%
Charbon	0,4%	1%
TOTAL	100%	100%

Source : Monographie sur l'énergie 1992, Les données de 1989

En comparant les données réelles collectées pour ces deux années, on remarque que la situation est demeurée relativement inchangée de 1989 à 2007. Ce, malgré la mise en œuvre des différentes réformes de la politique énergétique à Madagascar. La part de l'électricité reste minime par rapport à la consommation totale du pays.

II.1.2.2. L'accès à l'électricité

Une faible minorité de la population malgache a accès à l'électricité. A la fin de 2009, Cf. tableau N°9 ci-dessous, le nombre d'abonnés de la JIRAMA se révélait inférieur à 408 003 – ce qui représente, rapporté à la population du pays, environ un abonné pour 47 habitants.

Tableau N°9 : Nombre des abonnés en électricité de la JIRAMA de 2005 à 2011

PERIODE	INDUSTRIELS (MT/HT)	RESIDENTIELS	PME -SERVICES	ECLAIRAGE PUBLIC	TOTAL ABONNES
2005	906	390 989	8914	1091	401 900
2006	891	393 111	8662	1113	403 777
2007	900	383 909	8557	1030	394 396
2008	993	386 947	7796	991	396 727
2009	908	398 340	7646	1109	408 003
2010	912	413 999	7844	1130	423 885
2011	976	434 485	7981	1133	444 575

Source : JIRAMA, 2012

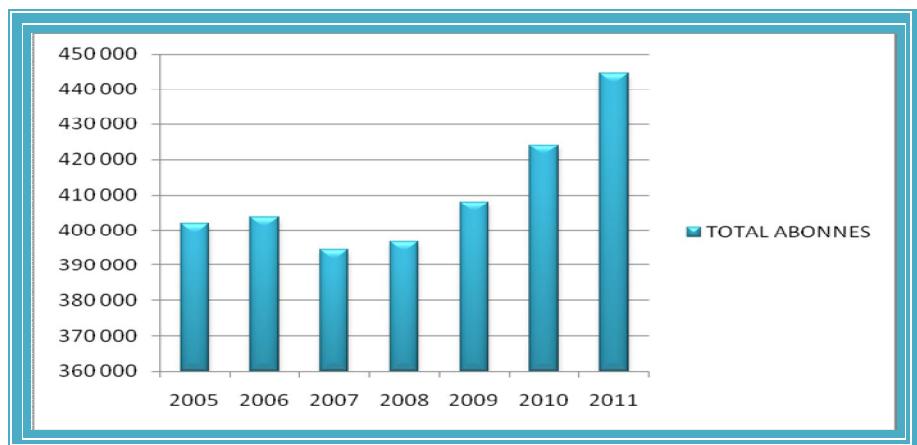


Figure N°5 : Evolution du nombre des abonnés de la JIRAMA de 2005 à 2011

Lorsque l'on examine les tendances récentes en matière d'électrification, on peut conclure que le secteur a largement stagné au cours des dernières années. Sur la période 2005-2008, le nombre d'abonnés de JIRAMA est resté quasiment stable (+ 1,73 % par an en moyenne) alors que la population malgache croît d'environ 2,5 % par an. Le taux d'accès de Madagascar à l'électricité n'a donc pas progressé sur la période. En ce qui concerne la production de la JIRAMA, elle a crû de 4,2 % par an en moyenne sur la même période, ce qui est bien inférieure à la progression du PIB en volume.

En comparant le nombre d'abonné « Clients Résidentiels » par rapport à l'évolution de la croissance démographique publiée par l'INSTAT en 2010, on obtient le taux d'électrification suivant la formule suivante :

$$\text{Taux d'électrification} = \frac{\text{Population totale}}{\text{Nombre des ménages abonnés} \times \text{taille de ménage}} \times 100$$

Tableau N°10 : Le Taux d'électrification

ANNEE	2005	2006	2007	2008	2009
POPULATION TOTALE -(en milliers)	17 530	17 525	18 016	18 519	19 039
TAILLE DE MENAGE	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
ABONNE - RESIDENTIEL	390 989,0	393 111,0	383 909,0	386 947,0	398 340,0
TAUX D'ELECTRIFICATION	10,93%	10,99%	10,44%	10,24%	10,25%

La lecture de ce tableau montre la fragilité de l'offre de l'électricité dans le pays. Entre les années 2005 et 2009, seulement autour de 10% des ménages malgaches ont eu accès à l'électricité.

■ Les réseaux urbains

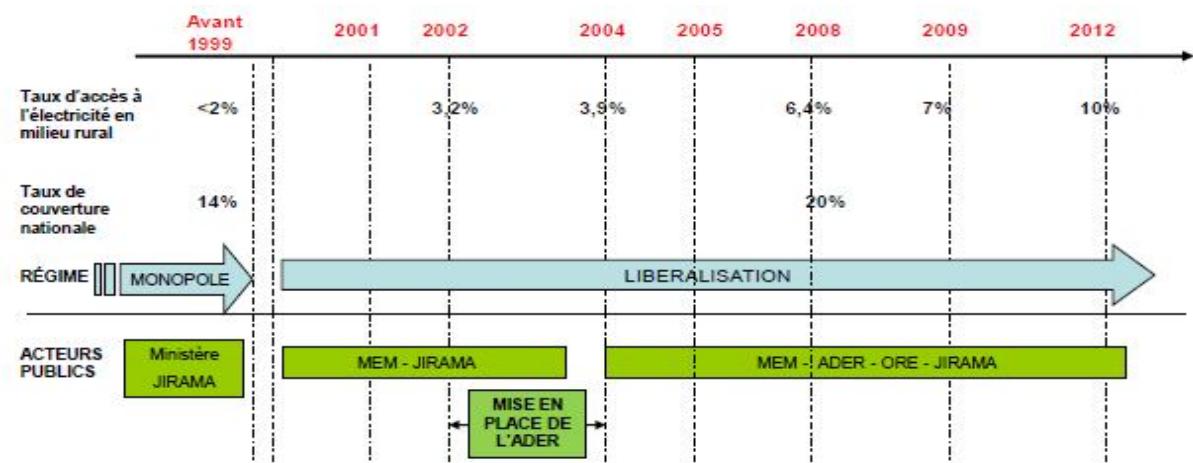
En contraste avec la demande croissante, les réseaux électriques urbains actuellement souffrent d'une dégradation, due au manque d'investissements dans les centrales de production et les réseaux de distribution pendant des décennies. Les délestages aussi bien accidentels que tournants se multiplient et ils font l'objet de remarques et critiques presque quotidiennes dans les média. Il est à souligner que cette situation nuit au commerce. A titre indicatif, durant le dernier trimestre de l'année 2011, d'après le Syndicats des industries de Madagascar (SIM) le délestage de la JIRAMA a généré une perte financière et perte en matériels de l'ordre de 2 Millions USD².

Dans la prochaine décennie, le besoin en investissement est immense. Il reste également un gros effort à faire pour électrifier environ un quart de la population urbaine qui reste toujours sans accès à l'électricité.

■ L'électrification rurale

A Madagascar, le taux moyen d'accès à l'électricité dans la zone rurale reste toujours très faible. En 2009, d'après l'ADER ce taux est de 7%. En 2008, sur 1590 communes rurales, seulement environ 300 sont éclairées, soit un taux de couverture de l'ordre de 20%, Cf. tableau ci-dessous :

Tableau N°11 : Etat des lieux de l'électrification rurale à Madagascar de 1999 à 2012



Source : ADER, 2009

La lecture du tableau ci-dessus consigne une amélioration de la situation de l'électrification rurale depuis la mise en place de l'ADER. En effet, avec la libéralisation

² Midi Madagascar du 17/02/2012

du secteur électrique, plusieurs opérateurs privés, avec l'appui de l'ADER, ont réalisés des projets de production d'électricité d'origine thermique ou hydraulique ou éolienne dans les différentes régions rurales de Madagascar. De ce fait, le taux d'électrification rurale a augmenté de 3,2% à 7% de 2002 à 2009. Toutefois, cette évolution reste toujours minime par rapport à ce qui reste à faire.

II.1.2.3. La consommation d'électricité

Au vu des statistiques aux cours des années 2005 à 2009 (Cf. Tableau N°12), les ménages s'affichent comme les gros consommateurs d'électricité à Madagascar. En 2009, Ils ont absorbé les 50,3% de l'offre. Viennent ensuite les secteurs secondaire et tertiaire, dont les consommations ont représenté respectivement 33,6% et 14,7% de la consommation globale. Par rapport à l'année 2008, la consommation des ménages a enregistré une baisse de 4,8% ; Celle du secteur tertiaire de 9,5%.

Cependant, force est de constater que, les deux dernières années, la consommation du secteur primaire regroupant l'Agriculture, l'Elevage et la Sylviculture, a connu une forte croissance, de l'ordre de 41,2% en 2008 et de 42,7% en 2009.

Tableau N°12 : Consommation d'électricité par secteur de 2005 et 2009 (1000 KWh)

REPARTITION SECTORIELLE	2 005	2 006	2 007	2 008	2009*
Ménages	381 298	393 048	401 889	433 806	413 100
Secteur primaire	2 374	1 900	1 574	2 222	3 170
Secteur secondaire	274 971	263 868	277 261	275 832	275 727
Secteur tertiaire	107 632	111 191	115 296	133 488	120 810
Eclairage public	9 152	8 284	7 702	6 890	8 453
TOTAL	775 427	778 291	803 722	852 238	821 260

(*) Extrapolation pour les trois derniers mois

Source : Situation économique au 01/01/2010, INSTAT, Avril 2010

- Comparaison par rapport aux pays d'Afrique et aux pays riches

Madagascar consomme en moyenne 792 GWH d'électricité annuellement. D'après le tableau qui suit, cette répartition est plus ou moins stable de 2005 à 2009. Il est donc constaté que le niveau de consommation moyenne par habitant est très faible avec 44 Kwh d'équivalent en électricité, soit 38kg d'équivalent en pétrole par tête³.

³ 1 Kilogramme Equivalent à Pétrole équivaut à 11,6 KWH (Agence Internationale de l'Energie)

Tableau N°13 : Consommation par habitant en électricité de 2005 à 2009

ANNEE	UNITE	2005	2006	2007	2008	2009	Moyenne
POPULATION TOTALE	Milliers	17 530	17 525	18 016	18 519	19 039	18 126
CONSOMMATION TOTALE	1000Khw	753 715	778 291	783 842	852 237	791 003	791 818
CONSOMMATION PAR TETE	KWH	43	44	44	46	42	44

Source : INSTAT et JIRAMA

Le tableau qui suit montre la comparaison de la consommation d'électricité par habitant, de Madagascar par rapport aux quelques pays d'Afrique et pays développés.

Tableau N°14 : Comparaison de consommation par habitant d'électricité entre pays d'Afrique et pays développés

PAYS D'AFRIQUE	PIB par habitant US\$	Consommation KWH/hab	PAYS DEVELOPPE	PIB par habitant - US\$	Consommation KWH/hab
Madagascar	900	44	Chine	8 400	2 385
Malawi	900	99	United States	48 100	14 169
Togo	900	96	Japon	34 300	6 787
Ethiopie	1 100	44	Russie	16 700	6 245
Guinée	1 100	74	Inde	3 700	548
Guinée-Bissau	1 100	38	Canada	40 300	17 370
Mozambique	1 100	583	Germany	37 900	6 717
Mali	1 300	34	France	35 000	6 847
Rwanda	1 300	20	Brésil	11 600	2 237
Uganda	1 300	60	Maurice	15 000	1 655

Sources : Central Intelligence Agency et Les statistiques mondiales

<https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2038rank.html>;
<http://www.statistiques-mondiales.com/>)

D'après ce tableau, comparé aux pays d'Afrique qui ont la même proportion de PIB par habitant, la consommation d'électricité de la population malgache reste encore parmi les plus basses ; la consommation de Malawi et celle de Togo, qui sont des pays non producteurs de pétrole, représente chacune le double de notre consommation. Mozambique, un des pays non producteurs de pétrole d'Afrique, enregistre le taux de consommation d'électricité le plus élevé avec 583KWh/hab.

Par rapport aux pays développés, la consommation d'électricité pour Madagascar s'avère très insignifiante.

II.1.3. LE PRIX DE L'ELECTRICITE A MADAGASCAR

Cette section essaiera d'apporter une meilleure visibilité sur les facteurs qui déterminent le prix de l'électricité à Madagascar en jetant en premier lieu un coup d'œil sur le contexte énergétique mondial. Après, une analyse de la structure de coût de l'électricité sera effectuée et enfin, une étude comparative par rapport aux pays d'Afrique terminera cette section.

II.1.3.1. Contexte énergétique mondiale

Le contexte énergétique mondial montre actuellement des signes inquiétants de fragilité et d'instabilité dus notamment à la menace qui pèse sur la disponibilité des ressources pétrolières. Ceci pour plusieurs facteurs :

- Le Facteur géologique : les réserves mondiales sont limitées,
- Le Facteur économique : les besoins énergétiques des pays émergeants, avec en tête la Chine et l'Inde, pèsent sur les marchés pétroliers.
- Le Facteur stratégique : l'utilisation du pétrole comme « arme » par les pays producteurs de la région du Golfe, eu égard aux divergences de vues sur la conduite des affaires sur le plan politique.

De tout ce qui précède, remarque est faite que la demande d'énergie primaire poursuit sa croissance mais sa répartition géographique se modifie.

C'est ainsi que la zone Asie Pacifique enregistre aujourd'hui plus de 31% de la consommation mondiale contre moins de 20% au début des années soixante-dix.

Le poids relatif des régions développées diminue (USA de 28 à 20%, Union Européenne de 19 à 15%). Les experts tablent sur une croissance de consommation moyenne de l'ordre de 1,7% par an pour les prochaines décennies ce qui conduit à prévoir le doublement de la demande mondiale, soit une consommation de 20 milliards de tep dans les années 2040 – 2050.

Le tableau suivant résume la situation actuelle des réserves d'énergies en ce qui concerne les hydrocarbures, le charbon et le gaz naturel.

Tableau N°15 : Réserves d'énergies primaires fossiles (base 2010)

	Unité	Réserves Mondiales prouvées	Consommation mondiale (par an)	Durée au rythme actuel de consommation (en année)
Pétrole	Millions de barils	1 383 207	31 894,48	43
Gaz naturel	Billions mètres cube	187 142	3 169,03	59
Charbon	Millions tonnes	860 938	3 555,77	242

Source: Bp statistical review of world energy full report 2011

De l'année 1990 à l'année 2010, il a été constaté une augmentation de la consommation mondiale en pétrole de l'ordre de 26%. D'après la prévision par rapport aux réserves mondiales prouvées à la fin de l'année 2010, les approvisionnements mondiaux en pétrole risqueront d'être confrontés à des tensions dans environ quarante trois années, compte tenu de l'épuisement de stock. Pour le gaz naturel et le Charbon, avec le rythme actuel de consommation, les stocks seront respectivement épuisés dans 59 ans et 242 ans.

Cette modification de la structure de l'offre et de la demande mondiale en pétrole a engendré une hausse exponentielle du prix entre l'année 2000 à 2010, cf. tableau N°16 ci-après⁴.

Tableau N°16 : Evolution du prix du baril de pétrole de 2000 à 2010

Année	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
\$ du jour	28,5	24,44	25,02	28,83	38,27	54,52	65,14	72,39	97,26	61,67	79,5
\$ 2010	36,08	30,1	30,33	34,17	44,17	60,87	70,46	76,13	98,5	62,68	79,5

Source: Bp statistical review of world energy full report 2011

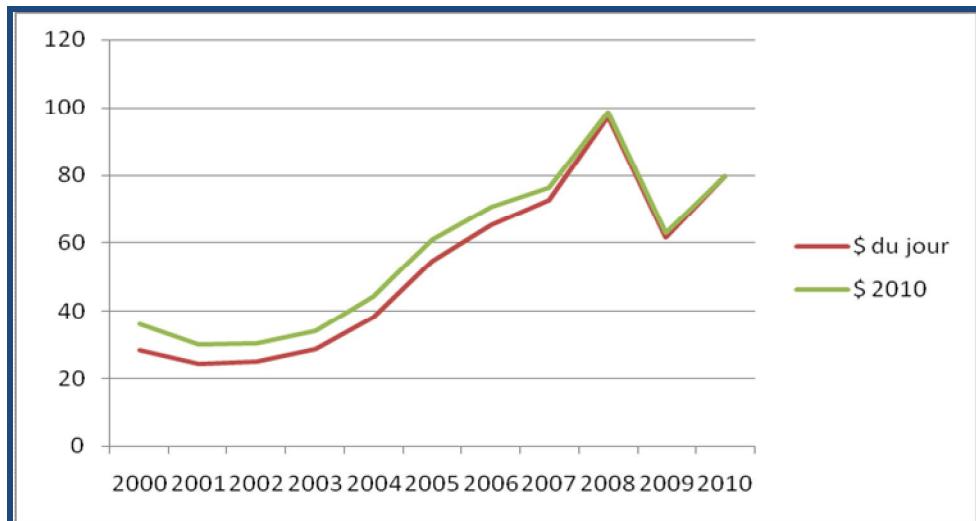


Figure N°6 : Evolution du prix du baril de pétrole de 2000 à 2010

⁴Il est présenté en Annexe 2 l'évolution du prix de baril de 1861 à nos jours

II.1.3.2. Le système d'indexation du tarif de l'électricité à Madagascar

La formule d'indexation du tarif de l'électricité est fixé par Arrêté N° 3910/2009-Ministère de l'Energie du 17 juin 2009 portant modalités d'ajustement des Tarifs de Vente d'Electricité. Les paramètres économiques d'indexation ont été fixés par l'Article 2 dudit Arrêté .Ainsi il a été instauré qu'afin de compenser l'effet de l'évolution de l'environnement économique, les tarifs de vente d'électricité seront ajustés par indexation, en fonction des évolutions des paramètres économiques, à savoir :

- l'indice des prix à la consommation (J) du ménage malgache,
- l'index des valeurs des produits importés (D) par rapport aux taux de change (USD ou EURO) et par rapport aux indices des prix de ces produits dans leur monnaie d'origine (USD ou EURO),
- le prix d'achat du gasoil à la pompe (G), en USD par litre.

L'indexation du prix de l'énergie s'obtient par la formule :

$$E_t = E_{t-1} \times \Delta L$$

$$\Delta L = [0.071 \Delta J + 0.048 \Delta D + 0.881 \Delta G]$$

Avec

- ΔJ la variation de l'indice de prix à la consommation entre les deux périodes d'ajustement.
- ΔD la variation de l'index des produits importés entre les deux périodes d'ajustement.
- E_t ΔG la variation du prix à la pompe du gasoil entre les deux périodes d'ajustement.

II.1.3.3. La structure de coût de production d'électricité de la JIRAMA

Le tableau ci-après nous donne, la consommation spécifique moyenne en gasoil pour des groupes électrogènes de la société JIRAMA fonctionnant au gasoil et au fuel lourd. La consommation spécifique en carburant est la quantité en gramme de gasoil nécessaire pour produire 1 Kilowattheure d'énergie électrique. Pour l'ensemble des groupes de la JIRAMA à Madagascar, la moyenne est de 241.9 g /KWh.

Tableau N°17 : Consommation spécifique moyenne des groupes Diesel de la JIRAMA, 2010

CSP COMBUSTIBLE	UNITE: G/KWH	2010
DIR TANA 1 et 2	CSP GO	245,4
DIR TOAMASINA	CSP GO	241,9
DIR MAHAJANGA	CSP EQUIVALENTE	243,0
DIR FIANARANTSOA	CSP GO	258,1
DIR ANTSIRANANA	CSP EQUIVALENTE	236,6
DIR ANTSIRABE	CSP GO	253,1
DIR TOLIARY	CSP GO	242,2
ENSEMBLE	CSP EQUIVALENTE	241,9

Source : JIRAMA -Rapport annuel 2011

En considérant que la densité du gasoil est de 840g/litre⁵, il faut donc 0,29 litre de gasoil pour produire 1 kilowattheure. Avec un prix de gasoil à 2400 Ariary le litre, le cout de production d'un KWH est au moins de **696 Ariary**, sans compter les autres charges et les pertes.

II.1.3.4. L'évolution des tarifs de l'électricité

Le tableau ci-dessous consigne l'évolution de prix du gasoil à la pompe et le prix de l'électricité Ar/KWh de 2005 à 2012.

Tableau N°18 : Evolution du prix du gasoil et prix de l'électricité de 2005 à 2012

ANNEES	Unité	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Prix à la pompe Gasoil	Ar/l	1596	1740	1930	2370	2200	2400	2493	2680
Prix de l'électricité Ar/KWh	1ère tranche	120	126	140	140	141	141	141	141
	2ème tranche	500	525	605	605	620	620	620	620

Source : ORE et OMH

Nous pouvons voir sur ce tableau qu'entre 2009 et 2011, le prix à la pompe passait de 2200 Ariary à 2493 Ariary soit une hausse de 13 % alors que le prix de l'électricité a stagné. Autrement dit, les textes sur l'indexation des tarifs de l'électricité en fonction de celui du carburant n'ont pas été respectés.

II.1.3.5. Impact du gel de tarif sur la santé financière de la société JIRAMA

En 2009, les conditions de production permettaient encore à cette société de s'en sortir financièrement tant bien que mal. Effectivement, au cours de cette période, si le coût de revient unitaire d'un kilowattheure (KWh) s'élevait à 320 ariary, le prix moyen de vente

⁵ Source www.economie.com/les-carburants-petroliers-646.htm

du KWh était de 367 ariary. Ce qui lui accordait une marge bénéficiaire de 47 ariary/KWh.

Mais à partir de 2010, la situation s'est dégradée : la Jirama a été amenée à vendre à perte sa production. En 2010, si le coût de revient unitaire du KWh était de 464 ariary, le prix moyen de vente du KWh était de 352 ariary, soit une perte de 112 ariary par KWh. En 2011, la situation a empiré parce que la perte par KWH vendu s'est élevée à 184 ariary (533 ariary de coût de revient par KWh pour 349 ariary de prix moyen de vente du KWh).

Compte tenu du volume global de l'électricité produite, les pertes sont énormes. D'autant plus que les autorités ont décidé de geler les prix à partir de 2010 jusqu'à ce jour après qu'une baisse de 10% des tarifs ait été appliquée en 2009.

Pourtant, le chiffre d'affaires de la société n'a pas cessé de progresser. De 291 milliards d'ariary de chiffres d'affaires en 2009, les ventes sont passées à 297 milliards d'ariary en 2010 pour atteindre les 308 milliards d'ariary en 2011.

Toutefois, cette évolution favorable du chiffre d'affaires n'a pu être appréciée à juste titre en raison de la hausse plus sensible des charges d'exploitation (226 milliards en 2009, 339 milliards en 2010 et 435 milliards en 2011). L'achat de gasoil et de fuel lourd pour les centrales thermiques a pris la part la plus importante sur ces charges. En effet, en 2009, cette dépense à elle seule, accaparaît déjà 75% des charges de fonctionnement. Ce chiffre a augmenté à 81% en 2010, et à 87% en 2011.

Cette hausse pour l'achat des combustibles s'explique par la combinaison de différents facteurs. En premier lieu, il y a avant tout le recours plus renforcé à la production thermique en raison de l'insuffisance de la production d'électricité par les centrales hydroélectriques (pour cause de sécheresse...). De 33% de la production totale en 2009, la production thermique atteint les 46% en 2011. Or les prix des combustibles fossiles n'ont pas cessé d'augmenter dans des proportions considérables. Et si l'on s'en tient aux dernières déclarations des opérateurs du secteur pétrolier à Madagascar, ces prix vont encore augmenter, Vérité des prix oblige. Par ailleurs, la vétusté de la plupart des centrales thermiques entraîne d'autres charges d'entretien plus fréquent.

II.1.3.6. Le prix de l'électricité sur le marché local et international

- *Le marché local :*

Toutes les sociétés de production d'électricité ont leurs propres prix de vente selon les ressources qu'elles utilisent et leur système de facturation. Ces tarifs ont tous eu l'aval de

l'Organisme de Régulation de l'Electricité ORE. Ci- après, un tableau relatant les prix du kilowattheure :

Tableau N° 19 : Cout du Kilowattheure en dehors du réseau JIRAMA, depuis 2009

LOCALITE	EXPLOITANT	PU KWH Ar	REDEVANCE Ar/Mois	PRIME Ar/ Mois
Ambatosoratra- Ambatondrazaka	EDM	1400	5000	
Ampitatsimo-Ambatondrazaka	MAD'EOLE	1800	2000	2250
Andaingo-Moramanga	VITASOA	3333	1436	
Fandriana	JIRAFI	422	3600	
Sandrandahy- Ambositra	BAGELEC	1100	7000	1500
Ejeda- Ampanihy	NEW LINE ENERGY	1800	7000	
Ranomafana- Brickaville	ELEC&EAU	910	900	5000

Source : ORE –Décembre 2010

Ainsi, comme nous pouvons constater, les prix des autres opérateurs sont largement supérieurs par rapport à celui de la JIRAMA compte tenu des facteurs de production.

▪ Le cout de l'électricité sur le marché d'Afrique et d'Europe :

Cette étude a pour objectif de vérifier le niveau du prix de l'électricité à Madagascar par rapport aux autres pays Africains.

Le choix des pays a été déterminé par les deux critères suivants : pays non producteur de pétrole et pays ayant une même proportion de PIB par habitant. Ceci a été adopté pour éviter une fausse interprétation du résultat.

Tableau N°20 : Comparaison de prix de l'électricité entre pays d'Afrique non producteurs de pétrole, 2009 (en cent USD)

	NIGER	MADAGASCAR	MALAWI	TOGO	ETHIOPIE	GUINEE	MOZAMBIQUE	MALI	RWANDA
Tarif social (E=100kWh/mois)	11,23	9,06	4,17	13,5	4,25	8,7	4,04	15,96	13,99
Usage domestique monophasé (E=200kWh/mois)	11,23	22,93	3,78	13,55	5,09	8,7	10,3	19,79	13,99
Usage domestique triphasé (E=600kWh/mois)	11,23	22,28	3,53	15,55	6,26	8,7	11,3	29,57	13,99
Prix moyen (en cent USD)	11,23	18,09	3,83	14,20	5,20	8,70	8,54	21,77	13,99
PIB/ habitant (USD \$)	800	900	900	900	1100	1100	1100	1300	1300

Source : UPDEA Etude comparative des tarifs d'électricité pratiqués en Afrique – 2009.

A la lecture de ce tableau, il est constaté qu'après Mali, c'est Madagascar qui a le tarif d'électricité le plus élevé avec un prix moyen de 18,09 cent \$US/kWh. Le MALAWI, avec le même PIB par habitant que Madagascar et également pays non producteur de pétrole, arrive à fixer le prix du KWH à 3,83 cent \$US (cinq fois moins).

Ce tarif de 18,09 cent \$US/kWh converti en euro (soit 13,98 cent €/kWh)⁶ prend toute sa signification comparé aux tarifs pratiqués en Europe. A titre d'exemple, le coût de l'électricité le plus élevé en Europe est celui du Danemark avec un prix hors TVA de 18,75 cent €/kWh pour les ménages⁷. Toutefois, il est à noter que le PIB de ce pays par habitant s'élève à 40 200 \$ US.

Si nous nous référons aux pays de la région d'Afrique Australe dont Madagascar fait partie, le prix du KWH à Madagascar est toujours le plus élevé (cf. tableau N°21 ci-dessous).

Tableau N°21 : Comparaison du prix du KWh dans la zone Afrique Australe, 2009 (en cent USD)

	ANGOLA	ZAMBIE	RSA	MOZAMBIQUE	TANZANIE	MADAGASCAR	ZIMBABWE	MAURICE
Tarif social (E=100kWh/mois)	2,08	1,13	4,62	4,04	6,46	9,6	2,07	8,42
Usage domestique monophasé (E=200kWh/mois)	4,48	2,04	4,62	10,25	8,88	23,4	1,46	10,04
Usage domestique triphasé (E=600kWh/mois)	4,48	2,18	4,12	11,34	8,4	22,9	1,01	14,04
Tarif moyen	3,68	1,78	4,45	8,54	7,91	18,6	1,51	10,83

Source : UPDEA Etude comparative des tarifs d'électricité pratiqués en Afrique – 2009.

Il est à noter que les trois premiers pays : l'Angola, la Zambie, et l'Afrique du Sud sont tous des pays producteurs de pétrole et l'Afrique du Sud possède également des centrales nucléaires.

⁶ Cours d'échange Mai 2012 : \$ = € 0,7732 (<http://fr.advfn.com>)

⁷ Source : SOeS d'après Eurostat, enquête sur les prix de l'électricité et du gaz (<http://www.developpement-durable.gouv.fr>)

La Mozambique n'est pas un pays producteur de pétrole mais arrive à satisfaire les 99.9% de ses besoins en électricité à partir de ses ressources hydrauliques. Ce pays dispose encore de 12500 MW de ressources hydrauliques non-exploités⁸.

La Tanzanie produit les 2/3 de ses besoins par des ressources hydrauliques⁹.

L'Ile Maurice produit les 30% de ses besoins en électricité à partir de la bagasse et du charbon. Ce pays ne dépend donc pas seulement des produits pétroliers¹⁰.

L'exception dans cette région d'Afrique Australe, c'est la Zimbabwe : Elle n'a pas de pétrole et n'utilise pas des ressources hydrauliques. Seulement, par décision du gouvernement, la ZESA, l'équivalent de notre JIRAMA nationale, vend à perte au nom du service public¹¹.

⁸ Source : Rapport d'évaluation du Projet Electricité II -Mozambique par Banque Africaine de Développement BAD, 2007

⁹ Source : Rapport du cabinet Hélio International sur les systèmes énergétiques : Vulnérabilité, Adaptation, Résiliences. Etude financée par la Coopération Française, 2009

¹⁰ Source : www.sansconcession.worldpress.com

¹¹ Source www.africaneconomicoutlook.org/fr/countries/southern-africa/zimbabwe

II.2. ENERGIES RENOUVELABLES : POTENTIELS ET HANDICAPS

En matière d'électricité, l'Afrique est le continent des paradoxes : elle est à la fois un géant énergétique par les ressources dont elle dispose, et un nain électrique par les capacités réelles sur lesquelles elle peut s'appuyer aujourd'hui.

En effet, avec 10 % des réserves hydrauliques mondiales économiquement exploitables, avec près de 10 % des réserves mondiales prouvées de pétrole, 8 % des réserves mondiales de gaz, et 3,8 % des réserves mondiales de charbon¹², ce continent offre un gisement considérable de potentiels et de ressources énergétiques. Sans oublier le formidable potentiel solaire, ni les gisements géothermiques de l'est du continent, ou encore les gisements éoliens sur les zones littorales ni, bien sûr, la biomasse.

Pour le cas de Madagascar, le pays ne manque pas de ressources énergétiques pour la production d'électricité, que ce soit hydraulique ou autres. Certaines régions disposent d'un potentiel éolien, et l'énergie solaire est abondante. L'énergie de biomasse, la géothermique, le biocarburant sont présents mais restent encore en phase d'étude. Des prospections en ressources énergétiques fossiles sont également en cours.

L'objectif de cette partie n'est pas de fournir une étude détaillée de toutes ces sources d'énergie disponibles, mais plutôt de fournir une évaluation de la situation nationale, par région, des sources d'énergies exploitables et d'apporter une analyse des facteurs déterminants qui constituent un handicap pour le développement de cette filière.

II.2.1. EVALUATION DES POTENTIALITES

Trois types des sources potentielles seront étudiés, à savoir, l'énergie solaire, l'éolienne et l'hydraulique.

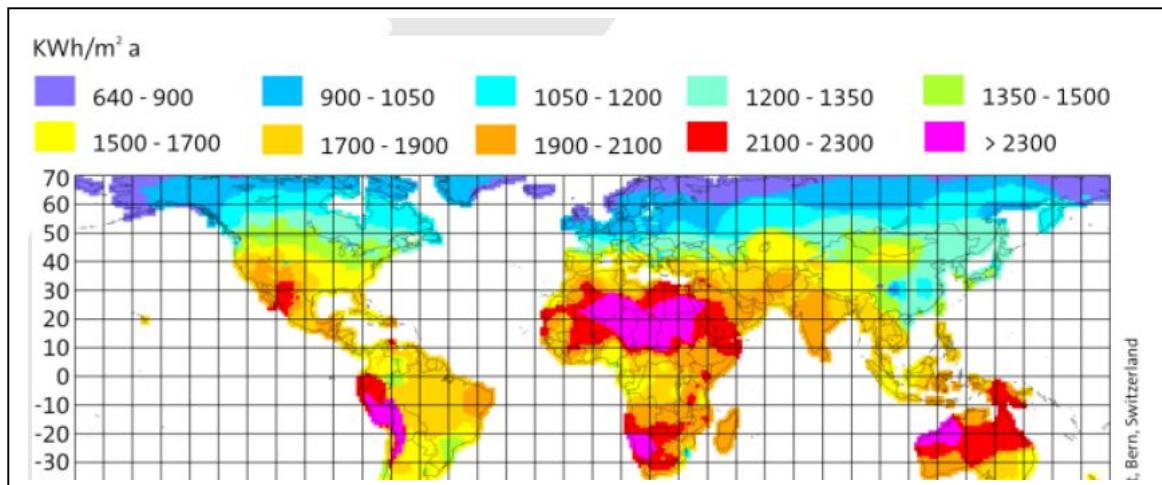
II.2.1.1. L'énergie solaire

L'énergie solaire pour la production de chaleur et d'électricité est la technologie d'énergie renouvelable la mieux connue à Madagascar. Elle est utilisée depuis très longtemps pour sécher les peaux des animaux et les vêtements, conserver la viande, sécher les produits des récoltes et évaporer l'eau de mer pour extraire du sel.

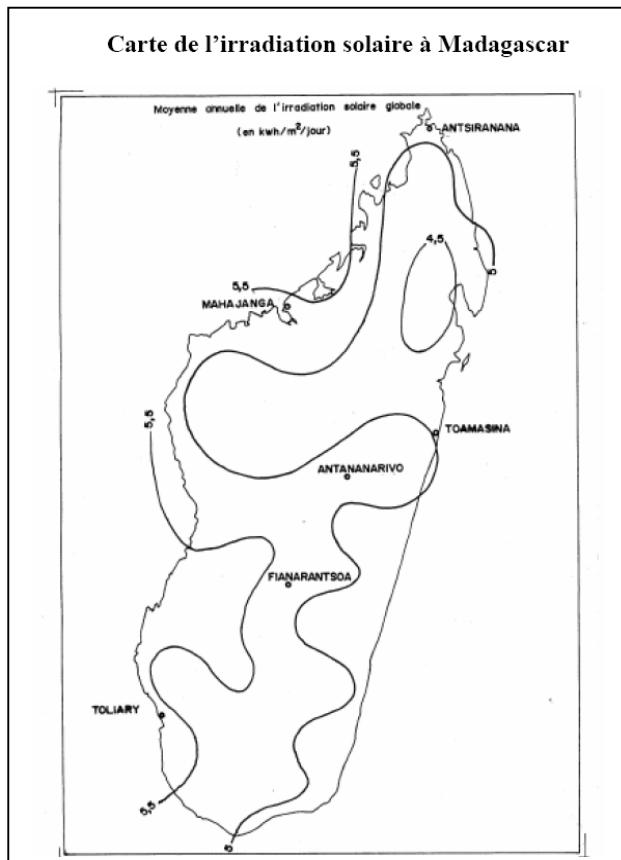
¹² Source : BP Statistical 2009

La cartographie solaire mondiale (figure N°7) indique que la grande Ile se situe dans une zone favorable, les chiffres du rayonnement solaire global fournis par la carte sont compris entre 1900-2100 kWh/m²/ans.

Carte N°1 : Rayonnement solaire annuel mondial



Source : CNFPT – 21-23 février 2007, Noémie Poize – Rhônalpénergie-Environnement



Carte N°2 : Carte d'irradiation solaire à Madagascar

Pour enrichir notre analyse, nous avons consulté la carte d'irradiation solaire disponible au niveau du Ministère de l'énergie (figure N°8). D'après cet outil, Madagascar a un potentiel solaire important dans la partie nord ouest jusqu'à la partie sud ouest (Antsiranana – Mahajanga – Taolagnaro). L'irradiation solaire varie entre 4000 et 6 500 Wh/m².

- Dans le **Nord et Nord Ouest du pays**, plusieurs régions, comme Diana, Sava, Sofia, Boeny, ont un niveau de radiation supérieur à 5 500 Wh/m².

Dans le **Centre de Madagascar**, les régions de Melaky, Menabe Amoron'I Mania, Vakinankaratra, Bongolava, Atsimo atsinanana, Vatovavy Fitovinany représentent également un important potentiel solaire exploitable avec une radiation qui varie entre 5 000 et 5 500 Wh/m². Toutefois, il est à signaler qu'en général, le taux élevé de nombre de jour de pluie par an pour la partie Centre Est est un inconvénient pour l'énergie solaire.

Dans la partie **Sud du pays**, selon les expériences vécues par les différents opérateurs privés dans l'énergie solaire, la province de Tuléar fait partie des meilleurs sites pour l'exploitation de ce type d'énergie si on tient compte de tous les facteurs qui affectent son efficacité.

A titre d'illustration, le tableau qui suit représente l'irradiation solaire de quelques provinces de Madagascar selon l'étude effectuée par la société « Sun and Wind Factory »

Tableau N°22 : Irradiation solaire à Madagascar (KWh)

Mois		DIEGO	TANA	TAMATAVE	TULEAR	AMBOVOMBE
Janvier	1	5,41	5,22	5,44	7,59	6,99
Février	2	5,14	5,08	5,17	7,31	6,65
Mars	3	5,31	4,72	4,86	6,79	6,19
Avril	4	5,28	4,33	4,32	5,83	5,1
Mai	5	5,22	3,75	3,73	4,9	4,23
Juin	6	5,24	3,25	3,37	4,4	3,73
Juillet	7	5,12	3,53	3,45	4,67	3,95
Août	8	5,07	4,17	3,94	5,57	4,93
Septembre	9	4,82	5,03	4,83	6,71	5,96
Octobre	10	5,29	5,75	5,41	7,3	6,43
Novembre	11	4,95	5,56	5,9	7,68	6,88
Décembre	12	5,25	5,42	5,51	7,71	7,07
Moyenne		5,18	4,65	4,66	6,37	5,68

Source: Société “The Sun and Wind Factory Madagascar”, 2012

Si on prend la moyenne de 5 kWh/m²/jour, la superficie du pays étant de 587 000 Km² soit $58,7 \cdot 10^{10}$ m², l'énergie reçue quotidiennement est alors :

$$E_1 = 5 \times 58,7 \cdot 10^{10} = 2935 \text{ 000 GWh}$$

En tenant compte du niveau de la technologie actuelle qui ne permet de récupérer que 13% de cette énergie (cellules photovoltaïques monocristallines)¹³.

¹³ Guide pédagogique sur les énergies renouvelables (www.ademe-guyane.fr/pdf/GuidepedagogiqueEnRVer4.pdf)

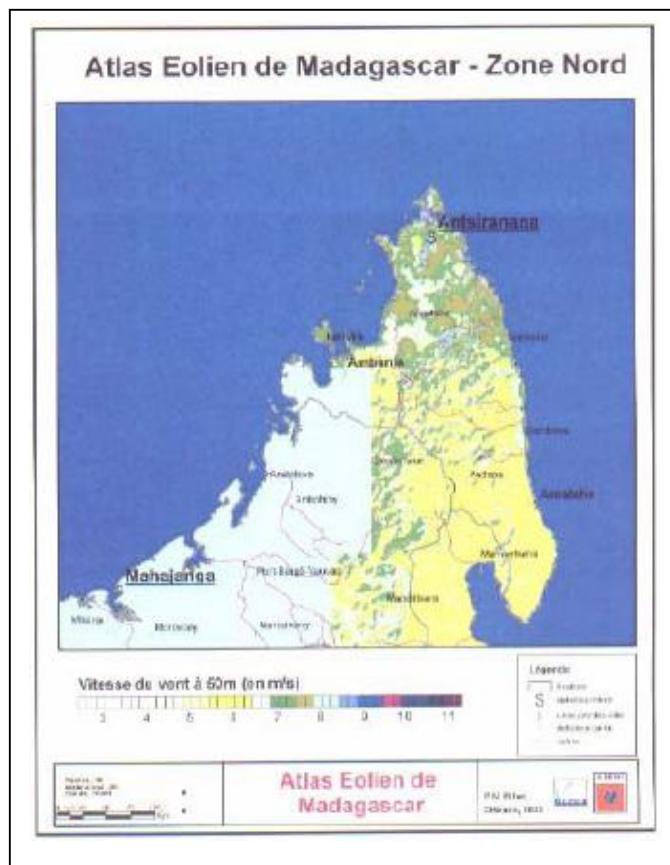
De ce fait, le pays reçoit quotidiennement une énergie équivalente à :

$$E_2 = 2\,935\,000 \times 0.13 = 381\,550 \text{ GWh}$$

Comparée à l'énergie électrique consommée en 2010 qui est de 843 950 MWh, le soleil pourrait fournir quotidiennement plus de 452 fois les besoins annuels en énergie électrique de Madagascar. Le pays dispose donc d'un potentiel énorme en énergie solaire !

II.2.1.2. L'énergie éolienne

En général, il y a trois types de vent à Madagascar : le vent de la côte, les Alizés et les Cyclones. Les deux premiers représentent des atouts pour l'énergie éolienne mais le troisième représente un danger car c'est une force destructrice. Les ressources en énergie éolienne sont considérables mais non réparties uniformément sur le territoire national.



Carte N° 3 : Atlas Eolienne de Madagascar – zone Nord

Le Nord du Pays présente de très nombreux sites avec des vitesses moyennes annuelles de vent supérieures à 8m/s à 50m de hauteur. Nosy Be affiche des gisements éoliens très favorables, avec des sites où la vitesse moyenne est supérieure à 9m/s à 50m. Cap Diégo et les alentours est véritablement la zone à privilégier sur la région Nord de Madagascar pour développer les premiers projets éoliens d'envergures. En effet, plusieurs sites répondant aux contraintes de faisabilité peuvent être identifiés:

- un gisement éolien important, Vitesse moyenne à 50m > 9m/s,
 - la proximité des voies d'accès,
 - la proximité des centres urbains,
 - un potentiel de développement économique.

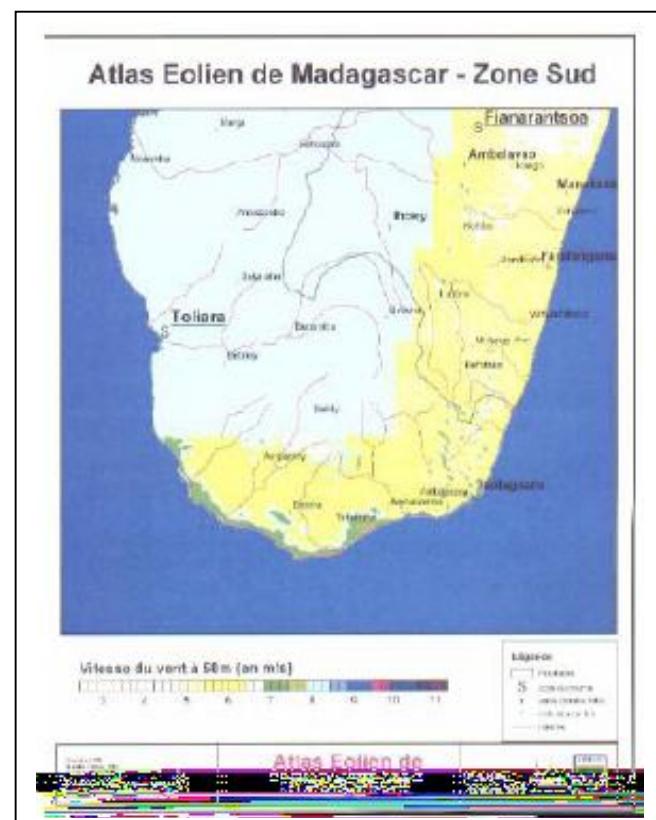
Le Centre de Madagascar : sur cette zone, le gisement éolien moyen est compris entre 6 et 6,5m/s à 50m.



Carte N°4 : Atlas Eolienne de Madagascar – zone Centre

Le sud du pays : l'extrême Sud de Madagascar est favorablement exposé aux vents. Pour les zones où végétation et relief ne jouent pas le rôle de masque, on estime une vitesse de vent moyenne supérieure à 6 – 6,5m/s à 50m de hauteur. Certains sites présentent un vent moyen supérieur à 8 – 9m/s à 50m. On doit essentiellement retenir toute la bordure côtière de l'extrême Sud du pays et plus particulièrement :

- les environs de Taolagnaro et Lokaro,
- la zone Sud-Est proche de Tsihombe, en bord de mer, balayée par les vents, avec un gisement éolien moyen de 8m/s à 50m,
- plus au Sud-Sud-Ouest, les sites proches d'Itampolo, d'Androka et Tanjona Vohimena, présentent des vitesses supérieures à 8 – 9m/s à 50m.



Carte N°5 : Atlas Eolien de Madagascar – zone Sud

II.2.1.3. L'énergie hydraulique

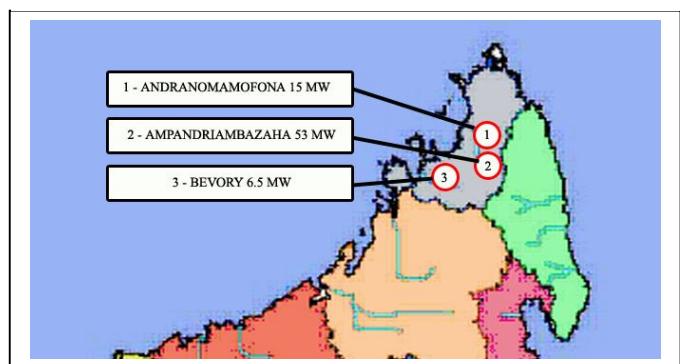
On dit souvent que Madagascar est idéal pour l'énergie hydraulique, car on y trouve beaucoup de fleuves et des reliefs.

Le pays bénéficie d'une ressource hydroélectrique importante localisée principalement dans les régions ci-après : le Centre, le Nord-Ouest et l'Est, à l'exception du Sud où les sites potentiels sont rares et le débit des rivières irréguliers. Depuis des décennies, les différents gouvernements qui se sont succédés actualisent des listes et des cartes avec une centaine de sites potentiels de 19 kW à 772 MW, en grande majorité ayant déjà fait l'objet d'une reconnaissance sur terrain, et dont une étude préliminaire en profondeur a été effectuée pour la plupart et quelques uns mêmes avec études de préfaisabilité.

Selon les données de l'ORE en 2008, le potentiel hydraulique recensé du pays est de l'ordre de 7.800MW réparti sur toute l'île. En 2011, seulement 128MW sont exploités représentant environ 1,64%. Cette puissance est essentiellement répartie sur les réseaux interconnectés de Toamasina, d'Antananarivo et de Fianarantsoa. La plus importante centrale hydroélectrique du pays est la centrale d'Andekaleka. Des dizaines de micro et pico centrales hydroélectriques sont aussi en fonctionnement à destination de l'électrification rurale, gérés par des associations privées, ONG et collectivités locales. Les cartes suivantes, tirées du site web de l'Office de Régulation de l'Electricité, consignent la répartition de ces potentiels dans les zones Nord, zone Centre et zone Sud de Madagascar :

La zone Nord du Pays : on trouve trois principaux sites hydroélectriques potentiels dans la zone Nord. Plus précisément, elles se situent dans la région de DIANA. Les agglomérations qui peuvent être alimentées par ces sites sont : Antsiranana - Ambanja - Nosy Be - Ambilobe.

Carte N°6 : Potentiel hydroélectrique – zone Nord

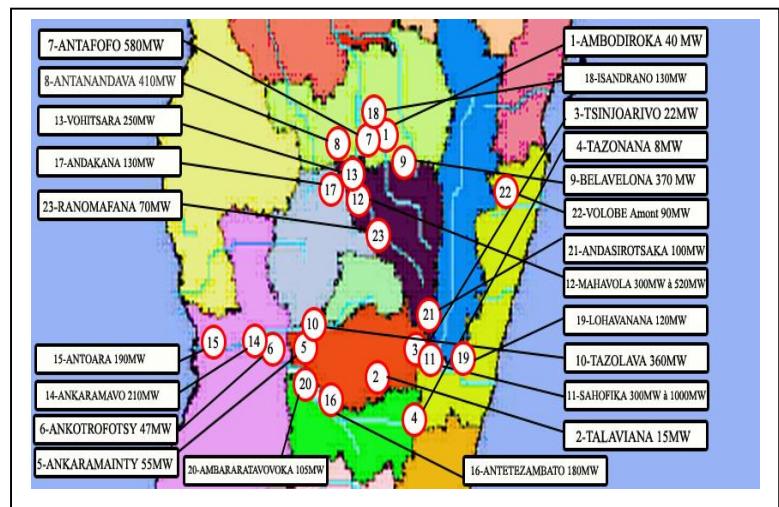


D'après les études déjà effectuées, les sites d'Andranomamofona, Ampandriambazaha et Bevory peuvent fournir respectivement une production d'électricité

annuelle de l'ordre de 96 GWh, 114 GWh et 56 GWh. Comparés à la production de la province d'Antsiranana en 2010, qui est de 93 086 MWh, les potentiels hydroélectriques de la zone Nord peuvent produire annuellement jusqu'à 226 GWh, soit 286% de la production actuelle.

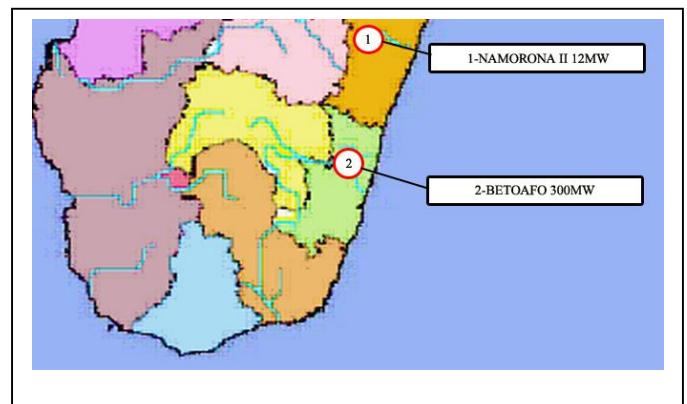
La zone Centre du Pays : c'est dans la zone centre du pays que se trouvent les principales richesses de Madagascar en hydroélectricité avec une capacité totale de l'ordre de 5 GW sur 23 sites potentiels. Avec un taux d'utilisation maximale, ces sites peuvent produire annuellement jusqu'à 43 800 GWH qui représente 51 fois plus de la consommation

Carte N°7 : Potentiel hydroélectrique – zone Centre



Carte N°8 : Potentiel hydroélectrique – zone Sud

La zone Sud du Pays n'enregistre que deux sites potentiels hydroélectriques.



Il est à signaler qu'en sus des sites consignés dans les cartes ci-dessous, nous pouvons voir dans l'Annexe 3 la liste exhaustive des sites hydroélectriques à Madagascar. Cette donnée a été publiée par l'ADER en 2007 avec le détail des actions déjà entreprises sur la reconnaissance des sites.

II.2.1.4. Rapport d'évaluation

De part les précédentes cartographies, nous pouvons établir le tableau N° 23 suivant pour afficher les résultats de l'évaluation des potentiels des énergies renouvelables par zones, par régions et par provinces.

Tableau N° 23 : Résultats d'évaluation des potentiels des énergies renouvelables par zone

Zonage latéral	Régions	Provinces	Solaire	Eolienne	Hydroélectrique
Nord	Diana	Antsiranana	Moyen	Bon	Bon
	Sava	Antsiranana	Moyen	Bon	Mauvais
	Sofia	Antsiranana	Bon	Bon	Mauvais
	Boeny	Majunga	Très bon	Bon	Mauvais
Centre	Betsiboka	Majunga	Bon	Moyen	Très bon
	Alaotra Mangoro - Antsinanana	Toamasina	Moyen	Moyen	Bon
	Bongolava -Analamanga -Itasy- Vakinankaratra	Antananarivo	Bon	Moyen	Très bon
	Amoron'i Mania	Fianarantsoa	Bon	Moyen	Très bon
	Menabe		Bon	Moyen	Très bon
Sud	Vatovavy Fitovinany	Fianarantsoa	Bon	Mauvais	Moyen
	Atsimo Antsinanana		Bon	Mauvais	Très Bon
	Androy	Tuléar	Bon	Très bon	Mauvais
	Anosy	Tuléar	Bon	Très bon	Mauvais
	Atsimo Andrefana	Tuléar	Très bon	Bon	Mauvais

Source : Auteur, 2012

On peut conclure que :

- L'énergie solaire photovoltaïque peut être valorisée à grande échelle surtout dans les régions du Boeny et d'Atsimo Andrefana où les taux d'irradiation sont très élevés. Au centre du pays, avec un taux d'irradiation moyen de 4 à 5kWh/m².j, l'implantation des kits personnels s'avère plus rentable économiquement pour ce type d'énergie.
- Les zones Sud et Nord ne possèdent pas un grand atout pour l'aménagement hydroélectrique, toutefois, les sites disponibles dans ces zones sont suffisants pour satisfaire les besoins en électricité. Par ailleurs, l'énergie éolienne pourrait être valorisée sur les bandes côtières en vue d'une production d'électricité à grande échelle.
- La zone centre est caractérisée par sa forte potentielle en hydroélectricité. La majorité des sites retenus est répertoriée dans cette zone. La capacité disponible dans cette zone est largement suffisante pour satisfaire la demande nationale en électricité.

II.2.2. OBSTACLES ET HANDICAPS

La question qui se pose est la suivante: vu la disponibilité en abondance des ressources naturelles, pourquoi la filière des énergies renouvelables demeure encore jusqu'à présent en phase embryonnaire et n'arrive pas à contribuer à la fourniture de services énergétiques à grande échelle ?

La réponse à cette question se trouve dans l'analyse des trois principales contraintes suivantes :

- Constraintes financières
- Constraintes de marché
- Constraintes institutionnelles, réglementaires et politiques

II.2.2.1. Les contraintes financières

L'obstacle majeur à la promotion des énergies renouvelables est la nécessité de capitaux importants et, partant, leur source de financement.

A Madagascar, le secteur bancaire est jusqu'ici absent dans le développement de cette filière en raison du manque d'information et de connaissance sur les opportunités offertes. Plusieurs considérations expliquent la non attractivité des énergies renouvelables auprès des investisseurs :

- l'insuffisance de l'expertise pour le montage de projets bancables ;
- le niveau élevé des coûts de transaction des projets ER ;
- la mauvaise appréciation des opportunités d'investissement dans le secteur énergétique rural ;
- la mauvaise perception du risque lié aux projets d'énergie renouvelable.

En cas de possibilité d'accord de crédit par les banques, les conditions proposées sont défavorables avec un taux d'intérêt élevé, voire jusqu'à 20 / 25 % et une période d'échéance des crédits limitée, de 5 à 10 ans. Les conséquences sont les suivantes:

- Les crédits bancaires sont limités à 10 % ou au maximum à 20 % de la valeur de l'investissement total. Néanmoins, un pourcentage de prêt plus élevé mènerait à des paiements d'intérêts qui, dans beaucoup de cas, pèseraient trop lourd sur l'équilibre économique.
- Le calcul économique se base sur des périodes d'amortissement de 5 à 10 ans, ce qui est extrêmement court pour la technologie des énergies renouvelables, entre

autres pour les centrales hydroélectriques¹⁴, et présente un désavantage décisif par rapport à d'autres technologies, surtout vis-à-vis des groupes électrogènes. L'autre effet est que de telles conditions financières influent sur l'optimisation économique immédiate et mènent vers une moindre considération du projet.

De ce qui précède, sans l'intervention de l'Etat et/ou les bailleurs de fonds internationaux, il est quasiment impossible de réaliser des grands projets.

II.2.2.2. Les contraintes de marché

Les Technologies d'énergie renouvelables, malgré les avancées significatives enregistrées sur le plan technique, souffrent encore de l'absence d'un véritable marché pour plusieurs raisons:

- Dilemme économique entre sites : dans plusieurs régions, un antagonisme existe entre : d'une part, les « bons sites » (économiquement parlant) à haute chute (haute pression hydraulique) permettant une production d'électricité à des coûts de revient favorables, mais malheureusement situés dans des régions peu peuplées, qui n'offrent aucun potentiel de développement économique et qui, en plus, sont éloignés de toute agglomération et, d'autre part, les « sites de moindre intérêt » (économiquement parlant) à basse chute (basse pression hydraulique), où la production d'électricité demande des investissements spécifiques sensiblement plus élevés mais qui, par contre, sont situés à proximité des localités.
- Dans le milieu rural, la faible densité de population se traduit aussi par une faible expression des besoins en fourniture d'électricité. La consommation en électricité est souvent limitée à la lumière pendant quelques heures le soir, et après minuit, la demande est quasi nulle, et pendant la journée, elle est très insignifiante. On arrive seulement à un facteur d'utilisation de 10 à 20 %.

Cette faiblesse de la demande n'a pas permis l'émergence d'une offre nationale ou régionale structurée et suffisamment solide pour prendre en charge le développement des filières. De plus, ce cas de figure engendre la mise en place de

14 Selon le rapport de GTZ (Coopération Technique Allemande Eschborn, Allemagne) Avec des conditions politiques-économiques stables et une vente du courant produit assuré, on pourrait amortir l'équipement technique de bonne qualité sur 25 ans, et les constructions hydrauliques sur 50 ans (en pratique des grandes centrales même jusqu'à 80 ans), ce qui normalement rend l'hydroélectricité plus rentable que les autres énergies renouvelables et (avec les prix du pétrole actuels) très compétitive par rapport aux énergies fossiles et nucléaires.

petites installations de production dispersées avec des coûts de distribution et des coûts de revient du kilowattheure très élevés.

- La faible compétitivité des filières d'énergie renouvelable : à cause de la non application par la JIRAMA de la vérité de prix, les producteurs indépendants n'arrivent pas à être compétitifs. Cet état des choses entraîne une distorsion entre deux pôles: d'une part, les investisseurs ont besoin de conditions cadres stables et de bons tarifs de vente de l'électricité pour avoir une rentabilité acceptable, et d'autre part, la voie politique sociale et économique qui poursuit des tarifs bas imposés par l'Etat.

II.2.2.3. Les contraintes institutionnelles, réglementaires et politiques

Si la faiblesse économique de l'Etat Malgache ne lui permet pas d'assurer lui-même les investissements nécessaires ni de couvrir les risques liés à des investissements élevés, force est de reconnaître que l'insuffisance de l'environnement institutionnel, législatif et réglementaire dissuade bon nombre d'investisseurs privés de pallier le manque de capacité financière de l'Etat. A titre indicatif, nous présentons dans la figure N°15 ci-dessous, les principaux facteurs problématiques des investissements à Madagascar

The most problematic factors for doing business

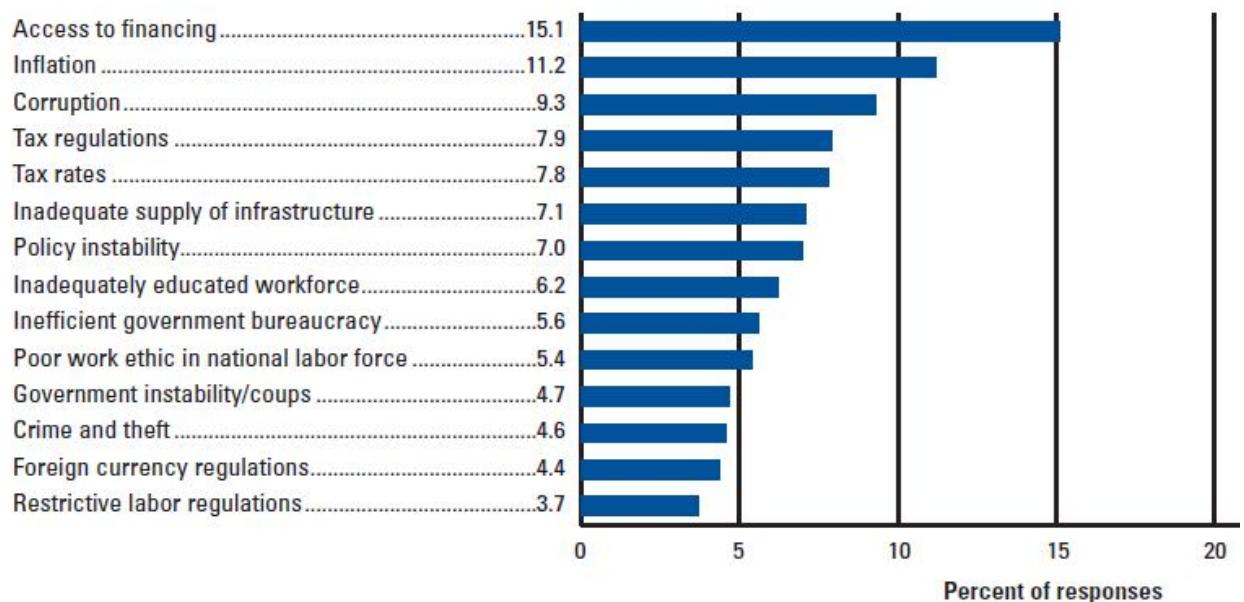


Figure N° 7: Les principaux facteurs problématiques de faire business à Madagascar
 Sources : <https://members.weforum.org/pdf/gcr/africa/madagascar.pdf>

- L'investissement privé dans le secteur de l'énergie n'a pas une longue expérience à Madagascar. C'est pourquoi, la mise en œuvre d'un projet hydroélectrique a dû

faire face à des obstacles importants. A l'instar, le processus bureaucratique pour obtenir tous les permis et licences nécessaires ont pris plus de temps que pour les projets thermiques. D'après le témoignage des investisseurs privés, il a fallu plus de deux ans pour obtenir toutes les autorisations nécessaires du gouvernement et des ministères respectifs.

- En outre pour obtenir l'accord définitif d'achat d'électricité de la JIRAMA, il fallait un processus plus long. Jusqu'à aujourd'hui, la JIRAMA n'a pas encore de politiques en place pour promouvoir le développement des petites centrales hydroélectriques, par exemple en fournissant des tarifs préférentiels.
- Dans les différentes filières d'énergie renouvelable, il manque également de relations étroites entre des acteurs complémentaires ; par exemple entre les structures de recherche-développement et les opérateurs privés. Le résultat est aujourd'hui connu : les produits de la recherche collent très peu aux besoins et exigences du marché. D'où l'absence d'infrastructures de production.
- L'instabilité politique représente aussi une barrière importante pour l'incitation des investisseurs étrangers à venir s'installer à Madagascar.

III. EVALUATION ECONOMIQUE : ETUDE DES CAS

Nous pouvons donc conclure à partir des précédentes sections que Madagascar a une vaste potentialité pour l'exploitation des énergies renouvelables. En effet, on n'a que l'embarras du choix entre l'énergie éolienne, hydraulique ou encore solaire. Reste toutefois à déterminer si, en termes de coût, les énergies renouvelables sont plus compétitives que l'énergie d'origine thermique. Par ailleurs, il est intéressant d'effectuer une comparaison de coût entre les différentes technologies des énergies renouvelables.

Du point de vue général, la comparaison de cout de production des énergies de sources renouvelables et thermiques peut être schématisée par les deux graphiques ci-dessous :

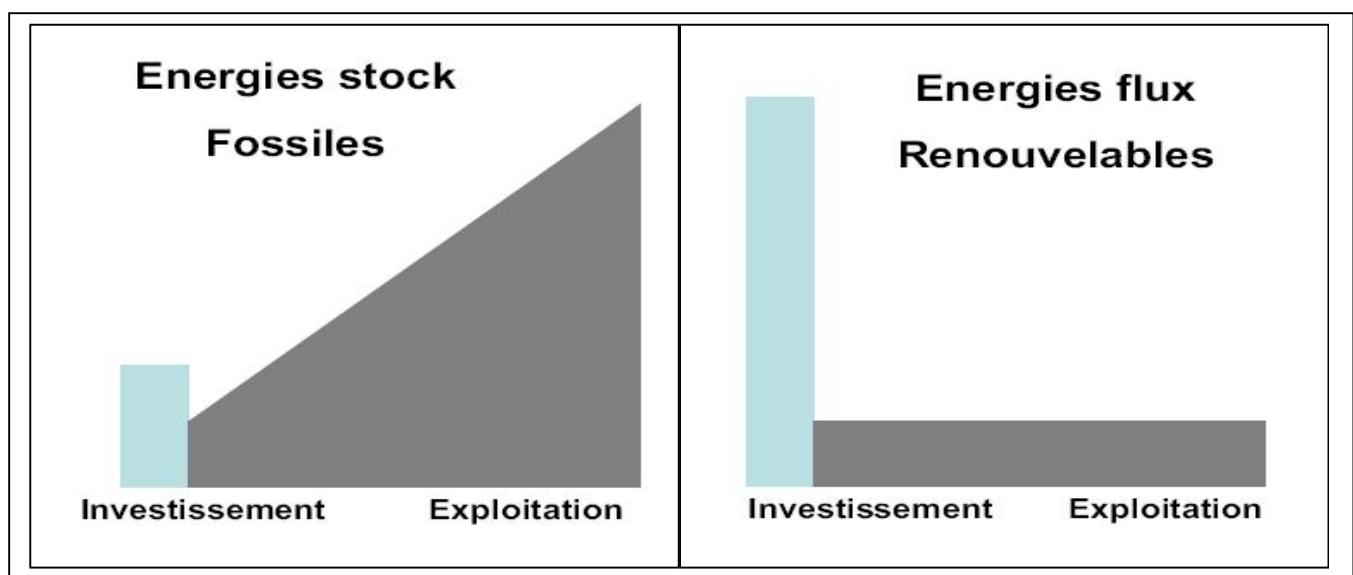


Figure N°8 : Comparaison des coûts des énergies renouvelables et thermiques

Ce graphique montre que pour les énergies renouvelables, le coût d'investissement est relativement élevé vu le prix des matériels et le coût d'installation. Toutefois, une fois les matériels installés, le coût d'exploitation reste constant tout au long de la durée de vie de l'investissement. Par contre, pour l'exploitation d'une centrale thermique, le coût d'investissement est relativement faible mais les charges d'exploitation varient en fonction du prix du carburant. Ainsi, ces deux paramètres devraient être pris en charge lors de la comparaison pour avoir un résultat fiable.

III.1. LES CRITERES D'EVALUATION

Comme critères de base d'évaluation, nous avons utilisé une méthode d'analyse qui est **axé** sur les calculs de la Valeur Actuelle Nette (V.A.N.) et le Taux de Rentabilité

Interne (TRI ou TIR). Ces critères sont bien connus et appliqués généralement pour analyser de façon fiable et rapide la faisabilité économique des projets d'investissements industriels.

III.1.1. LA VALEUR ACTUELLE NETTE (VAN) :

La VAN d'un projet est la somme des cash-flows annuels actualisés, de l'année zéro à l'année n. Le cash-flow concerne les comptes de flux monétaires, qui se calculent avec la différence entre les recettes et les dépenses de chaque année. L'investissement (I) se réalise durant la période zéro. L'équation utilisée est :

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^n \frac{\text{Recettes}_n - \text{Dépenses}_n}{(1+t)^n}$$

Avec :

I : le capital investi,

n : numéro de l'annuité,

t : taux d'actualisation

La méthode de la Valeur Actuelle Nette (V.A.N.) permet de porter un jugement sur un projet considéré isolément. Il sera rejeté si la V.A.N. est négative ou nulle. Il sera sélectionné (ou plutôt présélectionné) si elle est positive.

III.1.2. TAUX D'ACTUALISATION

Le taux d'actualisation est le taux utilisé pour actualiser les flux monétaires futurs, afin d'obtenir leur valeur actualisée. Le taux généralement considéré comme le plus approprié est le coût moyen des différentes sources de financement de l'entreprise. Pour une organisation, le coût en capital n'est pas seulement le taux d'intérêt exigé pour la dette à long terme. En fait, la notion de taux d'actualisation ou coût du capital est assez vaste, et fait intervenir un mélange des coûts de toutes les sources de fonds d'investissement, dette et capitaux propres investis. Le coût du capital est aussi appelé « taux de rendement minimal », « taux limite de rentabilité » et « taux de rendement requis ».

III.1.3. LE TAUX DE RENTABILITE INTERNE

Le taux de rentabilité interne (TRI ou TIR) c'est le taux d'actualisation pour lequel la valeur actuelle nette s'annule. Pour être rentable, un projet doit avoir un taux de rentabilité interne supérieur au coût des capitaux, c'est-à-dire au taux d'intérêt bancaire.

III.1.3. LE TAUX D'INTERET BANCAIRE

Le taux d'intérêt bancaire utilisé dans nos calculs se base sur l'évolution des taux d'intérêts moyens pondérés appliqués par les banques en 2011(Cf. Annexe 4) et avons pris le taux de 14% comme taux de référence.

III.2. PROJET D'INSTALLATION D'UN PARC EOLIEN

III.2.1. DESCRIPTION DU PROJET.

Le projet consiste à mettre en place un parc éolien de puissance de 1,2 MW, qui comprend deux éoliennes VESTAS d'une puissance unitaire de 600 KW. Le tableau ci-dessous décrit la fiche technique du matériel à installer :

Tableau N° 24 : Fiche technique d'une turbine VESTAS V44/600

- **Données générales**

Puissance nominale	600 KW
Fréquence	50 Hz
Hauteur du moyeu	50 mètres
Diamètre du rotor	44 mètres
Nombre de pales	3
Surface balayée par le rotor	1520 m ₂
La densité de puissance:	0,03 m ² / KW

- **Poids**

Hub: 20 tonnes
Tube: 28 tonnes
Rotor: 4,5 tonnes
Total: 52,5 tonnes
Fabricant

Nom: Vestas
Pays: Danemark
Site Web: <http://www.vestas.com/>



Figure N°9 : Eolienne à trois pales

III.2.2. LES COUTS

Le coût global du kilowattheure éolien comprend les coûts fixes (les coûts d'investissement et d'installation) et les coûts variables (les coûts d'entretien et les coûts de fonctionnement). Les éoliennes étant des technologies simples, les coûts sont assez faibles.

III.2.2.1. Les coûts fixes

Les coûts fixes sont des coûts indépendants de la production, c'est-à-dire qu'ils ne varient pas en fonction de la quantité d'électricité produite. Ces coûts comprennent les coûts d'investissement initial, les frais financiers d'emprunt et l'amortissement.

Le coût d'investissement initial est composé des dépenses relatives aux rubriques suivantes :

- ***étude de faisabilité*** : frais engagés pour l'inspection du site, l'évaluation du potentiel éolien, une évaluation environnementale, des travaux de conception préliminaire, l'estimation détaillée des coûts, une étude du scénario de référence
- ***développement*** : frais engagés pour les approbations et permis, droits fonciers, montant des dossiers de financement du projet, services comptables et juridiques, voyages et hébergement
- ***travaux d'ingénierie*** : frais engagés pour le choix de l'emplacement précis des éoliennes, la conception mécanique, électrique et civile, la gestion des soumissions et des contrats et la supervision de la construction achat et installation des équipements directement reliés à la production d'énergie,
- ***équipements énergétiques*** : comprend le prix des éoliennes, des pièces de rechange et les frais de transport.
- ***infrastructures connexes*** : frais engagés pour fondations des éoliennes, érection des éoliennes, construction des chemins, construction des lignes électriques et du poste de raccordement, construction des bâtiments d'exploitation et transport.
- ***coûts divers*** : il s'agit des coûts de formation, de la mise en service, des frais imprévus durant les travaux.

Le tableau suivant indique la proportion relative des budgets correspondant aux catégories cités ci-dessus selon l'envergure du parc d'éoliennes :

Tableau N°25 : Répartition des coûts initiaux de projets de centrale éolienne

Catégorie de coûts budgétaires	Grand parc (%)	Petit parc (%)	Éolienne unique (%)
Étude de faisabilité	moins de 2	de 1 à 7	selon le projet
Développement	de 1 à 8	de 4 à 10	selon le projet
Ingénierie	de 1 à 8	de 1 à 5	selon le projet
Équipements énergétiques	de 67 à 80	de 47 à 71	selon le projet
Infrastructures connexes	de 17 à 26	de 13 à 22	selon le projet
Divers	de 1 à 4	de 2 à 15	selon le projet

Source : Modèle pour projets de centrale éolienne - RETSCREEN

D'après les études effectués par les organismes et grandes entreprises œuvrant dans l'énergie éolienne, entre autres, l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie), le coût moyen d'installation d'un parc éolien dans les pays développés est de l'ordre de 1000 Euro par KW installé¹⁵. Ce cout varie en fonction de la puissance de l'éolienne installé. Plus la puissance augmente, plus le cout d'investissement initial diminue.

Pour le cas de Madagascar, une étude effectuée par l'Organisations des Nations Unies pour le Développement Industriel, dans le rapport qui s'intitule « The Potential For Renewable Energies In Rural Areas Of Madagascar » en 2009, a fait relever que le cout moyen d'investissement initial pour l'installation d'un parc éolien s'élève à 8 millions d'Ariary par KW installé. Nous tenons compte de ce chiffre dans notre étude de cas.

III.2.2.2. Les coûts variables

Pour le projet d'installation d'un parc éolien, les coûts variables représentent les dépenses relatives à l'entretien des matériels installés et aux autres charges de fonctionnement :

- **Frais d'entretien** : ces sont des dépenses engagés pour assurer l'entretien courant et d'urgence ainsi que l'exploitation des éoliennes. Les activités d'exploitation comprennent la surveillance, l'inspection régulière des équipements (dont la lubrification et les réglages périodiques), le dépoussiérage, l'entretien systématique inspection interne et entretien des éoliennes, l'entretien de la ligne électrique etc.

¹⁵ <http://www.parc-eolien.com/investir-eolien/cout-exploitation-eolienne.html>;
http://www.actu-environnement.com/ae/dossiers/eolien/montage_eolien.php4

- **Frais de fonctionnement** composés entre autres de:
 - *location du terrain et taxes foncières* : frais annuels liés à la location du terrain et au coût annuel des taxes sur la propriété
 - *Primes d'assurance* : coût annuel des primes d'assurance contre les dommages matériels, les défauts des équipements
 - *Frais généraux et administratifs*

La meilleure façon d'exprimer ces coûts d'entretien et de fonctionnement est en dollars par kWh produit par la centrale. Pour les grands parcs, celui-ci s'élève en moyenne à environ 0,014 \$/kWh¹⁶

III.2.3. LA PRODUCTION

La production d'une éolienne est égale à sa puissance nominale multipliée par le nombre d'heures par an durant lesquelles l'éolienne fonctionne. Toutefois, il faut prendre en compte au moins deux paramètres dans la détermination de la production d'électricité :

- La vitesse du vent
- Le facteur d'utilisation de la centrale éolienne

III.2.3.1. La vitesse du vent

Il est important de définir que la puissance nominale d'une éolienne est la puissance maximale que cette dernière peut fournir lorsqu'elle atteint sa performance maximale. Autrement dit, une éolienne de puissance nominale $P(\text{kW})$ produira en une heure une puissance maximale **Pmax** (kWh), dans des conditions optimales de vitesse de vent v et du rayon de l'hélice r .

Une formule explique bien cette variation de puissance en fonction du vent et du rayon de l'hélice. Il s'agit de la formule de Betz¹⁷ :

$$\boxed{\mathbf{Pmax = 1,137 \times r^2 \times v^3}}$$

Dont,

- Pmax est la puissance maximale
- r, Le rayon d'une hélice
- v, la vitesse des vents

¹⁶ Modèle pour projets de centrale éolienne, RETScreen International, www.retscreen.net, 2004

¹⁷ La **limite de Betz** est une loi **physique** qui indique que la **puissance** théorique maximale développée par un **capteur éolien** est égale à 16/27 de la puissance incidente du vent qui traverse l'**éolienne**. Source : http://fr.wikipedia.org/wiki/Limite_de_Betz

Ainsi, pour l'éolienne de 600kW dont le diamètre d'une hélice est de 30 m et les vents sont de 15 m/s :

$$1,137 \times 15^2 \times 15^3 = 863\,410 \text{ W} = +/- 863 \text{ kW} = P_{\text{max}}$$

Mais, durant les différentes étapes de la conversion de l'énergie, on estime une perte de 30% de la puissance captée par les pâles. En retirant cette perte de la puissance maximum, on obtient la puissance réelle :

Préelle est la puissance réelle = $0,796 \times r^2 \times v^3$

- r : Le rayon d'une hélice
- v : la vitesse des vents

III.2.3.2. Facteur d'utilisation de la centrale éolienne

La performance d'un parc éolien est exprimée par le facteur d'utilisation (FU, ou «Capacity Factor») (CF) en anglais), défini comme suit :

$$\text{Facteur d'utilisation (FU)} = \frac{\text{Énergie nette produite par un parc éolien sur une année donnée}}{\text{Énergie potentiellement produite* par un parc éolien à pleine puissance pour toutes les heures d'une année}}$$

(*) L'énergie potentiellement produite est égale à : puissance nominale d'une éolienne \times nombre d'éoliennes \times nombre d'heures dans l'année.

Le facteur d'utilisation de la centrale éolienne s'établit généralement entre 20 et 40 %. La limite inférieure de cette plage est caractéristique des vieilles éoliennes installées sous des régimes de vents moyens, alors que la limite supérieure de cette plage est représentative des nouvelles éoliennes installées sous de bons régimes de vents. Le facteur d'utilisation pour notre étude est fixé à 35%.

Ainsi, nous décrivons dans le tableau ci-dessous la variation de production d'électricité en fonction de la vitesse du vent.

Puissance nominale : 600 KW

Diamètre du rotor : 44, donc Rayon r : 22

Vitesse du vent v varie entre 3 à 9 pour le cas de Madagascar.

Tableau N°26 : Production estimative d'électricité pour une éolienne VESTAS V44/600

Vitesse de vent	Production (KWh)	NB heures/an	Production maximale/an	Facteur d'utilisation	Production annuelle (KWh)
5	48,16	8760	421 864,08	35%	147 652,43
6	83,22	8760	728 981,13	35%	255 143,40
7	132,15	8760	1 157 595,04	35%	405 158,26
8	197,26	8760	1 727 955,27	35%	604 784,35
9	280,86	8760	2 460 311,31	35%	861 108,96

Source : Auteur

III.2.4. DETERMINATION DE COUT DE REVIENT

Récapitulons dans le tableau ci-dessous la fiche technique du projet type :

Tableau N° 27 : Fiche technique du Parc éolien de 1,2MW

Puissance installée du projet	1,2 MW
Nombre d'éoliennes	2
Puissance unitaire des éoliennes	600 KW
Facteur d'utilisation (FU)	35%
Vitesse de vent moyenne	9m/s
Durée de vie du projet	20 ans
Coefficient d'ajustement de la production – Année 1*	90%
Coût total d'investissement : valeur nominale	8 Millions Ar par KW
Sources de financement	
- Fond propre	30%
- Emprunt	70%
Taux d'intérêt	0,14
Durée de remboursement	10 ans
Dépenses annuelles d'opération et d'entretien (O&M)	0, 014 US/kWh
Taux d'inflation des dépenses annuelles d'O&M	2%
Cours US\$ au 15/05/2012	2101,4

Source : Auteur

Tableau N° 28 : Tableau de calcul de cout de revient par KWH

ANNEES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INVESTISSEMENT INITIAL	9 600 000 000										
PRODUCTION - KWH		1 549 996	1 722 218	1 722 218	1 722 218	1 722 218	1 722 218	1 722 218	1 722 218	1 722 218	1 722 218
CHARGES											
AMORTISSEMENT		480 000 000	480 000 000	480 000 000	480 000 000	480 000 000	480 000 000	480 000 000	480 000 000	480 000 000	480 000 000
FRAIS FINANCIER		940 800 000	846 720 000	752 640 000	658 560 000	564 480 000	470 400 000	376 320 000	282 240 000	188 160 000	94 080 000
MAINTENANCE		50 666 962	51 680 302	52 713 908	53 768 186	54 843 549	55 940 420	57 059 229	58 200 413	59 364 422	60 551 710
TOTAL		1 471 466 962	1 378 400 302	1 285 353 908	1 192 328 186	1 099 323 549	1 006 340 420	913 379 229	820 440 413	727 524 422	634 631 710
COUT UNITAIRE											
- Ariary/KWH		949,34	800,36	746,34	692,32	638,32	584,33	530,35	476,39	422,43	368,50
ANNEES	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
INVESTISSEMENT INITIAL											
PRODUCTION - KWH	1 722 218	1 722 218	1 722 218	1 722 218	1 722 218	1 722 218	1 722 218	1 722 218	1 722 218	1 722 218	1 722 218
CHARGES											
AMORTISSEMENT	480 000 000	480 000 000	480 000 000	480 000 000	480 000 000	480 000 000	480 000 000	480 000 000	480 000 000	480 000 000	480 000 000
FRAIS FINANCIER											
MAINTENANCE	61 762 744	62 997 999	64 257 959	65 543 118	66 853 981	68 191 060	69 554 882	70 945 979	72 364 899	73 812 197	
TOTAL	541 762 744	542 997 999	544 257 959	545 543 118	546 853 981	548 191 060	549 554 882	550 945 979	552 364 899	553 812 197	
COUT UNITAIRE											
- Ariary/KWH	314,57	315,29	316,02	316,77	317,53	318,31	319,10	319,90	320,73	321,57	

Source : Auteur

Il ressort à partir de ce tableau, un coût unitaire moyen de **469,42 Ariary/KWH**

⇒ Résultat 1 :

- le coût moyen de production thermique d'électricité de la société JIRAMA est de **696 Ariary/KWh** (au prix du gasoil de l'année 2010),
- le coût de production éolienne d'électricité d'un parc avec une vitesse de vent de 9m/s est de **469,42 Ariary/KWh**.

On peut conclure qu'avec une vitesse de vent de 9 m/s, l'éolienne est plus rentable que la thermique.

Passons maintenant à l'analyse de la sensibilité de ce résultat en cas de modification de quelques paramètres du projet.

III.2.4.1. Analyse de sensibilité

L'objectif est d'observer la robustesse du projet aux changements isolés des paramètres clés

- **Vitesse de vent :**

Nous observons dans le tableau ci-dessous le changement du coût de production par rapport à la variation de la vitesse de vent.

Tableau N°29 : Impact de la variation de la vitesse du vent sur le coût de production

Vitesse de vent m/s	Coût moyen de production Ar/Kwh
9	469,42
8	653,16
7	957,29
6	1499,03
5	2564,18

Source : Auteur

⇒ Résultat 2 :

Le coût de production accuse une hausse considérable avec une vitesse de vent supérieure ou égale à 7m/s. Pour le cas de la zone centre de Madagascar dont la vitesse moyenne de vent est de 5m/s, l'éolienne n'est plus rentable car le coût de production s'élève à 2 564.18 Ar/KWh contre 696 Ar/KWh pour la production thermique.

- **Prix du gasoil :**

Comme nous avons vu dans la section précédente, pour produire 1 Kilowattheure d'énergie électrique, les groupes électrogènes de la JIRAMA consomment en moyenne 241,9 g (Cf. Tableau N°18). En analysant l'évolution du prix du gasoil de 2005 à 2012, on constate une augmentation annuelle de l'ordre 8% (Cf. Tableau N°19).

En faisant une simulation entre la variation de la vitesse du vent ainsi que celle du prix du gasoil, on obtient le tableau suivant :

Tableau N°30 : Variation du prix de gasoil par rapport au coût de production

Vitesse de vent m/s	Coût unitaire moyen éolienne Ar/Kwh	Coût JIRAMA au prix de 2010	Coût JIRAMA au prix de 2011	Coût JIRAMA au prix de 2012	Coût JIRAMA au prix de 2013	Coût JIRAMA au prix de 2014	Coût JIRAMA au prix de 2015
		2 400	2 493	2 680	2 894	3 126	3 376
9,00	469,42	696,00	722,97	777,20	839,38	906,53	979,05
8,00	653,16						
7,00	957,29						
6,00	1 499,03						
5,00	2 564,18						

Source : Auteur

⇒ Résultat 3 :

On peut tirer de ce tableau que l'éolienne est rentable avec une vitesse de vent de 8m/s et plus ; si la vitesse de vent est de 7m/s au maximum, le coût de production de l'éolienne devient plus onéreux par rapport au thermique même si le prix à la pompe du gasoil augmente jusqu'à 40% du prix de 2010.

- Facteur d'utilisation :

Notre hypothèse initiale est de fixer le facteur d'utilisation à 35%. Le tableau suivant montre l'impact sur le coût de production si on modifie ce paramètre.

Tableau N°31 : Impact de la variation du facteur d'utilisation sur le coût de production

Facteur d'utilisation	Coût moyen de production Ar/Kwh				
	9 m/S	8 m/S	7 m/S	6 m/S	5 m/S
25%	642,83	900,06	1 325,84	2 084,28	3 575,50
30%	541,68	756,04	1 110,85	1 742,88	2 985,56
35%	469,42	653,16	957,29	1 499,03	2 564,18
40%	415,23	576,00	842,12	1 316,14	2 248,15
45%	373,09	515,99	752,54	1 173,89	2 002,34
50%	339,37	467,98	680,87	1 060,09	1 805,70
55%	311,78	428,70	622,24	966,98	1 644,81
60%	288,79	395,97	573,38	889,39	1 510,73

Source : Auteur

⇒ Résultat 4 :

On peut conclure à partir de ce tableau que le résultat N°3 est confirmé. Même si on maximise jusqu'à 60% le facteur d'utilisation de l'éolienne, celle-ci n'est pas compétitive comparable au thermique qu'à partir de la vitesse de vent de 8m/s.

III.2.5. DETERMINATION DU TARIF DE VENTE

La connaissance du coût de production du KWh d'électricité à partir de l'éolienne n'est pas suffisante pour nous permettre d'annoncer sa rentabilité par rapport aux autres filières, nous devons également déterminer quel est le prix de vente qui rentabilise le projet et comparer ce prix à ceux qui existent sur le marché.

Pour ce faire, nous avons utilisé la VAN et TRI comme critères d'évaluation.

Il faut donc déterminer :

- A quel prix de vente, la Valeur actuelle Net devient positif ?
- A quel prix de vente, le Taux de Rentabilité Interne devient supérieur ou égal au coût du capital ou bien au taux d'intérêt bancaire ?

Rappelons ci-après nos hypothèses du départ :

- Vitesse de vent : 9m/s
- Facteur d'utilisation : 35%
- Nature du capital : 30% fonds propre, 70% emprunt
- Taux d'intérêt bancaire : 14%
- Durée de remboursement : 10ans
- Taux d'inflation : 2%
- Taux d'actualisation : 12%

Après calcul, nous présentons dans le tableau suivant la variation des VAN et TRI par rapport aux prix de vente de KWh d'électricité.

Tableau N°32 : Projection des VAN et TRI par rapport aux prix de vente - Eolienne

Prix de vente Ar/KWh	Valeur actuelle nette (brut)	TRI
500	- 3 673 500 429,01	5,37%
550	- 3 037 988 418,68	6,63%
600	- 2 402 476 408,35	7,82%
650	- 1 766 964 398,03	8,98%
700	- 1 131 452 387,70	10,09%
750	- 495 940 377,37	11,17%
800	139 571 632,95	12,23%
850	775 083 643,28	13,26%
900	1 410 595 653,60	14,27%
950	2 046 107 663,93	15,27%
1000	2 681 619 674,26	16,25%

Source : Auteur

Il est consigné dans ce tableau que la VAN devient positive à partir du prix de vente supérieur à 800 Ar/KWh. Toutefois, il est à signaler qu'à un prix de vente de 800 Ar/KWh, le TRI est de 12,23%, ce qui est inférieur au taux de rendement exigé pour le projet qui est de

14%. Il faut donc trouver un prix de vente avec une VAN positive et qui rend le TRI supérieur à 14%. Le prix de vente de 900 Ar/KWh répond à ces deux critères.

⇒ Résultat 5 :

Le projet d'investissement d'énergie éolienne est rentable en fixant son prix de vente à partir de 900 Ar/KWh.

Pour finir, le tableau suivant montre la sensibilité de la VAN par rapport au taux d'actualisation :

Tableau N° 33 : Sensibilité de la VAN par rapport au taux d'actualisation

Taux d'actualisation	Valeur actuelle nette (brut)
0%	20 013 849 030
2%	14 599 228 120
4%	10 500 600 087
6%	7 352 315 664
8%	4 899 339 602
10%	2 961 634 372
12%	1 410 595 654
14%	153 288 425
14,2738324%	0
16%	-878 212 999
18%	-1 734 109 948
20%	-2 451 909 581
22%	-3 059 933 417
24%	-3 579 788 830
26%	-4 028 126 975
28%	-4 417 905 055
30%	-4 759 301 133

Source : Auteur

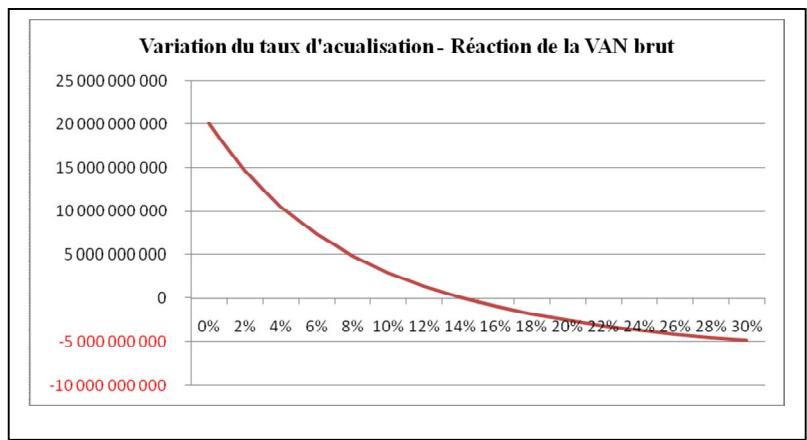


Figure N° 10 : Variation du taux d'actualisation – Réaction de la VAN brut – Centrale Eolienne

III.1.6. DETERMINATION DE C02 EVITE

Le parc éolien permet d'éviter l'émission de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques qui aurait été occasionnée par la production de la même quantité d'électricité par une source fossile. En se basant sur la consommation spécifique des groupes de la société JIRAMA (Cf. Tableau N°18), pour produire un kilowattheure d'électricité, le groupe consomme en moyenne 241.9g de gasoil soit, 029 litre.

Sachant que 1 gramme de diesel brûlé rejette 3.16 grammes de CO₂¹⁸, pour produire un kilowattheure d'électricité, un groupe électrogène fonctionnant au gasoil rejette en moyenne 761,56 g de CO₂.

Nous présentons dans le tableau ci-après les quantités et coûts estimatifs des CO₂ évitées durant les dix premières années de la mise en œuvre du projet éolien.

Tableau N°34 : Valorisation de la quantité de CO₂ évitée par le projet éolien

ANNEES	PRODUCTION - KWH	Emissions de CO ₂ évitées/KWh - (en gramme)	Emissions de CO ₂ évitées grâce au projet éolien (en tonne)	Valeur tutélaire de la tonne de CO ₂ (Euro)*	Valorisation des émissions de CO ₂ évitées (Euro)	Valorisation des émissions de CO ₂ évitées (Ar) Euro = 2 696,73	Coût de CO ₂ par KWH produit (Ar)
1	1 549 996,13	761,56	1 180,42	16	18 886,64	50 932 170,90	32,86
2	1 722 217,92		1 311,57		20 985,16	56 591 301,00	32,86
3	1 722 217,92		1 311,57		20 985,16	56 591 301,00	32,86
4	1 722 217,92		1 311,57		20 985,16	56 591 301,00	32,86
5	1 722 217,92		1 311,57		20 985,16	56 591 301,00	32,86
6	1 722 217,92		1 311,57		20 985,16	56 591 301,00	32,86
7	1 722 217,92		1 311,57		20 985,16	56 591 301,00	32,86
8	1 722 217,92		1 311,57		20 985,16	56 591 301,00	32,86
9	1 722 217,92		1 311,57		20 985,16	56 591 301,00	32,86
10	1 722 217,92		1 311,57		20 985,16	56 591 301,00	32,86
TOTAL			12 984,57		207 753,05	560 253 879,94	

Source : Auteur

(*) Prix des crédits carbone à fin août 2007

Source : la finance carbone, les politiques écologiques et l'Afrique dans tout ça ? Septembre 2010, FABRICE KOM TCHUENTE

http://www.finafrique.com/publications/finance%20carbone_afrique.pdf.

¹⁸Source : <http://www.economie.com/emissions-de-co2-par-litre-de-carburant-essence-diesel-ou-gpl-articles-3723.html> (Date de consultation : 15/07/12)

III.3. PROJET D'INSTALLATION D'UNE PETITE CENTRALE HYDRAUELECTRIQUE de 1,05 MW

III.3.1. DESCRIPTION DU PROJET :

Le projet consiste à mettre en place une petite centrale hydroélectrique dans le site d'ANTSIAFAMPIANA dans la région de SAVA, capitale mondiale de la vanille. D'après l'étude de préfaisabilité effectuée par l'ADER et le Réseau International d'accès aux énergies durables (RIAED)¹⁹, la puissance installée sur ce site est estimée à 1.05 MW avec une hauteur de chute brute de 10 m et un débit d'équipement de 15m³/s. La production est estimée à 6400 MW par an pour alimenter les deux Communes rurales d'ANTOMBONA et MAROFINARITRA. A titre d'illustration, nous présentons en Annexe 5 le schéma d'un réseau hydroélectrique de la production à la consommation d'électricité.

III.3.2. LES COUTS

Un aménagement hydraulique est une construction adaptée aux conditions individuelles du site, ce qui cause des coûts de construction extrêmement variés. Toutefois, comme pour tout projet, il faut considérer les coûts fixes et les coûts variables.

III.3.2.1. Le coût fixe

Le coût fixe ou le coût d'investissement initial est composé des rubriques suivantes :

- ***Étude de faisabilité*** : l'étude de faisabilité comporte en général l'inspection du site, l'évaluation détaillée du potentiel hydraulique, une évaluation environnementale, des travaux de conception préliminaire, l'estimation détaillée des coûts.
- ***développement*** : en général, ces coûts comprennent les dépenses liés aux négociations de contrats d'achat d'électricité, les permis et approbations, les droits fonciers, le financement du projet, les services juridiques et comptables.
- ***travaux d'ingénierie*** : les coûts d'ingénierie comprennent les frais engagés pour la conception du projet, la gestion des appels d'offres et des contrats et la surveillance des travaux.
- ***Équipements énergétiques*** : les équipements énergétiques incluent tous les équipements électromécaniques du projet, incluant les coûts reliés à l'achat des turbines-génératerices, du régulateur et des contrôles (coût d'achat, installation, transport, etc.)

¹⁹ Le RIAED est un projet soutenu pendant ses trois premières années par le programme Intelligent Energy de la Commission Européenne, l'IEPF et l'ADEME

- **infrastructures connexes** : les infrastructures connexes incluent les coûts du chemin d'accès, de la ligne électrique et du poste de raccordement, la construction de la centrale, de la conduite forcée, du canal, du tunnel et d'autres coûts reliés aux travaux de génie civil.
- **coûts divers** : il s'agit des coûts de formation, de la mise en service, des frais imprévus durant les travaux.

Pour notre cas, le Réseau International d'accès aux énergies durables (RIAED) estime le coût d'investissement initial à 2,075 millions euros, c'est-à-dire 1 976 Euro/KW installé²⁰.

III.3.2.2. Le coût variable

Les charges de fonctionnement varient en fonction de la taille et des caractéristiques de la centrale. Elles sont composées des coûts d'exploitation, des frais financiers des provisions et des amortissements. Les coûts directs d'exploitation correspondent aux frais entraînés par l'entretien, les assurances, les taxes etc.

- **Frais de fonctionnement** comprend entre autres :
 - *Droits hydrauliques et taxes foncières* : les autorités de la région peuvent exiger le paiement d'un coût annuel pour l'utilisation de l'eau de la rivière en fonction de l'ampleur du projet et des taxes sur la propriété
 - *Primes d'assurance* : ce sujet couvre le coût annuel des primes d'assurance, lesquelles doivent couvrir au minimum la responsabilité civile, les dommages matériels, les défauts des équipements et d'interruption des activités
 - *Entretien de la ligne électrique*
 - *Frais généraux et administratifs*
- **Cout de maintenance et entretien** : Il faut prévoir une somme annuelle pour les Pièces de rechange et Lubrifiants pour groupes

Pour notre cas, ce coût d'opération et de maintenance est évalué à 2% du coût total d'investissement. Cette évaluation est basée sur les données utilisées par GTZ Madagascar dans son « Outil d'analyse financière des projets hydroélectriques »²¹ dans le cadre de la Promotion de l'Electrification Rurale pour les Energies Renouvelables (PERER)

III.3.3. LA PRODUCTION

La production d'un site hydroélectrique est proportionnelle à la puissance installée disponible du site. La puissance est calculée en fonction de la hauteur de la chute et au débit

²⁰ http://www.riaed.net/IMG/pdf/Madagascar_Fiche_projet_hydroelectrique_1107.pdf

²¹ Disponible dans le site de l'ADER : www.ader.mg;

d'eau disponible. La hauteur de la chute se mesure entre la surface d'eau libre en amont de la prise d'eau et l'axe de la turbine.

De manière approximative, la puissance moyenne d'une petite centrale projetée sur un site donné peut être calculée avec la formule suivante²²:

$$P_{el} = \frac{7 \times Q_m \times H_n}{1000}$$

Avec,

P_{el} : Puissance électrique moyenne aux bornes du générateur, en kW

Le coefficient 7 tient compte des pertes et du rendement de la turbine, du générateur et d'une éventuelle transmission (courroie, réducteur à engrenages). Cela signifie que seuls 70% de la puissance hydraulique à disposition sont transformés en énergie électrique.

Q_m : Débit annuel moyen, en litres/seconde

H_n : Chute nette en mètres

En appliquant cette formule pour les données de notre cas, le décompte suivant présente le calcul de la puissance installée :

$$- \quad P_{el} = \frac{7 * 15 * 10}{1000} = 1050 \text{ KW}$$

Avec,

- Q_m : 15m³/s

- H_n : 10 m

Par ailleurs, dans le calcul de la production estimative, il faut prendre en compte les deux facteurs suivants :

- Le débit de l'eau disponible dans la rivière
- Le facteur d'utilisation de la centrale hydroélectrique

La raison principale qui justifie la présence de ces deux facteurs de correction est de permettre la réalisation d'analyses de sensibilité. En jouant avec ces facteurs, on peut facilement évaluer la viabilité financière du projet.

III.3.3.1. Facteur d'ajustement du débit disponible

L'hydroélectricité est extrêmement dépendante de la caractéristique hydrologique de la région où elle s'installe. Pendant la saison des pluies, des débits importants pourront

²² Petites centrales hydrauliques, PACER, 1992. Site : www.petitehydraulique.ch;

impliquer d'importantes productions. En revanche, pendant la saison sèche ou au cœur de l'hiver, le débit peut se réduire considérablement, ce qui diminue la rentabilité de l'installation, d'autant plus si on doit laisser s'écouler dans la rivière un débit résiduel qui ne peut passer par les turbines.

III.3.3.2. Facteur d'utilisation de la centrale hydroélectrique

La production moyenne annuelle d'une petite centrale hydroélectrique, comparée à sa puissance installée, est exprimée sous forme de facteur d'utilisation. Ce facteur est une façon d'exprimer le débit disponible du site et l'efficacité de son utilisation. Les valeurs typiques se situent entre 40 et 95 %²³.

Ainsi, nous décrivons dans le tableau ci-dessous la variation de production d'électricité en fonction de ces deux facteurs :

Tableau N°35 : Production estimative d'électricité du petite centrale hydroélectrique

			Production annuelle fonction du facteur d'utilisation et débit disponible (MWh)				
Débit m ³ /s	Puissance (Kwh)	Production maximale	80%	70%	60%	50%	40%
15	1050	9 198 000	7 358,40	6 438,60	5 518,80	4 599,00	3 679,20
12	840	7 358 400	5 886,72	5 150,88	4 415,04	3 679,20	2 943,36
10	700	6 132 000	4 905,60	4 292,40	3 679,20	3 066,00	2 452,80
8	560	4 905 600	3 924,48	3 433,92	2 943,36	2 452,80	1 962,24
6	420	3 679 200	2 943,36	2 575,44	2 207,52	1 839,60	1 471,68
4	280	2 452 800	1 962,24	1 716,96	1 471,68	1 226,40	981,12

Source : Auteur

²³ Modèle pour projets de petite centrale hydroélectrique ; RETScreen International. Site : www.retscreen.net;

III.3.4. DETERMINATION DE COUT DE REVIENT

Récapitulons dans le tableau ci-après la fiche technique de notre projet :

Tableau N° 36 : Fiche technique du projet d'aménagement du site hydroélectrique d'Antsiafampiana

Puissance installée du projet	1,05MW
Facteur d'utilisation (FU)	70%
Débit disponible	Qe = 15m ³ /s
Durée de vie du projet	25 ans
Coefficient d'ajustement de la production – Année 1 (*)	90%
Coût total estimatif d'investissement	2,075 millions euros
Sources de financement	
- Fond propre	30%
- Emprunt	70%
Taux d'intérêt	14%
Durée de remboursement	10 ans
Dépenses annuelles d'opération et d'entretien (O&M)	2% Investissement
Taux d'inflation des dépenses annuelles d'O&M	2%
Cours US\$ au 15/05/2012	2101,4
Cours euro au 15/05/2012	2696,73

(*)Le coefficient d'ajustement représente la proportion de temps de disponibilité de l'éolienne pendant l'an 1. Il s'applique seulement à la première année de production. Il est typiquement inférieur à 100 % en raison de la période de rodage typique de la première année d'opération.

Tableau N° 37 : Tableau de calcul de cout de revient par KWH – Centrale hydroélectrique

ANNEES	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INVESTISSEMENT INITIAL	5 595 714 750										
PRODUCTION – KWH		5 794 740	6 438 600	6 438 600	6 438 600	6 438 600	6 438 600	6 438 600	6 438 600	6 438 600	6 438 600
CHARGES											
AMORTISSEMENT		223 828 590	223 828 590	223 828 590	223 828 590	223 828 590	223 828 590	223 828 590	223 828 590	223 828 590	223 828 590
FRAIS FINANCIER		548 380 046	493 542 041	438 704 036	383 866 032	329 028 027	274 190 023	219 352 018	164 514 014	109 676 009	54 838 005
MAINTENANCE		111 914 295	114 152 581	116 435 633	118 764 345	121 139 632	123 562 425	126 033 673	128 554 347	131 125 434	133 747 942
TOTAL		884 122 931	831 523 212	778 968 259	726 458 967	673 996 249	621 581 037	569 214 281	516 896 950	464 630 033	412 414 537
COUT UNITAIRE											
- Ariary/KWH		152,57	129,15	120,98	112,83	104,68	96,54	88,41	80,28	72,16	64,05
ANNEES	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
INVESTISSEMENT INITIAL											
PRODUCTION – KWH	6 438 600	6 438 600	6 438 600	6 438 600	6 438 600	6 438 600	6 438 600	6 438 600	6 438 600	6 438 600	6 438 600
CHARGES											
AMORTISSEMENT	223 828 590	223 828 590	223 828 590	223 828 590	223 828 590	223 828 590	223 828 590	223 828 590	223 828 590	223 828 590	223 828 590
FRAIS FINANCIER											
MAINTENANCE	136 422 901	139 151 359	141 934 386	144 773 074	147 668 536	150 621 906	153 634 344	156 707 031	159 841 172	163 037 995	166 298 755
TOTAL	360 251 491	362 979 949	365 762 976	368 601 664	371 497 126	374 450 496	377 462 934	380 535 621	383 669 762	386 866 585	390 127 345
COUT UNITAIRE											
- Ariary/KWH	55,95	56,38	56,81	57,25	57,70	58,16	58,63	59,10	59,59	60,09	60,59

ANNEES	22	23	24	25
--------	----	----	----	----

INVESTISSEMENT INITIAL				
PRODUCTION – KWH	6 438 600	6 438 600	6 438 600	6 438 600

CHARGES

AMORTISSEMENT	223 828 590	223 828 590	223 828 590	223 828 590
FRAIS FINANCIER				
MAINTENANCE	169 624 730	173 017 225	176 477 569	180 007 121
TOTAL	393 453 320	396 845 815	400 306 159	403 835 711

COUT UNITAIRE

- Ariary/KWH	61,11	61,64	62,17	62,72
--------------	-------	-------	-------	-------

Il ressort à partir de ce tableau un coût unitaire moyen de **76,38 Ariary/KWH**

⇒ Résultat 6 :

- le coût moyen de production thermique d'électricité de la société JIRAMA est de **696 Ariary/KWh** (au prix du gasoil année 2010),
- le coût moyen de production hydraulique d'électricité de notre projet est de **76,38 Ariary/KWh**.
- le coût unitaire hydraulique de vente d'électricité de la société JIRAMA en 2011 est de **43 Ariary/KWh**.
- le coût de production d'électricité de notre projet éolien est de **469,42 Ariary**

On peut conclure qu'avec un facteur d'utilisation de 70%, l'hydroélectricité est largement plus rentable que la thermique et l'éolienne.

Analysons maintenant la sensibilité de ce résultat quand on modifie quelques paramètres du projet.

III.3.4.1. Analyse de sensibilité

L'analyse permet d'observer le changement du résultat final à la variation d'un seul paramètre choisi (tous les autres paramètres sont constants). Les tableaux ci-dessous démontrent respectivement le changement des résultats finaux (cout de production de KWh, valeur actuelle nette et taux de rentabilité interne du flux de trésorerie brut) en fonction de la variation de chaque paramètre.

- Débit de l'eau :

Le débit de l'eau est un paramètre crucial qui influe directement sur la production d'électricité d'une centrale hydroélectrique. C'est pourquoi, il est important d'analyser l'impact de la variation de ce paramètre sur le coût de production afin d'en tirer une conclusion :

Tableau N°38 : Impact de la variation du débit disponible sur le coût de production

Débit m3/s	Coût moyen de production Ar/Kwh
15	76,38
12	95,48
10	114,57
8	143,21
6	190,95
4	286,43

Source : Auteur

➡ Résultat 7 :

Il est montré dans ce tableau que, pour notre projet, si le débit disponible descend jusqu'à 8 m³/s, le coût de production est doublé. Avec un débit disponible de 4 m/s, le coût de production monte jusqu'à 286,43 Ar/Kwh (375%). Dans ce cas, il est conseillé de suspendre l'exploitation afin d'éviter les dommages techniques importants sur les équipements de production.

Ainsi, compte tenu de la manifestation du changement climatique à Madagascar, avant de prendre une décision d'investissement dans l'hydroélectricité, il est indispensable d'effectuer des études de faisabilité techniques et économique approfondies du projet, et élaborer plusieurs scenarii probables.

A titre d'exemple dans le cas pratique, pour maintenir un débit disponible suffisant, il est nécessaire d'instaurer une forme de collaboration avec la communauté locale sur la protection du bassin versant. L'objectif de cet accord est d'inciter la population locale en amont à renoncer à des activités (déforestation, activités agricoles, etc.) qui pourraient affecter sur le débit d'eau disponible pour la centrale de production électrique en aval. En contre partie, un système de paiement pour les services environnementaux sera adopté à l'égard de la population et ce, en fonction de l'évaluation économiques de ces services. Aussi, les coûts supplémentaires engendrés par ces transactions devraient être pris en compte lors de l'évaluation économique du projet.

- Le facteur d'utilisation

Cette étude consiste à mesurer l'effet sur le coût de production, de la variation du taux d'utilisation (au nombre d'heures de pleine charge par année) afin d'observer la rentabilité de l'aménagement hydroélectrique.

Tableau N°39 : Impact de la variation du facteur d'utilisation sur le coût de production

Facteur d'utilisation	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%
Production -MWH	7358,4	6438,6	5518,8	4599	3679,2	2759,4	1839,6	919,8
Coût de production	66,83	76,38	89,11	106,93	133,67	178,22	267,33	534,67

Source : Auteur

Nous pouvons voir sur ce tableau le rôle décisif du taux d'utilisation sur choix économique du système. Les coûts de revient du kilowattheure étant presque inversement proportionnels au taux d'utilisation.

➡ Résultat 8 :

Avec un taux d'utilisation entre 80% et 20% les coûts de production restent compétitifs par rapport à l'éolienne. Par contre, lorsque ce taux touche le minimum de 10%, ce qui est le cas pour les milieux ruraux où on utilise seulement l'énergie pour l'éclairage pendant les heures du soir, le coût de production devient très élevé.

Autrement dit :

- Si facteur d'utilisation est égale à 10%, c'est-à-dire, 1000 heures/année = utilisation de soir (lumière): La petite hydraulique n'a presque pas d'atouts économiques.
- Si facteur d'utilisation est supérieur à 20%, à partir de 3000 heures/année = utilisation jours et soirs (industrie et lumière): La petite hydraulique revient plus économique.

Ce résultat est expliqué par le fait que, pour les aménagements hydrauliques, les coûts marginaux sont très petits (contrairement par exemple aux centrales thermiques, où les frais marginaux dépendent directement du prix du combustible). Cela signifie que les coûts annuels sont presque constants et indépendants de la quantité d'électricité produite. Plus la totalité de la production est grande, plus le coût spécifique du kilowattheure est bas.

III.3.5. DETERMINATION DU TARIF DE VENTE

Comme nous avons procédé dans le projet éolien, notre objectif dans cette section est de répondre aux questions suivantes :

- A quel prix de vente, la Valeur actuelle Net devient positif dans ce projet hydroélectrique ?
- A quel prix de vente, le Taux de Rentabilité Interne devient supérieur ou égale au coût du capital ou bien au taux d'intérêt bancaire ?

Rappelons ci-après nos hypothèses du départ :

- Débit disponible : 15m/s
- Facteur d'utilisation : 70%
- Nature du capital : 30% fonds propre, 70% emprunt
- Taux d'intérêt bancaire : 14%
- Durée de remboursement : 10ans
- Taux d'inflation : 2%
- Taux d'actualisation : 12%

Après calcul, nous présentons dans le tableau suivant la variation des VAN et TRI par rapport aux prix de vente de KWh d'électricité.

Tableau N°40 : Projection des VAN et TRI par rapport aux prix de vente - Hydroélectricité

Prix de vente Ar/KWh	Valeur actuelle nette (brut)	TRI
100	- 1 790 672 688,13	6,50%
110	- 1 315 493 840,93	8,05%
120	- 840 314 993,73	9,53%
130	- 365 136 146,54	10,95%
140	110 042 700,66	12,31%
145	347 632 124,26	12,98%
150	585 221 547,85	13,64%
155	822 810 971,45	14,29%
160	1 060 400 395,05	14,94%
170	1 535 579 242,25	16,20%
200	2 961 115 783,83	19,88%
250	5 337 010 019,81	25,75%

Source : Auteur

Il est consigné dans ce tableau que la VAN devient positive à partir du prix de vente de 140Ar/KWh. Toutefois, il est à signaler qu'avec ce prix de vente, le TRI est de 12,31%, c'est-à-dire inférieur au taux de rendement exigé pour le projet qui est de 14%. Il faut donc trouver un prix de vente avec une VAN positive et qui rend le TRI supérieur à 14%. Le prix de vente de 155 Ar/KWh répond à ces deux critères.

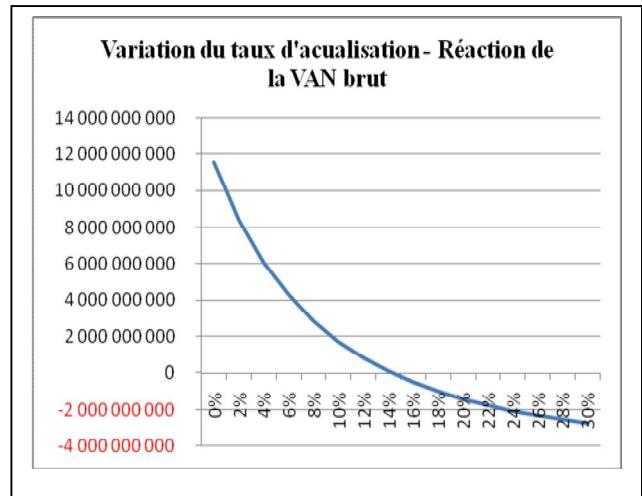
⇒ Résultat 9 :

Le projet d'aménagement d'une petite centrale hydroélectrique est rentable en fixant son prix de vente à partir de 155 Ar/KWh.

Pour finir, le tableau suivant montre la sensibilité de la VAN par rapport au taux d'actualisation :

Tableau N° 41 : Sensibilité de la VAN par rapport au taux d'actualisation

Taux d'actualisation	Valeur actuelle nette (brut)
0%	11 544 923 939
2%	8 430 498 342
4%	6 070 354 306
6%	4 255 383 372
8%	2 839 637 035
%	1 720 013 326
12%	822 810 971
14%	94 730 320
14,29231349%	0
16%	-503 215 037
18%	-999 861 161
20%	-1 416 769 706
22%	-1 770 234 963
24%	-2 072 698 478
26%	-2 333 755 806
28%	-2 560 879 847
30%	-2 759 945 385



Source : Auteur

III.3.6. DETERMINATION DE CO2 EVITE

Nous présentons dans le tableau ci-après les quantités et coûts estimatifs des CO2 évitées durant les dix premières années de la mise en œuvre du projet hydroélectricité. Les paramètres pris dans le calcul restent identiques que dans le projet éolien.

Tableau N°42 : Valorisation de la quantité de CO2 évitée par le projet hydroélectricité

ANNEES	PRODUCTION - KWH	Emissions de CO2 évitées/K Wh - (en gramme)	Emissions de CO2 évitées grâce au projet hydroélectricité (en tonne)	Valeur tutélaire de la tonne de CO2 (Euro)	Valorisation des émissions de CO2 évitées (Euro)	Valorisation des émissions de CO2 évitées (Ar) Euro = 2 696,73	Coût de CO2 par KWH produit (Ar)
1,00	5 794 740,00	761,56	4 413,04	16,00	70 608,68	190 412 532,43	32,86
2,00	6 438 600,00		4 903,38		78 454,08	211 569 480,48	32,86
3,00	6 438 600,00		4 903,38		78 454,08	211 569 480,48	32,86
4,00	6 438 600,00		4 903,38		78 454,08	211 569 480,48	32,86
5,00	6 438 600,00		4 903,38		78 454,08	211 569 480,48	32,86
6,00	6 438 600,00		4 903,38		78 454,08	211 569 480,48	32,86
7,00	6 438 600,00		4 903,38		78 454,08	211 569 480,48	32,86
8,00	6 438 600,00		4 903,38		78 454,08	211 569 480,48	32,86
9,00	6 438 600,00		4 903,38		78 454,08	211 569 480,48	32,86
10,00	6 438 600,00		4 903,38		78 454,08	211 569 480,48	32,86
		TOTAL	48 543,46		776 695,43	2 094 537 856,74	

Source : Auteur

CONCLUSION ET PRECONISATIONS

Notre problématique était de répondre à la question « **Quelle source d'énergie est la plus compétitive pour Madagascar afin de répondre aux besoins du développement durable ?** »

Nous pouvons maintenant répondre que :

- La dépendance principalement à l'énergie fossile n'a pas permis au secteur électrique malgache d'assurer son rôle comme levier au développement économique du pays. Jusqu'à aujourd'hui, les résultats apparaissent pour l'essentiel négatifs et peuvent être résumés par les points suivants :
 - Capacité de production faible et concentration dans la capitale
 - Un taux d'accès à l'électricité faible surtout dans les zones rurales
 - Un tarif de l'électricité trop élevé et très sensible au contexte énergétique mondiale
 - Société publique en difficulté financière et faisant l'objet de redressement à plusieurs reprises.
- En matière d'énergies renouvelables, nous disposons d'un énorme potentiel, tant pour l'hydroélectricité que pour l'éolienne et solaire. Ces ressources, réparties dans toutes les régions de Madagascar, sont plus que suffisantes pour répondre aux besoins nationaux et locaux en électricité.
- Après évaluation technique et économique, l'hydroélectricité est la filière la plus compétitive. Toutefois, des efforts importants vis-à-vis de tous les stakeholders devraient être déployés pour pallier les handicaps au développement de cette filière.
- L'éolienne devient également une option très intéressante en comparaison au thermique. En termes de coût, elle peut être une solution alternative en cas d'absence des ressources hydrauliques suffisantes. Toutefois, pour être rentable, il faut quand même une vitesse de vent entre 7 à 9 m/s à 50 mètre de hauteur. Les bandes côtières de Madagascar sont les zones les plus favorables pour cette option.
- La filière photovoltaïque ne devrait pas être également négligée. Malgré son coût d'investissement élevé, elle peut servir en solution alternative de pré-electrification pour les nombreux sites isolés de la Grande Ile.

- Dans tous les cas, les groupes électrogènes peuvent jouer le rôle d'agent énergétique de secours ou d'équilibre dans les heures de pointe, pendant les périodes de maintenance et des pannes techniques des centrales d'énergies renouvelables.

PRECONISATIONS

Au vu des considérations de la situation actuelle du secteur énergétique et du potentiel en énergies renouvelables du pays, nous préconisons ce qui suit :

- **Le développement des ressources hydroélectriques** pour limiter notre dépendance énergétique aux ressources fossiles et faciliter l'accès à une électricité à un coût économiquement viable pour les populations défavorisées.
- Vulgariser l'utilisation des cuiseurs solaires dans l'ensemble du pays pour atténuer le problème de déforestation dans les zones critiques.
- **Encourager les projets de recherche des énergies fossiles** (notamment pétrole et gaz naturel) en y associant les grandes multinationales du secteur pétrolier.
- La **recherche des investissements privés** (Partenariat Public-Privé) ainsi que l'adhésion aux organismes de garanties internationales pour l'exécution des gros projets d'investissements dans ce secteur devront être une constante.
- **Protection des bassins versants** : établir une vaste plage de négociation avec les communautés de base pour maintenir le niveau de débit de l'eau dans la centrale de production. Il est à suggérer l'adoption du système de paiement pour services environnementaux.
- **Utilisation de l'eau** : négociation avec les agriculteurs (**Eau contre lumière**: l'agriculteur reçoit soit un paiement soit de l'énergie gratuite, mais cède de l'eau surtout le soir pour les heures de pointe (Après minuit et pendant le jour, dans les petits réseaux ruraux, il y a peu de consommation d'électricité, donc assez d'eau pour les rizières et autres cultures)
- Promotion d'une **demande d'électricité continue**: on a intérêt à atteindre un haut taux d'utilisation de l'aménagement hydroélectrique pour avoir un coût bas (structure tarifaire promotionnelle)
- **Précautions écologiques** : Une **étude d'impact** selon les normes internationales est indispensable pour atténuer, voir éviter, les impacts écologiques négatifs de l'aménagement (surtout sur le paysage, les cours d'eau, les animaux, la nappe souterraine, les activités de la population). Une bonne conception écologique

augmente les chances d'obtenir un financement étranger, en commençant par des aménagements modèles.

- **Promotion politique** : libéralisation du marché de la distribution pour les investisseurs en zones rurales, avec des mesures accompagnatrices de protection et de promotion (régulation des tarifs, taxes d'importation, etc.)
- **Promotion technologique** : pour augmenter la valeur ajoutée nationale, il faut développer la fabrication à Madagascar des équipements électriques, comme la turbine. Toutefois, afin d'éviter le risque technique qui affectera sur la production, il est recommandé de suivre la voie d'un transfert de technologie professionnelle, si nécessaire avec des licences

Pour pouvoir réaliser ces objectifs, il faudrait que Madagascar puisse tirer pleinement profits des mécanismes de financement actuels des projets d'énergies propres mis en place par les bailleurs de fonds, entre autres :

- **L'initiative Energie de l'Union Européenne**, par laquelle la Commission européenne vise à soutenir la provision de services d'énergie durable à près de 500 millions d'individus dans les pays les plus pauvres d'ici 2030.
- Le **Mécanisme de Développement Propre** de la CCNUCC : un mécanisme financier mondial, destiné à promouvoir les projets d'investissement à faible taux d'émission de gaz à effet de serre. Les pays qui investissent en ce sens reçoivent des «crédits certifiés de réduction» en proportion avec la réduction certifiée des émissions de gaz à effet de serre, et ces crédits peuvent les aider à respecter plus facilement leurs engagements pris dans le cadre de la CCNUCC.
- Le **Fonds pour l'Environnement Mondial (FEM)** : créé en 1991, c'est le plus important bailleur de fonds mondial pour les projets visant à améliorer l'environnement. Il travaille en partenariat avec les institutions internationales comme la Banque Mondiale et ONU et des organisations non gouvernementales. Il soutient les initiatives de développement durable et accorde des financements aux pays en développement et aux pays en transition pour des projets concernant la biodiversité, le changement climatique, les eaux internationales, la dégradation des sols, la couche d'ozone et les polluants organiques persistants.
- **Le Fonds vert** : ce mécanisme a été adopté lors de la 17ème conférence sur le changement climatique qui s'est tenue à Durban en 2011. Il est destiné à aider financièrement les pays en développement à faire face au changement climatique.

BIBLIOGRAPHIE

- A. Rabl et J. V. Spadaro, Les coûts externes de l'électricité, 2001, 22 p.
- Adrien BIO YATOKPA, Sakariyou MAHMAN, Koffi ABBLE, Identification et cartographie des potentialités et sources d'énergies renouvelables assorties des possibilités d'exploitations (Cas de BENIN), Juillet 2010, 107 p
- AFH2 – LD, Mémento de l'Hydrogène - FICHE 2.1, Situation mondiale de l'énergie, Février 2007, 5 p.
- Agence de l'environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) Guide d'aide au montage de projets photovoltaïques portés par les entreprises et les exploitants agricoles, 2010, 16 p.
- Agence Française de Développement et Banque Africaine de Développement, L'énergie en Afrique à l'horizon 2050, Décembre 2009, 76 p.
- ASCONIT Consultant, Etude de vulnérabilité aux changements climatiques, Rapport National Madagascar, Evaluation qualitative, Mars 2011, 93 p.
- BOURGEAU Céline, La rentabilité des éoliennes, 2008, 43 p.
- Fidèle RAFIDIMANANTSOA, Etude de l'importance du facteur « carburant » sur le cout de l'électricité à Madagascar, Février 2012.
- Fondation Energies pour le Monde, Ministère de l'Energie, De l'électricité verte pour un million de ruraux à Madagascar, 56 p.
- Hanspeter LEUTWILER, Petites Centrales Hydroélectriques à Madagascar Visions, Stratégies et Suggestions pour l'Électrification Rurale (Module Additionnel II), Août 2005, 56 p.
- Hanspeter LEUTWILER, Valorisation des Potentiels hydroélectriques pour l'Electrification rurale à Madagascar (Rapport final), Mai 2008, 86 p.
- Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie, Fiches techniques PRISME N°2 (Programme International de Soutien à la Maîtrise de l'Énergie), l'Energie Eolienne, 8 p.
- INSTAT, Situation économique au 1er Janvier 2010, Avril 2010, 62 p.
- INSTAT, Tableau de bord de l'économie de Madagascar, Numéro 03, Avril 2011, 22p.
- Jean-Marie MARTIN-AMOUROUX, Economie de l'hydraulique, Juin 2004, 5 p.

- Julien ANDRE, projet GESFORCOM, Electrification rurale a Madagascar : scénarisation du nombre de consommateurs et des puissances escomptées pour le dimensionnement d'une centrale biomasse, 2007, 30 p.
- Ministère de l'énergie, Les énergies renouvelables à Madagascar, Février 2010, 14 p.
- Office Nationale de l'Environnement Madagascar, Etude pour la reformulation d'une politique de l'énergie écologiquement durable à Madagascar, Octobre 1995, 204 p.
- Patrick Artus, Antoine d'Autume, Philippe Chalmin et Jean-Marie Chevalier, Les effets d'un prix du pétrole élevé et volatil, 2010, 247 p.
- Programme d'action énergies renouvelables Suisse (PACER), Petites centrales hydrauliques, 1992, 96 p.
- Programme rHYviere, Cahier des charges de conception des réseaux hydroélectriques ruraux à Madagascar, Janvier 2010 (Version N°3), 181 p.
- Remi RABARIVELO, Ministère de l'Energie, REFORME DU SECTEUR ELECTRIQUE A MADAGASCAR, Mars 2010, 11 p.
- RETScreen International (Centre d'aide à la décision sur les énergies propres), Analyse de projets de petite centrale hydroélectrique, 2004, 37 p.
- Victor BEGUERIE, Kevin BLANCHARD, The Potential For Renewable Energies In Rural Areas Of Madagascar, Mars 2009, 131 p.

WEBOGRAPHIES

- BP Statistical Review of World Energy June 2011 (page consultée en Janvier 2012)
Adresse URL : <http://www.bp.com/statisticalreview>
- Evolution annuelle des productions, ventes, et nombres d'abonnées de la JIRAMA, (page consultée en Mars 2012).
Adresse URL : <http://www.ore.mg>
- Comparatif : Eolien vs Photovoltaïque (page consultée en Mars 2012).
Adresse URL : <http://www.quelleenergie.fr/magazine/electricite/comparatif-eolien-photovoltaque-01407/>
- L'électricité à Madagascar (page consultée le 31 Octobre 2011)
Adresse URL : <http://storage.canalblog.com/26/40/38838/19276979.pdf>
- Les réformes du secteur électrique, Quel bilan, quelles perspectives pour l'Afrique ? (page consultée le 27 Janvier 2012)
Adresse URL : <http://www.iepf.org/docs/lef/LEF73.pdf>
- Le secteur électrique : un potentiel de développement qui reste à exploiter (page consultée le 06 Novembre 2011)
Adresse URL : <http://siteresources.worldbank.org/INTMADAGASCARINFRENCH/Resources/SecteurElectrique.pdf>
- Stratégie Nationale du Mécanisme de Développement Propre à Madagascar (page consultée le 17 Février 2012)
Adresse URL : <http://www.meeft.gov.mg>
- Problématique et mise en œuvre des sources renouvelables d'énergie. (page consultée le 17 Novembre 2011)
Adresse URL : http://www.bepita.net/materiels/nrj_renouv/energies_renouv.pdf
- Clean development mechanism. *project design document form (CDM-SSC-PDD) Version 03* (page consultée le 20 Février 2012)
Adresse URL :
http://www.cdm.unfccc.int/Reference/PDDs_Forms/PDDs/PDD_form02_v03.doc
- Les prix affichés à la pompe des produits pétroliers 2000-2011 (page consultée le 20 Février 2012)
Adresse URL : <http://www.omh.mg>
- Tarif de l'électricité (page consultée en Février 2012)
Adresse URL : <http://www.jirama.mg>;

- Carte de localisation des sites hydroélectriques potentiels (pages consultée en Janvier 2012)

Adresse URL : <http://www.ore.mg>;
- La finance carbone, les politiques écologiques et l'Afrique dans tout ça ? (pages consultée en Avril 2012)

Adresse URL : http://www.finafrique.com/publications/finance%20carbone_afrique.pdf.
- Outil d'analyse financière des projets hydroélectriques (Date de consultation : Mars 2012)

Adresse URL : www.ader.mg;
- Emissions de CO2 par litre de carburant (Date de consultation : Janvier 2012)

Adresse URL : <http://www.econologie.com/emissions-de-co2-par-litre-de-carburant-essence-diesel-ou-gpl-articles-3723.html> (Date de consultation : 15/07/12)
- La limite de Betz (Date de consultation : Janvier 2012)

Adresse URL : http://fr.wikipedia.org/wiki/Limite_de_Betz.
- Montage d'un projet éolien (Date de consultation : Janvier 2012)

Adresse URL :
http://www.actu-environnement.com/ae/dossiers/eolien/montage_eolien.php4
- Guide pédagogique sur les énergies renouvelables (Date de consultation : Mai 2012)

Adresse URL : www.ademe-guyane.fr/pdf/GuidepedagogiqueEnRVer4.pdf
- Statistique de consommation mondiale d'électricité par habitant (Date de consultation : Juin 2012)

Adresse URL : <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2038rank.html>; <http://www.statistiques-mondiales.com/>)

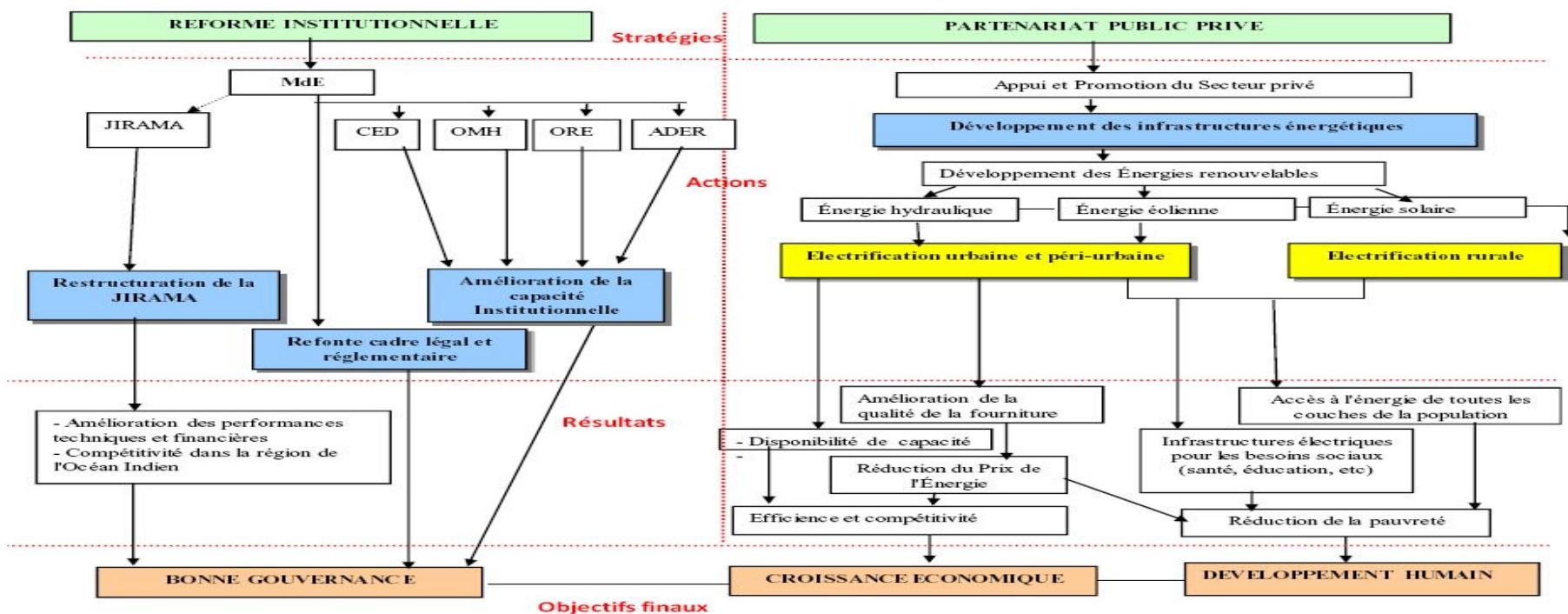
TABLE DES MATIERES

DEDICACES	i
REMERCIEMENTS.....	ii
RESUMES	iii
ABSTRACT	iii
SOMMAIRE	iv
LISTE DES TABLEAUX	v
LISTE DES CARTES.....	vii
LISTE DES FIGURES.....	vii
LISTE DES ACRONYMES.....	viii
INTRODUCTION	1
I – MATERIELS ET METHODES.....	3
I.1. JUSTIFICATION DU CHOIX DE L’ETUDE	3
I.2. MOYENS.....	4
I.2.1. ENTRETIENS.....	4
I.2.2. REVUE DES LITTERATURES	4
I.3. METHODE	5
I.3.1. DEMARCHE DE VERIFICATION COMMUNE DES HYPOTHESES	5
I.3.2. DEMARCHE DE VERIFICATION SPECIFIQUE DE L’HYPOTHESE 1	6
I.3.3. DEMARCHE DE VERIFICATION SPECIFIQUE DE L’HYPOTHESE 2	6
I.4. CADRAGE GENERALE DE L’ETUDE	7
I.4.1. CADRE REGLEMENTAIRE DU SECTEUR ELECTRIQUE A MADAGASCAR	7
I.4.2. ORGANISATION DU SECTEUR	8
I.4.2.1. L’Etat, représenté par le Ministère de l’Energie	8
I.4.2.2. La JIRAMA	8
I.4.2.3. L’Office de Régulation de l’Electricité	8
I.4.2.4. L’Agence de Développement de l’Electrification Rurale	8
I.4.2.5. Les Opérateurs Privés et bailleurs de fonds.....	9
II. DIAGNOSTIQUE ET ANALYSE DES RESULTATS.....	10
II.1. OFFRE ET DEMANDE D’ELECTRICITE A MADAGASCAR.....	10
II.1.1. SITUATION ACTUELLE DE L’OFFRE D’ELECTRICITE	10
II.1.1.1. La capacité installée	10
II.1.1.2. La production nationale d’électricité	11
II.1.1.3. Production d’électricité par province.....	13
II.1.2. SITUATION ACTUELLE DE LA DEMANDE	14
II.1.2.1. Le bilan énergétique	14
II.1.2.2. L’accès à l’électricité.....	17
II.1.2.3. La consommation d’électricité	20
II.1.3. LE PRIX DE L’ELECTRICITE A MADAGASCAR	22
II.1.3.1. Contexte énergétique mondiale	22
II.1.3.2. Le système d’indexation du tarif de l’électricité à Madagascar	24
II.1.3.3. La structure de coût de production d’électricité de la JIRAMA	24
II.1.3.4. L’évolution des tarifs de l’électricité	25
II.1.3.5. Impact du gel de tarif sur la santé financière de la société JIRAMA	25
II.1.3.6. Le prix de l’électricité sur le marché local et international	26
II.2. ENERGIES RENOUVELABLES : POTENTIELS ET HANDICAPS	30
II.2.1. EVALUATION DES POTENTIALITES	30
II.2.1.1. L’énergie solaire	30
II.2.1.2. L’énergie éolienne	33

II.2.1.3. L'énergie hydraulique	35
II.2.1.4. Rapport d'évaluation	37
II.2.2. OBSTACLES ET HANDICAPS	38
II.2.2.1. Les contraintes financières.....	38
II.2.2.2. Les contraintes de marché.....	39
II.2.2.3. Les contraintes institutionnelles, réglementaires et politiques	40
III. EVALUATION ECONOMIQUE : ETUDE DES CAS.....	42
III.1. LES CRITERES D'EVALUATION.....	42
III.1.1. LA VALEUR ACTUELLE NETTE (VAN) :.....	43
III.1.2. TAUX D'ACTUALISATION.....	43
III.1.3. LE TAUX DE RENTABILITE INTERNE	44
III.1.3. LE TAUX D'INTERET BANCAIRE	44
III.2. PROJET D'INSTALLATION D'UN PARC EOLIEN.....	44
III.2.1. DESCRIPTION DU PROJET.....	44
III.2.2. LES COUTS	45
III.2.2.1. Les coûts fixes	45
III.2.2.2. Les coûts variables	46
III.2.3. LA PRODUCTION.....	47
III.2.3.1. La vitesse du vent.....	47
III.2.3.2. Facteur d'utilisation de la centrale éolienne	48
III.2.4. DETERMINATION DE COUT DE REVIENT	49
III.2.4.1. Analyse de sensibilité.....	51
III.2.5. DETERMINATION DU TARIF DE VENTE	53
III.1.6. DETERMINATION DE C02 EVITE.....	54
III.3. PROJET D'INSTALLATION D'UNE PETITE CENTRALE HYDRAELECTRIQUE de 1,05 MW	56
III.3.1. DESCRIPTION DU PROJET :.....	56
III.3.2. LES COUTS	56
III.3.2.1. Le coût fixe.....	56
III.3.2.2. Le coût variable	57
III.3.3. LA PRODUCTION.....	57
III.3.3.1. Facteur d'ajustement du débit disponible.....	58
III.3.3.2. Facteur d'utilisation de la centrale hydroélectrique	59
III.3.4. DETERMINATION DE COUT DE REVIENT	60
III.3.4.1. Analyse de sensibilité.....	63
III.3.5. DETERMINATION DU TARIF DE VENTE	65
III.3.6. DETERMINATION DE C02 EVITE.....	67
CONCLUSION ET PRECONISATIONS.....	68
BIBLIOGRAPHIE.....	71
WEBOGRAPHIES	73
TABLE DES MATIERES.....	75
ANNEXES	777

ANNEXES

ANNEXE 1 : Politique de l'Energie et Réforme



JIRAMA = Jiro sy Rano Malagasy

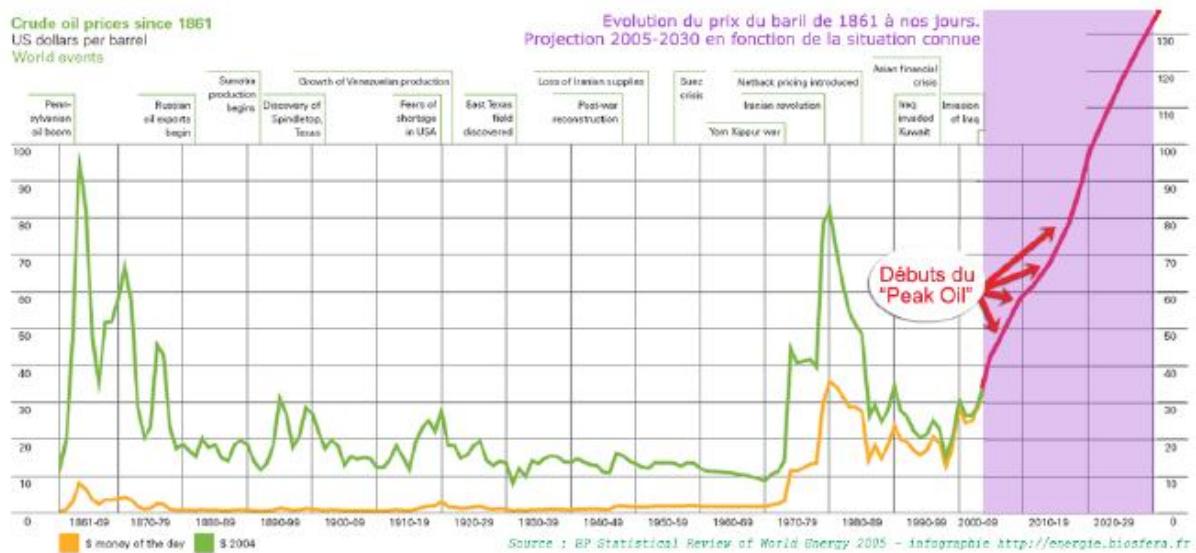
CED = Cellule Energie Domestique

OMH = Office Malgache des Hydrocarbures

ORE = Organe Régulateur de l'Electricité

ADER = Agence de Développement de l'Electrification Rurale

ANNEXE 2 : Evolution du prix du baril de 1861 à nos jours



ANNEXE 3 : Liste des sites hydroélectriques à Madagascar

ETAT D'INVENTAIRE DES SITES SUSCEPTIBLES D'ALIMENTER LA REGION DE TULEAR					
Nom du site	Rivière	Hauteur de chute (m)	Puissance installée (MW)	Product (GWh/an)	Niveau d'étude
Isaka Ivondro	Efaho	157	1,2	2,1	Préliminaire
Anosy Ambositra	Mangoky	(Barrage)15m	20	158	Inventaire sur carte
ETAT D'INVENTAIRE DES SITES SUSCEPTIBLES D'ALIMENTER LA REGION DE TOAMASINA					
Nom du site	Rivière	Hauteur de chute (m)	P. instal (MW)	Product (GWh/an)	Niveau d'étude
Volobe Amont	Ivondro	72	29	150	Préliminaires
Volobe Amont	Ivondro	100	45	350	Préliminaires
		100	90	631	Préliminaires
Grand Volobe	Ivondro	83	31	276	Préliminaires
Ambohitsara	Maningory	100	54	470	Inventaire sur carte
Maheriara	Sahanilahy	125	1,4	12	Inventaire sur carte
Anosimanasa	Mananara Nord	3	1,3	10	Reconnaissance
ETAT D'INVENTAIRE DES SITES SUSCEPTIBLES D'ALIMENTER LA REGION DE MAHAJANGA					
Nom du site	Rivière	Hauteur de chute (m)	P. instal (MW)	Product (GWh/an)	Niveau d'étude
Antafofo	Ikopa	195	579	4350	Préliminaires (59)
Antafofo	Ikopa	130	105	4173	Préliminaires 2000
Ambodiroka	Betsiboka	134	300	2090	Préliminaire
Ambodiroka	Betsiboka	70,5	42	280	APD FAISABILITE
Ambodiroka	Betsiboka	56,4	19,5	157	Faisabilité
Andriabe	Demoka	8,6	0,6	5	Reconnaissance
Marobakoly	Anjingo	20,7	0,8	6,5	Reconnaissance
Beandradezona	Beandradezona	35,8	0,43	3	Préliminaire
ETAT D'INVENTAIRE DES SITES SUSCEPTIBLES D'ALIMENTER DE REGION DE FIANARANTSOA					
Nom du site	Rivière	Hauteur de chute (m)	P. instal (MW)	Product (GWh/an)	Niveau d'étude
Antetezambato	Mania	220	210	1550	Préliminaires
Dangoro	Maintinandry	350	14	417	Préliminaires
Tazonana	Maintinandry	100	8	51	Préliminaires
Namorona II	Namorona	92	16	126	Inventaire
Rianambo	Manatsimba	10,5	0,415	3	Préliminaires
Betoafo	Mananara	400	360	2800	Inventaire sur carte
Fatihita	Ivoanana	217	24	175	Préliminaires
Antaralava	Imorona	28,5	0,32	2,5	Préliminaires

ETAT D'INVENTAIRE DES SITES HYDROELECTRIQUES SUSCEPTIBLES D'ALIMENTER LE NORD DE MADAGASCAR					
Nom du site	Rivière	Hauteur de chute (m)	P. instal (MW)	Product (GWh/an)	Niveau d'étude
Bevory					
Andriamanjavona	Ramena	89	6,75	56	Préliminaires
Andranomamofona	Mahavavy-Nord	100	15	96	Inventaire
Ampandriambazaha	Mahavavy-Nord	150	15	114	Inventaire
Tsaradohany	Mahavavy-Nord	28,3	5	44	Inventaire
Lokoho Aval	Lokoho	52,2	6	24	Préliminaires
ETAT D'INVENTAIRE DES SITES SUSCEPTIBLES D'ALIMENTER LE RESEAU INTERCONNECTE TANA					
Nom du site	Rivière	Hauteur de chute (m)	P. instal (MW)	Product (GWh/an)	Niveau d'étude
Antetezambato	Mania	220	210	1550	Préliminaires
Ankaramavo	Mania	150	143	2870	Inventaire sur carte
Tazoalava	Mania	100	88	2642	Préliminaires
Ankotrofotsy	Mania	56	47	1364	Reconnaissance
	Mania	57	36	1510	Préliminaires
Ankaramainty	landratsay	140	55	559	Inventaire sur carte
Ambararatavokoka	landratsay	175	105	920	Inventaire sur carte
Ankasamaity	landratsay	150	59	517	Inventaire sur carte
Dangoro	Maintinandry	350	14	417	Préliminaires
		322	33	260	Reconnaissance
Andasirotsaka	Onive	45	103	902	Inventaire sur carte
		45	16	126	-
		105	12	743	Préliminaires
Tsinjoarivo	Onive	54	21	123	Préliminaires
Sahofika	Onive	650	105	919,8	Préliminaires
		700	160	1260	Préliminaires 2000
Lohavanana	Mangoro	106	93	815	-
		109	120	915	Préliminaires 2000
Ranomafana	Ikopa	70,5	70	629	Préliminaires 2000
Mahavola	Ikopa	243	520	2910	Préliminaires (59)
		231	300	1870	Préliminaires
		231	325	3011	Préliminaires
Vohitsara	Ikopa	110	250	2208	Inventaire sur carte
		140	250	2207,52	-
		140	120	2472	Préliminaires
Isandrano	Ikopa	65	126	970	Préliminaires (59)
		65	29	1244	Préliminaires (59)
Andakana	Ikopa	45	280	2453	Inventaire sur carte
Antafofo	Ikopa	195	579	4350	Préliminaires (59)
		130	105	4173	Préliminaires 2000

Volobe	Ivondro	72	29	150	Préliminaires
Volobe Amont	Ivondro	100	45	350	Préliminaires
		100	90	590	Préliminaires
Grand Volobe	Ivondro	83	31	276	Préliminaires
Chute Miadana	Sahanivotry	270	7	44	Préliminaires
Farahantsana-Mahitsy	Ikopa	42	17	134	Préliminaires
Amboasary	Andromba	15	1,4	11	Inventaire sur carte
Talaviana	Manandona	121,5	15	110	Préliminaires
Andriatsemboka	Andratsay	30,3	1,38	11	Préliminaire
Andranotsara	Mangoro	52	30	196	Préliminaire
Antanandava	Ikopa	133	410	3030	Préliminaire
Mandraka 2	Bar Mantasoa	480	58	80	Reconnaissance
Vohimbohitra	Betsiboka	122	150	980	Préliminaire
Tazonana	Maintinandry	99,8	2,4	51	Préliminaire
Lily	Lily	74,9	3,6	24	En cours de réalisation
Sahanivotry	Sahanivotry	200	12	105	En cours de réalisation
Tsiazompaniry	Réservoir	34	5	25	En cours de réalisation

ANNEXE 4 : Taux d'intérêt moyens pondérés appliqués par les banques

Année : 2011

	JANVIER		FEVRIER		MARS		AVRIL		MAI		JUIN		JUILLET		AOUT		SEPTEMBRE		OCTOBRE		NOVEMBRE		DECEMBRE		
	MIN	MAX																							
I- TAUX DE BASE	13,80	15,00	13,80	15,00	13,80	15,00	13,80	15,00	10,50	24,00															
II - CONDITIONS GENERALES																									
A- TAUX DEBITEURS	7,09	42,26	7,07	42,39	7,05	42,84	7,05	43,12	3,29	43,44	1,90	43,52	1,90	43,85	3,35	44,22	3,34	44,59	3,35	44,01	3,30	45,03	3,34	45,21	
A1 - Crédits aux entreprises en MGA :																									
Crédits à Court Terme	8,78	42,26	8,79	42,39	8,99	42,84	11,12	43,12	10,39	43,44	6,62	43,52	4,01	43,85	5,84	44,22	8,61	44,59	11,37	44,81	11,06	45,03	10,51	45,21	
- Escompte de papier commercial local	13,51	15,62	13,27	14,90	13,23	16,49	13,64	15,76	13,64	14,83	12,75	15,30	12,23	16,38	12,21	16,38	11,93	16,38	12,67	16,14	12,29	16,14	12,07	16,61	
- Mobilisations de Créances sur l'étranger	11,13	11,13	13,11	13,11	11,13	11,13	11,12	11,12	11,37	11,37	11,13	11,13	11,13	11,13	14,93	14,93	11,10	11,10	16,25	11,10	11,10	11,10	11,10	11,10	
- Mobilisations de Créances administratives	17,24	24,40	17,68	24,40	16,88	24,40	17,17	21,50	12,21	17,14	15,02	21,60	15,02	21,63	15,32	20,57	17,07	20,49	15,15	20,51	15,33	20,50	15,89	20,52	
- Crédits garantis marchandises	12,95	42,26	12,97	42,39	12,88	42,84	11,90	43,12	10,39	43,44	6,62	43,52	4,01	43,85	5,84	44,22	8,61	44,59	11,84	44,81	12,48	45,03	13,02	45,21	
- Crédits garantis produits	13,38	14,88	13,69	17,12	11,50	17,14	12,38	14,66	12,69	14,59	12,79	17,50	10,41	17,50	11,15	17,50	11,24	17,81	12,65	16,82	12,97	16,05	12,69	15,59	
- Découverts	11,15	20,99	11,23	19,75	11,64	19,75	11,93	23,27	11,93	21,16	11,22	23,69	10,98	23,43	11,18	23,43	11,68	23,77	11,37	23,84	11,06	22,94	10,51	22,94	
- Mobilisations de ventes à crédit	10,19	35,65	11,40	35,96	11,33	36,46	11,64	14,23	11,29	13,67	11,63	13,66	11,67	13,98	12,71	13,98	12,08	13,66	12,33	13,66	11,45	13,61	11,45	13,58	
- Crédit de faisance- valeur	19,35	20,00	20,00	21,28	20,00	21,58	16,69	17,50	17,50	22,59	13,66	22,60	16,34	22,61	20,00	22,62	20,00	22,58	20,00	22,58	20,00	22,58	17,04	22,56	
- Préfinancement de collecte de produits	11,80	17,49	11,80	17,00	11,08	16,49	13,86	16,25	14,78	18,78	13,99	16,72	14,41	17,00	15,08	16,73	13,55	17,00	14,12	17,18	13,81	17,45	13,85	17,48	
- Autres crédits à court terme	8,78	17,80	8,79	17,81	8,99	18,76	12,87	18,61	12,87	18,74	14,90	16,94	12,00	16,81	10,62	16,79	12,00	16,80	12,00	16,89	12,00	16,70	12,00	16,69	
Crédits à Moyen Terme	9,11	18,95	9,52	16,74	9,49	18,95	8,30	36,81	8,23	37,02	1,90	37,38	1,90	37,64	3,49	37,87	3,50	38,14	3,40	38,36	3,30	38,62	3,39	38,78	
. Crédits à l'équipement	9,11	15,50	9,52	15,74	9,49	15,37	8,30	36,81	8,23	37,02	1,90	37,38	1,90	37,64	3,49	37,87	3,50	38,14	3,40	38,36	3,30	38,62	3,39	38,78	
. Crédits aux entreprises	0,38	14,74	9,92	15,60	10,13	15,09	8,30	14,23	8,23	15,25	8,99	17,50	8,97	17,46	8,93	17,46	9,27	17,46	7,93	17,47	8,10	17,47	8,41	17,47	
. crédits aux particuliers	9,11	15,50	9,52	15,74	9,49	15,37	9,49	36,81	10,27	37,02	1,90	37,38	1,90	37,64	3,49	37,87	3,50	38,14	3,40	38,36	3,30	38,62	3,39	38,78	
. Crédits à l'habitat	10,89	18,95	10,85	16,74	10,96	18,95	9,21	18,54	8,56	17,94	9,30	18,44	9,50	18,41	9,53	18,42	9,50	18,45	9,56	18,42	9,53	18,40	9,56	18,4	
. dont : - crédits aux promoteurs immobiliers																									
. crédits aux particuliers	10,89	18,95	10,85	16,00	10,96	18,50	12,00	18,54	10,28	17,94	14,35	18,44	14,40	18,41	14,41	18,42	14,41	18,45	14,41	18,42	14,41	18,40	14,33	18,40	
. Autres crédits à moyen terme	11,28	15,63	11,27	16,74	11,27	16,75	9,21	15,72	8,56	11,15	9,30	11,28	9,50	11,39	9,53	11,21	9,50	11,22	9,56	11,21	9,53	11,21	9,56	11,62	
Crédits à Long Terme	7,09	19,24	7,07	19,24	7,05	18,95	7,05	16,88	3,29	13,14	3,40	14,74	3,35	14,70	3,35	14,00	3,34	14,70	3,35	14,70	3,34	14,70	3,34	14,09	
. Crédits à l'équipement	10,00	19,24	9,64	19,24	9,65	17,50	9,46	16,88	9,47	11,50	9,52	14,74	9,47	14,70	9,47	14,00	6,67	14,70	6,68	14,70	9,30	14,70	9,31	13,14	
. Crédits aux entreprises	10,00	19,24	9,64	19,24	9,65	17,50	9,46	16,88	9,47	11,50	9,52	14,74	9,47	14,70	9,47	14,00	6,67	14,70	6,68	14,70	9,30	14,70	9,31	13,14	
. crédits aux particuliers																									
. Crédits à l'habitat	7,09	18,95	7,07	15,74	7,05	18,95	7,05	16,88	3,29	13,14	3,40	14,74	3,35	12,48	3,35	13,14	3,34	13,16	3,35	13,18	3,34	13,40	3,34	14,09	
. dont : - crédits aux promoteurs immobiliers																									
. crédits aux particuliers	7,09	18,95	7,07	15,74	7,05	18,95	7,05	12,48	3,29	13,14	3,40	11,90	3,35	12,48	3,35	13,04	3,34	13,16	3,35	13,18	3,34	13,40	3,34	13,40	
. Autres crédits à long terme	10,25	13,05	10,16	14,43	10,16	14,44	9,50	16,88	5,77	12,26	7,35	12,24	7,35	12,25	5,95	12,27	7,17	13,01	6,49	13,06	5,47	13,07	7,22	14,09	

ANNEXE 5

UN RÉSEAU HYDROÉLECTRIQUE De la production à la consommation de l'électricité

