



**ASSISTANCE TECHNIQUE A LA
PREPARATION D'UNE ANALYSE DES
OPTIONS D'ÉLECTRIFICATION
GEOSPATIALE AU MOINDRE COUT
POUR UN DEPLOIEMENT SUR
RESEAU ET HORS RESEAU
MADAGASCAR**

RAPPORT FINALE

AOUT 2021

Financé par



BANQUE MONDIALE

PROJET :
**Assistance Technique à la Préparation d'une Analyse des options d'Électrification
Géospatiale au Moindre Coût pour un Déploiement sur Réseau et hors Réseau**

Référence :
CONTRAT N°02/2020/MEEH/SG/LEAD/GSP

Financement : IDA-63730

Client :
MINISTERE DE L'ENERGIE ET DES HYDROCARBURES
SECRETARIAT GENERAL
UNITE DE GESTION DU PROJET LEAD

TITULAIRE :
Innovation Energie Développement (IED)
2 chemin de la Chauderaie
69340, Francheville, France
Tel. +33 (0)4 72 59 13 20
Fax. +33 (0)4 72 59 13 39
E-mail : ied@ied-sa.fr

PARTENAIRE
GEOSYSTEMS
Immeuble ASSISTEO
Andolobe Ampahibe
BP 3652 – Antananarivo, Madagascar

	Version 1	Version 2	Version 3
Date	15/06/2021	30/07/2021	30/08/2021
Rédacteur	C. Amirault, T. de Villers	C. Amirault, T. de Villers	C. Amirault, T. de Villers
Validation	Cyril Perret	Cyril Perret	Cyril Perret
Distribution	Comité technique	Comité technique	Comité technique

Abréviations

ADER	Agence de Développement de l'Électrification Rurale
ARELEC	Autorité de Régulation de l'Électricité (Anciennement ORE)
DGEH	Direction Générale de l'Énergie et des Hydrocarbures
ENR	Energies Renouvelables
GPS	Global Position System
HR	Hors réseau
IDH	Indice de Développement Humain
IPD	Indice de Potentiel de Développement
JIRAMA	Compagnie Nationale d'Eau et d'Électricité Malgache
kWh	Kilowatt heure
LCoE	Levelized Cost of Energy
LEAD	Least-Cost Electricity Access Development Project
MEH	Ministère de l'Énergie et des Hydrocarbures
MRV	Mini Réseau Vert
NEP	Nouvelle Politique Énergétique
ODD	Objectifs de Développement Durable
ORE	Office de Régulation de l'Électricité
PAGOSE	Projet d'Amélioration de la Gouvernance et des Opérations dans le Secteur de l'Électricité
PAYG	Pay As You Go
PDMC	Plan de Développement au Moindre Coût
PV	Photovoltaïque
RGPH	Recensement Général de la Population et de l'Habitat
SHS	Solar Home System
SIG	Système d'Information Géographique
TCAM	Taux de Croissance Annuel Moyen
Wc	Watt crête

Sommaire

Résumé exécutif	9
1 Introduction	20
2 Etat des lieux de l'électrification rurale à Madagascar	22
2.1 Définitions	22
2.2 Statut de l'électrification	22
2.2.1 Réseaux électriques à Madagascar.....	22
2.2.2 Analyse du statut d'électrification des fokontany.....	24
2.2.3 Répartition des abonnés BT.....	25
2.2.4 Projets d'électrification en cours.....	27
2.3 Cadre institutionnel & réglementaire pour l'électrification	28
2.3.1 Stratégies et objectifs nationaux pour l'électrification	28
2.3.2 Acteurs institutionnels.....	29
2.3.3 Cadre législatif et réglementaire	29
2.4 Acteurs clefs de l'électrification hors-réseau.....	31
2.5 Potentiel des énergies renouvelables.....	31
2.6 Electrification hors réseau et technologie ENR.....	33
2.6.1 Mini-réseaux verts (MRV) à Madagascar	33
2.6.2 Systèmes individuels.....	41
2.6.3 Synthèse des coûts ENR.....	45
3 Analyse et prévision de la demande.....	46
3.1 Périmètre « réseaux » et « hors-réseaux ».....	46
3.2 Configuration géographique des Communes et Fokontany ruraux.....	46
3.3 Analyse de la demande	48
3.3.1 Demande domestique	48
3.3.2 Demande communautaire et productive	49
3.3.3 Hypothèses de croissance de la demande	50
3.4 Analyse de la capacité à payer.....	50
3.4.1 Objectif de l'analyse de la capacité à payer	50
3.4.2 Différence entre la capacité et la volonté à payer	50
3.4.3 Utilisation des données d'enquête.....	51
3.4.4 Analyse des résultats des enquêtes ménages	51
3.5 Prévision de la demande.....	54
3.6 Evaluation financière des projets et structuration tarifaire	56
3.6.1 Elaboration d'une structure tarifaire.....	56
3.6.2 Tarification au forfait.....	56
3.6.3 Tarification sociale et aide aux raccordements.....	57
4 Analyse spatiale et sélection des projets prioritaires.....	59
5 Méthodologie de planification	62
5.1 Densification	62
5.2 Extension des réseaux MT	63
5.3 Solutions proposées pour l'électrification Hors-Réseaux.....	64
5.3.1 Mini-Réseaux versus diffusion de kits solaires	64
5.3.2 Solutions ENR proposées.....	64
5.3.3 Capacité à payer et répartition des solutions technologiques	66
6 Planification des options d'électrification	67
6.1 Définition des zones d'actions de chaque méthode de raccordement	67
6.2 Densification des réseaux existants de la JIRAMA.....	69
6.2.1 Quantitatifs matériels.....	71
6.2.2 Niveaux d'investissement.....	72
6.2.3 Evolution des taux d'électrification.....	74
6.3 Extension du réseau de distribution	75
6.3.1 Nombre de fokontany électrifiés.....	76

6.3.2	Résultats en termes d'accès	83
6.3.3	Impact en termes de pointe et demande d'électricité.....	86
6.3.4	Niveaux d'investissement	89
6.4	Développement de Mini Réseaux	91
6.4.1	Projets en Hydroélectricité	91
6.4.2	Projets Solaire PV.....	106
6.5	Diffusions de solutions de pré-électrification	111
6.5.1	Investissement requis en pré-électrification	113
6.6	Résultats de la planification à moindre coût	116
6.6.1	Investissements	116
6.6.2	Evolution de l'accès	117
7	Conclusion	121

Liste des figures

Figure 1 : Nombre de clients BT domestiques dans les zones de densification.....	13
Figure 2 : Nombre de fokontany à électrifier par région - comparaison entre scénarios.....	14
Figure 3 : Evolution du taux d'accès pour le scénario de référence	15
Figure 4 : Investissement par période pour le scénario de référence	18
Figure 5 : Evolution du nombre total de ménages connectés	18
Figure 6 : Taux d'Electrification national (niveau service Tier5)	19
Figure 7 : Variations saisonnières des ressources renouvelables dans la région d'Antsiranana	32
Figure 8 : Variations saisonnières des ressources renouvelables dans la région de Toliara.....	32
Figure 9 - Illustration de l'évolution de la consommation mensuelle des abonnés (Kenya)	49
Figure 10 : Répartition des ménages raccordés et non raccordés enquêtés.....	51
Figure 11 : Revenu moyen des ménages par Province et statut.....	52
Figure 12 : Dépense mensuelle moyenne en énergie des ménages	54
Figure 13 : Evolution de la puissance de pointe pour un fokontany type de 700 habitants (kW)	55
Figure 14 : Investissement pour le programme de densification.....	73
Figure 15 : Taux d'électrification dans les zones de densification	74
Figure 16 : Nombre de clients BT domestiques dans les zones de densification.....	75
Figure 17 : Répartition des fokontany à électrifier par période quinquennale-Scénario de Référence77	
Figure 18 : Nombre de fokontany à électrifier - comparaison entre scénarios	78
Figure 19 : Décomposition par région du nombre de clients issus des extensions du réseaux MT – scénario de référence	84
Figure 20 : Evolution du nombre de clients par extension du réseaux MT par scénario.	84
Figure 21 : Population des fokontany raccordés au réseau MT - Scénario de Référence	85
Figure 22 : Evolution du taux d'accès (service Tier5) pour le scénario de référence.....	86
Figure 23 : Evolution du taux d'accès (service Tier5) selon les scénarios d'extension du réseau MT ..	86
Figure 24 : Répartition des investissements (Euros) – Extensions des réseaux MT.....	89
Figure 25 : Distribution des LCOE des projets de mini réseaux hydro.	93
Figure 26 : Nombre de ménages ciblé en pré-électrification par période quinquennale.....	113
Figure 27 : Répartition de l'investissement pour les solutions distribuées	114
Figure 28 : Répartition des budgets d'investissements selon les postes	117
Figure 29 : Evolution du nombre total de ménages connectés	118
Figure 30 : Evolution des types d'électrification selon la classification MTF	118
Figure 31 : Evolution du taux d'électrification national (niveau service Tier5).....	119
Figure 32 : Evolution de la population dans des fokontany électrifiés	120
Figure 33 : Evolution du taux d'accès par technologie (Tier5).....	120
Figure 34 : Evolution des taux d'électrification (Réseaux et mini réseau)	121
Figure 35 : Nombre de ménages ciblés par la pré-électrification	122
Figure 36 : Evolution des taux d'électrification (solutions distribuées)	122

Liste des cartes

Carte 1 : Zone d'extension du réseau MT	14
Carte 2 : Réseaux de transport à Madagascar	23
Carte 3 : Fokontany électrifiés	26
Carte 3 : Projets de mini-réseaux verts projetés par l'ADER : >1MW et <1MW	36
Carte 4 : Fokontany et densité de population hors réseau (25 km des réseaux existants)	46
Carte 5 : Zone d'Accessibilité aux services socio-économiques des fokontany.....	61
Carte 6 : Zones d'extension du réseau MT.....	63
Carte 7 : Extensions du réseau MT - Scénario de Référence.....	79
Carte 8 : Prévision du réseau - Scénario de Référence	80
Carte 9 : Zone de Madagascar selon la durée moyenne de l'étiage	92
Carte 10 : Mini réseaux hydro & extension des réseaux MT (Scénario de Référence).....	94
Carte 11 : Investissement en solutions distribuées par commune (Scénario de référence, 2021-2025)	115

Liste des tableaux

Tableau 1 : Etat des lieux de l'accès à l'électricité à Madagascar	9
Tableau 2 : Définition des zones d'action de chaque méthode de raccordement	11
Tableau 3 : Equipement requis pour la densification des réseaux de la JIRAMA	12
Tableau 4 : Investissement pour le programme de densification	12
Tableau 5 : Nombre de nouveaux clients BT par extension réseaux	15
Tableau 6 : Evolution de la population électrifiée par scénario	15
Tableau 7 : Répartition des investissements pour les mini-réseaux hydro par période de 5 ans	16
Tableau 8 : Répartition des investissements pour les mini-réseaux PV par scénario	16
Tableau 9 : Répartition des investissements pour les mini-réseaux PV par période de 5 ans	16
Tableau 10 : Nombre de ménages bénéficiaires de solutions distribuées (scénario de référence)	17
Tableau 11 : Investissements pour les solutions distribuées	17
Tableau 12 : Investissement total par scénario	17
Tableau 13 : Statut d'électrification des fokontany par région (2020)	24
Tableau 14 : Statut d'électrification de la population des fokontany par région (2020)	24
Tableau 15 : Effectifs et taux d'électrification des régions (2020)	25
Tableau 16 : Objectifs de connexion de la JIRAMA (2021-2024, source JIRAMA)	27
Tableau 17 : Régime de Déclaration, d'Autorisation et de Concession de projets énergétiques	31
Tableau 18 : Mini-réseaux à l'arrêt et en exploitation à Madagascar	34
Tableau 19 : Mise en service et exploitation des MR à Madagascar	34
Tableau 20 : Mini-réseaux thermiques, ENR, et hybrides à Madagascar	35
Tableau 21 : Opérateurs des nouveaux projets MRV pour la période 2019-2023 (source ADER)	36
Tableau 22 : CAPEX par technologie ENR	45
Tableau 23 : Pointe et consommation énergétique domestique par province	48
Tableau 24 : Demande énergétique unitaire des activités communautaires et productives	49
Tableau 25 : Hypothèses de croissance de la demande	50
Tableau 26 : Revenu mensuel moyen des ménages par provinces et statut d'électrification	52
Tableau 27 : Dépenses mensuelles moyennes en énergie des ménages raccordés	53
Tableau 28 : Estimation de la population par Province pour l'année 2030	55
Tableau 26 - Part de la consommation au tarif social par catégorie de ménages	56
Tableau 29 : Nombre et part des ménages électrifiés par région en 2020	59
Tableau 30 : Distribution des pôles de développement selon les régions	60
Tableau 31 : Technologies ENR* selon les niveaux de services	64
Tableau 32 : Caractéristiques technico-économiques des solutions solaires	65
Tableau 33 : Répartition des ménages selon la CAP et les solutions technologiques	66
Tableau 34 : Répartition moyenne des solutions ENR selon la taille des fokontany	66
Tableau 35 : Définition des zones d'action de chaque méthode de raccordement	67
Tableau 36 : Statistiques de population, nombre de ménages, nombre de clients des zones couvertes par la JIRAMA	70
Tableau 38 : Evolution du nombre de Ménages raccordés dans les zones déjà électrifiées par la JIRAMA	72
Tableau 39 : Investissement pour le programme de densification	72
Tableau 40 : Investissement total par région en zone de densification	73
Tableau 41 : Nombre de fokontany à électrifier selon le scénario	76
Tableau 42 : Evolution du nombre de fokontany électrifiés par scénario	76
Tableau 43 : Nombre de clients BT additionnels des extensions réseaux	83
Tableau 44 : Evolution de la population électrifiée (service Tier5) par région selon les scénarios	85
Tableau 45 : Puissance supplémentaire appelée par région selon les scénarios d'extension	87
Tableau 46 : Demande supplémentaire appelée par région selon les scénarios d'extension	88
Tableau 47 : Investissement par catégorie, année et scénario – extensions du réseau	89
Tableau 48 : Nombre de grappes hydroélectriques & puissance installée	101

Tableau 49 : Nombre de fokontany couverts par des mini-réseaux hydro & longueur des réseaux à construire.....	102
Tableau 50 : Investissement initial pour les mini-réseaux hydro par scénario.....	103
Tableau 51 : Répartition des investissements initiaux pour les mini-réseaux hydro.....	103
Tableau 52 : Répartition des investissements hydro par période quinquennale - Scénario de référence	104
Tableau 53 : Coût actualisé moyen de l'énergie des solutions mini-réseau hydro par région	104
Tableau 54 : Population des fokontany électrifiés par mini-réseaux hydro	105
Tableau 55 : Nombre de clients BT des mini-réseaux hydro.....	105
Tableau 56 : Nombre de mini réseaux PV et puissance installée.....	107
Tableau 57 : Investissement initial pour les mini-réseaux PV par scénario	108
Tableau 58 : Répartition des investissements initiaux pour les mini-réseaux PV.....	108
Tableau 59 : Répartition des investissements PV par période quinquennale	109
Tableau 60 : Coût actualisé moyen de l'énergie des solutions mini-réseau PV par région	109
Tableau 61 : Population des fokontany électrifiés par les mini-réseaux PV	110
Tableau 62 : Nombre de clients BT des mini-réseaux PV	111
Tableau 63 : Répartition des solutions de pré-électrification	112
Tableau 64 : Taux de pénétration des solutions d'électrification distribuées	112
Tableau 65 : Nombre de ménages totaux impactés par les solutions décentralisées.....	112
Tableau 66 : Investissement en solutions distribuées par scénario.....	114
Tableau 67 : Consolidation des investissements.....	116
Tableau 68 : Evolution du nombre de ménages ayant accès à l'électricité (Scénario de Référence). 117	
Tableau 69 : Bilan des investissements par composante d'électrification	122

Résumé exécutif

1) Etats des lieux de l'électrification à Madagascar

En 2021, Madagascar offre un niveau d'électrification encore très faible, quel que soit l'indicateur utilisé, les taux sont bas :

Tableau 1 : Etat des lieux de l'accès à l'électricité à Madagascar

Indicateur	Définition	Taux
Taux de couverture	$\frac{\text{Nombre de fokontany électrifié}}{\text{Nombre de fokontany total}}$	10%
Taux d'accès	$\frac{\text{Population des fokontany électrifiés}}{\text{Population totale}}$	26%
Taux d'électrification	$\frac{\text{Nombre de ménages électrifiés}}{\text{Nombre de ménages}}$	9%
Taux d'électrification dans les fokontany électrifiés		55%

Le taux d'accès est meilleur que le taux de couverture, ce qui signifie que ce sont surtout les fokontany avec une population importante qui sont actuellement électrifiés. Des taux de couverture et d'accès bas signifient qu'une attention particulière devra être donnée aux extensions des réseaux MT et aux solutions décentralisées afin de pouvoir électrifier de nouveaux fokontany. Les taux d'électrification sont également assez bas, ainsi un effort important devra être porté pour augmenter le nombre de clients dans les zones déjà couvertes par des réseaux de distribution.

Pour les statistiques présentés dans le tableau ci-dessus un fokontany est considéré électrifié s'il est couvert par un réseau de la JIRAMA (isolé ou RI) ou par un réseau isolé d'un opérateur privé. La présence de kiosques, de ménages ou d'infrastructures disposant de kits solaires ne permet pas à fokontany d'accéder au statut « électrifié ».

Pour l'analyse de la situation existante, un ménage est considéré électrifié s'il dispose d'un compteur électrique. Dans l'analyse de planification de l'accès évalué dans le présent document, il sera considéré des niveaux d'analyse plus fin :

- Ménage électrifié possédant un compteur
- Ménage électrifié sans compteur, au travers du compteur d'un autre ménage
- Ménage disposant d'un kit solaire

2) Sélection des projets prioritaires

La base de données géoréférencée utilisée a été alimentée avec toutes les données disponibles en matière de couverture des fokontany par les infrastructures de santé, d'éducation et autres activités économiques. Ainsi un score « Indice de Potentiel de Développement » a pu être calculé pour chaque fokontany permettant d'évaluer son ordre de priorité pour bénéficier d'ouvrages de distribution (et/ou de production) d'électricité. En effet, les bénéficiaires de l'accès à l'électricité seront amplifiés si les fokontany bénéficiaires disposent d'écoles, de centres de santé et d'infrastructures économiques. Une liste de « Pôle de développement » a été établie qui recense les meilleures fokontany à Madagascar pour installer des réseaux électriques. Parmi les 1940 fokontany identifiés comme pôle de développement 57% ne sont pas électrifiés. A la fin du processus de planification de l'électrification rurale, tous ces pôles de développement devront être électrifiés.

Afin de respecter une certaine équité géographique dans la sélection des pôles de développement, la méthode retenue assure que les 22 régions de Madagascar seront équitablement pourvues de pôles

de développement selon leur nombre de fokontany. La région comportant le plus de pôles est Androy (202). C'est également dans cette région que le nombre de pôles non électrifiés est le plus important (180).

3) Prévision de la demande

Il est nécessaire de réaliser une prévision de la demande pour tous les fokontany candidats à l'électrification afin de dimensionner au mieux les équipements à installer et évaluer au plus juste le budget nécessaire. Madagascar comportant une variété géographique très importante de réalité sociales, il est primordial de régionaliser les paramètres de la prévision de la demande. Afin de réaliser cette régionalisation, des enquêtes de terrains ont été effectuées pour capturer la diversité des comportements vis à vis de l'utilisation des équipements électriques d'une région à l'autre de Madagascar ainsi que les inégalités du développement économique, et donc les inégalités d'accès aux équipements électriques dans l'île. Les enquêtes ont été réalisées dans les 6 provinces de Madagascar et ont permis une différenciation de la modélisation de la prévision de la demande.

Par ailleurs l'accès aux données du dernier recensement (RGPH 2018) a permis une meilleure estimation de la population des fokontany et donc de la demande énergétique associée.

Un fokontany d'environ 700 habitants dans la Province de Toliara nécessitera environ 9 kW pour répondre à sa demande en 2025, et 13 kW et 29 kW aux horizons 2030 et 2040. Un fokontany deux fois plus peuplé, à Antananarivo, nécessitera une demande 3 fois plus importante (de 14 à 96 kW).

4) Approche générale

Afin d'augmenter les taux d'électrification à Madagascar, plusieurs leviers sont disponibles :

- Densification du réseau : augmenter le nombre de ménages connectés dans les fokontany déjà électrifiés
- Extension des réseaux MT : étendre les réseaux MT afin d'électrifier de nouveaux fokontany
- Mini-réseaux : les fokontany trop éloignés des réseaux existants devront bénéficier de leur propre moyen de production, le coût d'interconnexion étant trop élevé
- Diffusion de kits solaires :
 - o Les ménages et infrastructures situés dans des fokontany non électrifiés par une des 3 méthodes précédentes pourront être électrifiés par solutions individuelles
 - o Les ménages et infrastructures situés dans des fokontany électrifiés, mais situés trop loin des réseaux BT devront pouvoir être électrifiés par des solutions individuelles.

L'action combinée de ces leviers et l'implication des acteurs publics, privés et des bailleurs pourra ainsi accélérer l'électrification du pays.

Trois scénarios sont ainsi étudiés avec des implications variables plus ou moins fortes des acteurs sur leur zone d'intervention.

Le tableau ci-dessous décrit ainsi ces scénarios étudiés selon leur segment d'intervention et limitations.

5) Hypothèses

Tableau 2 : Définition des zones d'action de chaque méthode de raccordement

	Densification	Extension des réseaux MT	Mini-Réseaux	Diffusion de kits solaires																				
Zone géographique	Zones déjà couverte par la JIRAMA Les mini-réseaux non JIRAMA ne sont pas concernés par la densification	Zone limite de x kilomètre autour des réseaux MT existant, planifiés (financés), Extension MT à partir de <ul style="list-style-type: none"> - Mini-réseaux avec plus de 2MW installés - Postes sources planifiés 	Zones non couvertes par la MT : <ul style="list-style-type: none"> - Tous les pôles de développements - Fokontany proches des pôles de développement* - 20-50-80% des fokontany hors limite MT** 	40% des ménages des zones couvertes par les extensions MT et les mini-réseaux (ménages trop éloignés des centres des fokontany) Fokontany non couverts par les extensions des réseaux MT ou par les mini-réseaux																				
Distribution temporelle	Augmentation progressive des taux de connexion entre 2021 et 2035 afin de respecter le rythme fixé par la JIRAMA pour les nouveaux clients entre 2021 et 2025 : 2021 : 40000 2022 : 60000 2023 : 80000 2024 : 100000 2025 : 100000	La zone d'extension est progressivement couverte de réseau MT en 15 ans de façon homogène : tous les ans, entre 148 et 469 fokontany sont connectés	Hydro : les mini-réseaux avec le coût de l'énergie le plus bas sont réalisé en premier (critère sur le LCOE voir plus bas pour définition précise de cet indicateur) : les 33% des mini-réseaux avec le LCOE le plus bas sont électrifié sur la période 2021-2025, puis les 34-66% sur la période 2026-2030 suivant et enfin les 33% restant en 2031-2035 PV : même logique, mais critère basé sur le score IDP (le LCOE n'a pas une grande variation pour le solaire)	Répartition homogène en 15 ans entre 2021 et 2035																				
Déclinaison en scénario	Un unique scénario	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Scénario</th> <th>Bas</th> <th>Réf</th> <th>Haut</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Extension max (km)</td> <td>10</td> <td>25</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>Taux racc. An 1</td> <td>8%</td> <td>17%</td> <td>25%</td> </tr> <tr> <td>Taux racc. An 5</td> <td>15%</td> <td>33%</td> <td>92%</td> </tr> <tr> <td>Taux racc. An 20</td> <td>40%</td> <td>70%</td> <td>100%</td> </tr> </tbody> </table>	Scénario	Bas	Réf	Haut	Extension max (km)	10	25	50	Taux racc. An 1	8%	17%	25%	Taux racc. An 5	15%	33%	92%	Taux racc. An 20	40%	70%	100%	Hydro : 3 scénarios, zone d'extension selon la même logique que l'extension MT*** PV : Bas : 20% des fokontany restant Référence : 50% des fokontany restant Haut : 80% des fokontany restant	3 scénarios : suivant les scénarios des extensions du réseau et des mini-réseaux.
Scénario	Bas	Réf	Haut																					
Extension max (km)	10	25	50																					
Taux racc. An 1	8%	17%	25%																					
Taux racc. An 5	15%	33%	92%																					
Taux racc. An 20	40%	70%	100%																					

6) Résultats

a. Densification des réseaux de la JIRAMA

Cette partie cherche à déterminer les nombres de clients BT qu'il est possible de rajouter sur les réseaux de la JIRAMA pour les zones déjà couverte par l'entreprise. La JIRAMA a déjà intégré certains objectifs vis-à-vis de cette question :

- 2021 : 40000
- 2022 : 60000
- 2023 : 80000
- 2024 : 100000
- 2025 : 100000

Ces volumes concernent à la fois les zones déjà couvertes par la JIRAMA et de nouveaux fokontany qui seront raccordés dans le volet « extension du réseau ». Ainsi à l'horizon 2025 environ 85% des nouveaux clients domestiques le seront dans les zones déjà couverte par la JIRAMA, et 15% dans de nouveaux fokontany.

En considérant qu'en 2020, 1.6 ménages sont électrifiés pour chaque compteur domestique, et 95% des compteurs BT sont des compteurs domestiques¹, le taux d'électrification dans les zones couvertes par la JIRAMA est de 54%. Selon le programme de densification ce taux devrait atteindre environ 65% en 2025. Il est donc logique de maintenir ce rythme de +10%/5ans pour la suite de la période d'étude et de fixer un objectif de 85% de taux d'électrification dans les zones couvertes par la JIRAMA en 2035. Les réseaux de la JIRAMA étant déjà très chargés il sera nécessaire de réaliser des renforcements pour maintenir une qualité de service acceptable. La densité actuelle de client dans les zones péri-urbaines de Tana est de 60 clients / km de ligne BT, en appliquant les facteurs 1.6 ménages_électrifiés/ménage_abonné et 95% de clients domestique/client BT on obtient une densité de 91Ménages_électrifié/km_BT. Cette densité est utilisée pour calculer les renforcements nécessaires en réseaux BT. Les renforcements en réseaux MT et en transformateurs utilisent les ratios constatés dans le pays en 2021. Le tableau ci-dessous présente les résultats de cette analyse.

Tableau 3 : Equipement requis pour la densification des réseaux de la JIRAMA

	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2030	2031-2035
Nombre de clients BT supplémentaires en densification	40 000	47 941	69 990	87 291	84 084	349 229	422 392
Longueur de réseau BT à construire par période (km)	325	389	568	709	683	3 161	3 847
Nombre de transformateur MT/BT à construire par période	162	194	283	353	340	1 573	1 914
Longueur de réseau MT à construire par période	138	165	242	301	290	1 344	1 636

Le tableau suivant présente le niveau d'investissement nécessaire à ce programme de construction :

Tableau 4 : Investissement pour le programme de densification

	2021-2025 (€)	2026-2030 (€)	2031-2035 (€)
Branchements	17 975 172	19 062 704	23 056 346
Réseau BT	36 365 618	43 009 672	52 339 838
Transformateurs	13 066 421	15 453 676	18 806 070

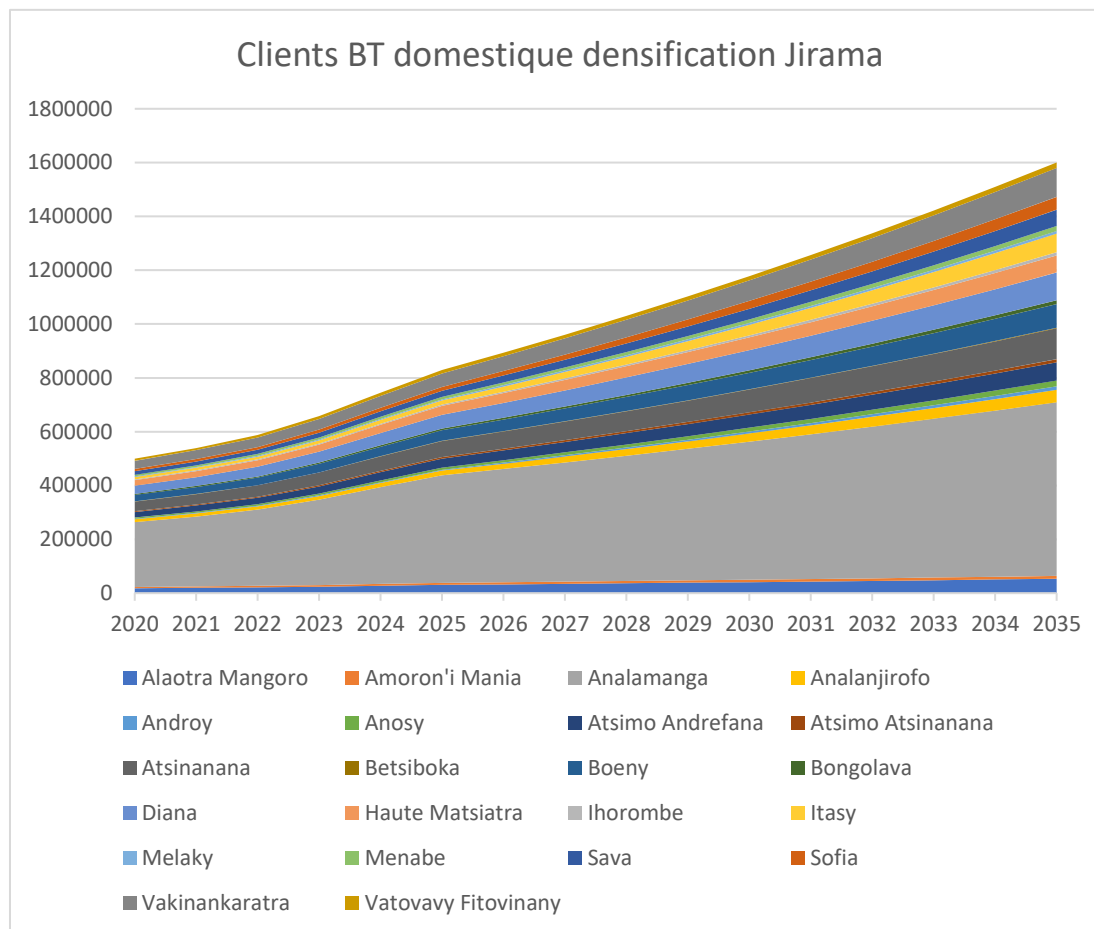
¹ Chiffres issus de la JIRAMA

Réseau MT	31 352 462	37 080 604	45 124 566
Total investissement	98 759 673	114 606 656	139 326 820
Coût par client	300	328	384

Le coût par client est quasiment deux fois plus faible que pour les zones avec extension du réseau en raison de la plus faible part de la MT dans le budget global : la MT ne représente que 34% du budget alors qu'elle représente 65% pour les extensions du réseau.

C'est la région d'Analamanga qui concentre le plus d'investissement avec 16% du volume total (5 premières années), suivie par Itasy, Atsinanana et Vakinankaratra (9%-10%). A elles seules ces 4 régions concentrent 44% de l'investissement et 52% des branchements.

Figure 1 : Nombre de clients BT domestiques dans les zones de densification



Le nombre de clients BT est multiplié quasiment par 3 entre 2020 et 2035 passant d'environ 500 000 à 1,6 million. En 5 ans, il augmente de près de 72%, ce qui est cohérent avec les projections du PDMC. Tout au long de la période d'étude, la région d'Analamanga reste logiquement prédominante dans la répartition du nombre de clients avec le poids démographique de la capitale Antananarivo sur le pays. En 2020, la région d'Analamanga représente environ 50% des clients BT. Ce taux diminue néanmoins pour atteindre 40% à l'horizon 2035, ce qui reflète l'équilibre souhaité de l'électrification dans le pays.

b. Extensions des réseaux MT

Les trois scénarios d'extension des réseaux MT se distinguent par les zones d'extension et les niveaux de taux de raccordement.

Comme le montre la carte ci-contre, la plus grande partie des réseaux MT existants se situent autour des réseaux interconnectés actuellement en service, à savoir les réseaux d'Antananarivo, de Tamatave et de Fianarantsoa. Les principales capitales régionales sont également couvertes. On considère que les réseaux MT pourront être étendus si la capacité installée des mini-réseaux isolés est supérieure à 2MW.

Pour chaque fokontany raccordé, GEOSIM évalue la prévision de la demande à 20 ans à partir de la population actuelle, et calcule sur cette base, les investissements nécessaires en termes de réseau de distribution.

Le logiciel GEOSIM détermine aussi le tracé optimal pour le réseau MT afin de raccorder les fokontany éligibles à cette solution.

Dans le scénario de Référence, plus de 4270 fokontany sont à électrifier par extension du réseau MT (2213 et 7031 pour les scénarios bas et haut.) ce qui représente un rythme d'électrification entre 148 et 469 fokontany par an pendant 15 ans.

Carte 1 : Zone d'extension du réseau MT

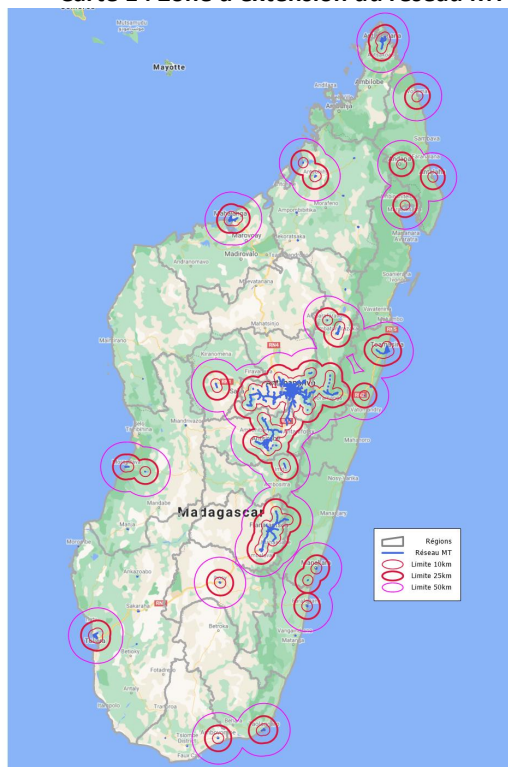
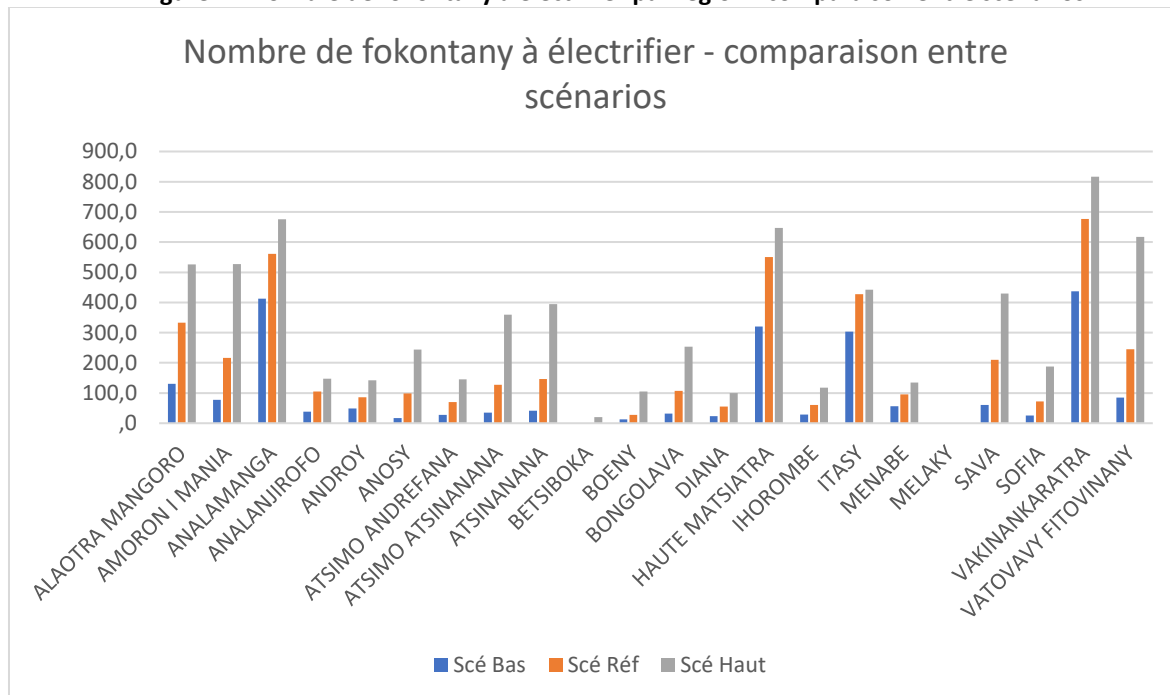


Figure 2 : Nombre de fokontany à électrifier par région - comparaison entre scénarios



Ainsi entre les divers scénarios, les régions qui voient la plus grande disparité de résultats sont Alaotra Mangoro, Amoroni Mania, Atsimo Atsinanana, Atsinanana Sava et Vatovavy Fitovinany.

Tableau 5 : Nombre de nouveaux clients BT par extension réseaux

	2021	2025	2030	2035
Total scénario Référence	5 527	59 641	211 316	545 033
Total scénario Bas	1 295	14 143	52 514	142 924
Total scénario Haut	13 945	214 033	731 366	1 732 505

Les résultats en termes de nombre de clients BT additionnels augmentent très rapidement tous les 5 ans sous l'effet combiné des deux actions suivantes : (a) le raccordement chaque année de nouveaux fokontany et (b) l'augmentation du nombre de clients au sein des fokontany électrifiés. Ainsi, dans le scénario de référence, le nombre de nouveau clients est multiplié par 10 entre 2021 et 2025, puis encore par 10 entre 2025 et 2035. La même dynamique s'observe dans le scénario Bas mais à partir d'un point de départ plus faible. Dans le scénario haut, plus de 1,7 millions de nouveaux clients sont attendus en 2035.

Le scénario de référence reste assez conservateur en termes de nouveaux clients BT à l'horizon 2025 : environ 60 000 sur les 380 000 clients sont ambitionnés par la JIRAMA. L'effort en termes de nouveaux clients sur cette première période devra donc être effectué au niveau du segment « densification ».

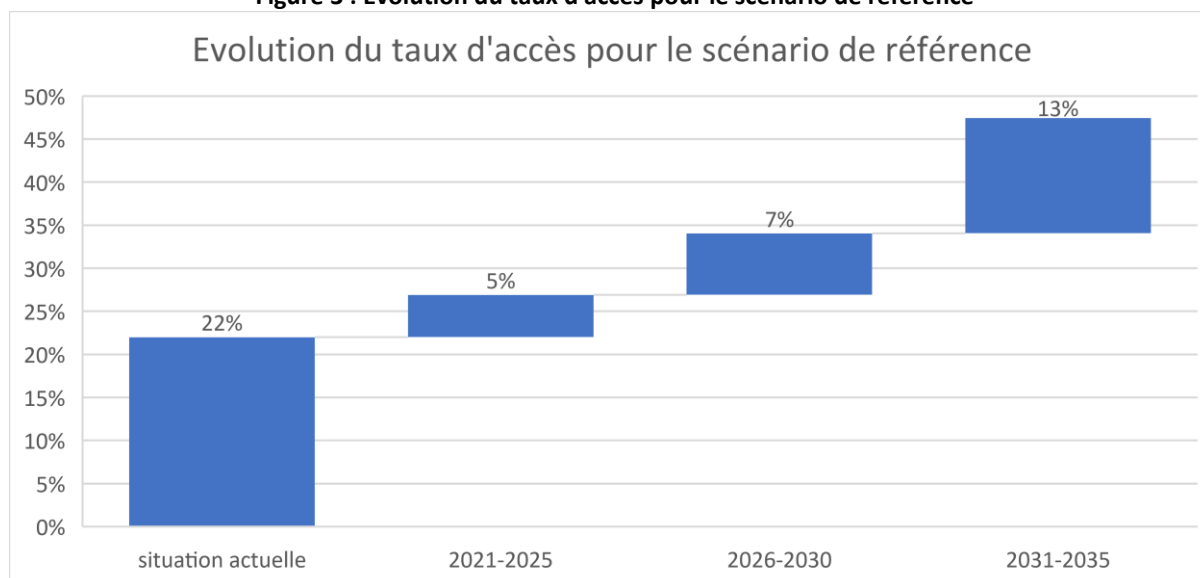
Tableau 6 : Evolution de la population électrifiée par scénario

REGION	Population électrifiée	Population additionnelle à électrifier			
	2021	2025	2030	2035	Total
Total scénario Référence	5 961 697	1 328 074	1 939 076	3 633 333	6 900 483
Total scénario bas	5 961 697	668 428	970 736	1 946 637	3 585 801
Total scénario haut	5 961 697	2 276 538	3 061 579	5 763 994	11 102 111

La population des fokontany électrifiés augmente très fortement quel que soit le scénario :

- Scénario de référence : + 116%
- Scénario bas : +60%
- Scénario haut : +180%

Cette progression s'observe très bien sur les taux d'accès comme le montre le schéma suivant.

Figure 3 : Evolution du taux d'accès pour le scénario de référence

Dans le scénario de référence, le taux d'accès passe de 22% à 47%. Le taux de 50% pourra être dépassé par la création de nouveaux mini-réseaux.

L'investissement nécessaire pour réaliser ce plan se monte à 580 M€ dans le scénario de référence, soit 1065€/client ou 135 952€/fokontany (213M€ et 1403M€ dans les scénarii bas et haut)

c. Mini-réseaux hydro

L'atlas pour l'hydroélectricité de petite puissance a été utilisé pour évaluer la constitution de mini-réseaux. Plus de 167 mini-réseaux ont ainsi été évalués pour une capacité installée totale de 173 MW, connectant 1966 fokontany connectés et près de 2.8 millions de personnes. Un seuil de sélection des fokontany selon le coût actualisé de l'énergie sur ces mini-réseaux (LCOE) à 0.5€/kWh a été défini. Avec ce seuil le nombre de mini réseaux hydro potentiel passe à 146. La construction des mini-réseaux sera ensuite réparti sur les 15 ans de la période d'étude selon ce LCOE : les mini-réseaux avec le LCOE le plus bas étant construit en premier. L'investissement se répartit comme suit :

Tableau 7 : Répartition des investissements pour les mini-réseaux hydro par période de 5 ans

M Euros	2021-2025	2026-2030	2031-2035
Branchements	3,6	4,0	2,2
Réseau BT	2,1	2,3	1,3
Réseau MT	34,8	29,2	23,0
Transformateurs	0,9	0,9	1,0
Centrales hydro	104,8	112,9	93,0
TOTAL	146,3	149,5	120,5

La population impactée est de 3.8 Millions en 2035 (1 Million en 2021) entre 27 000 et 283 000 nouveaux clients BT bénéficient de l'électricité entre la première année d'exécution et 2035.

d. Mini réseaux PV

Les fokontany non électrifiés par les solutions précédentes (extension de la MT, mini-réseaux hydro) sont couverts par des mini-réseaux PV. Afin de limiter l'investissement concernant ce segment seulement 50% des fokontany restant sont concernés par cette solution (pris selon leur score IDP), dans les scénarios bas et haut la limite est respectivement de 20% et 80%. Comme pour les mini-réseaux hydroélectriques, l'investissement est étalé sur les 15 ans de l'étude. La ressource solaire et la prévision de la demande ne subissant pas de grande variation d'une région à l'autre de l'île, le critère déterminant pour établir une priorité sur les fokontany à électrifier par mini-réseau PV selon la période est basé sur le score IPD obtenu lors de l'étape d'analyse spatiale. Les pôles de développement et les fokontany avec le meilleur score IPD sont sélectionnés en priorité.

Au total, ce sont plus de 3819 fokontany dans le scénario de référence qui sont ciblés par la technologie PV (respectivement 2841 – 4346 dans les scénarios bas et haut), pour une population de couverture entre 2,6 et 9,3 Millions de personnes (entre la 1^{ère} et la dernière année).

L'investissement total sur 15 ans est de 851 Millions d'euros, soit entre 551 et 384 M€ entre la 1^{ère} et la dernière période d'investissement. Au total une capacité de production totale de 260 MWc doit être installée pour compléter ce programme (152-430 dans les scénarios bas et haut)

Tableau 8 : Répartition des investissements pour les mini-réseaux PV par scénario

M €	Référence	Bas	Haut
Branchements	22,5	10,1	51,3
Réseau BT	13,1	6,0	28,2
Production	815,0	471,8	1311,3
TOTAL	850,6	487,8	1390,7

Tableau 9 : Répartition des investissements pour les mini-réseaux PV par période de 5 ans

Million €	2021-2025	2026-2030	2031-2035
Branchements	8,9	7,2	6,3
Réseau BT	5,2	4,2	3,7
Production	309,8	267,5	237,6

Total Référence (M €)	324	279	248
Total Bas (M €)	159	175	154
Total Haut (M €)	551	456	384

e. Solutions d'électrification distribuée

Trois technologies sont proposées :

- Pico systèmes (6Wc, 65€),
- SHS (40Wc, 330 €),
- Nano réseaux (140 Wc, couvrant 4.4 ménages pour 630 €).

La répartition entre ces technologies sera différenciée selon la taille des fokontany. Les 2 premières solutions couvrent notamment les 40% ménages des fokontany raccordés au réseau MT ou à des mini-réseaux trop éloignés des centres des fokontany pour être couvert par les réseaux de distribution. Tout comme pour la prévision de la demande, le taux de pénétration de ces solutions est évolutif (17%-30-70% pour le scénario de référence).

Tableau 10 : Nombre de ménages bénéficiaires de solutions distribuées (scénario de référence)

	2021	2025	2030	2035	Nb de fokontany
Pico systèmes	162 187	348 947	545 246	789 079	17 049
SHS	162 187	348 947	545 246	789 079	17 049
Nano réseaux	96 633	208 643	327 464	476 020	6 130

L'investissement nécessaire pour financer les solutions distribuées proposées est résumé dans le tableau ci-dessous par période quinquennale :

Tableau 11 : Investissements pour les solutions distribuées

	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total (€)
Pico Système	22 681 576	12 759 422	15 849 149	51 290 147
SHS	115 152 618	64 778 605	80 464 910	260 396 133
Nano réseaux	29 873 858	17 013 070	21 270 493	68 157 421

f. Consolidation des résultats

Le tableau suivant résume les besoins d'investissement pour les différents scénarios étudiés par période quinquennale :

Tableau 12 : Investissement total par scénario

	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total (€)
Scénario Référence	874 985 062	829 980 196	874 922 633	2 579 887 891
Scénario Bas	463 148 444	467 497 708	516 847 179	1 447 493 331
Scénario Haut	1 539 462 576	1 223 265 975	1 350 284 914	4 113 013 465

Le budget estimé du scénario de Référence est de 2.6 Milliards d'Euros sur 15 ans, et 875 Millions d'Euros sur la première période. 39% de cet investissement est consacré pour les moyens de production des mini-réseaux hydro et PV. Le scénario Bas est estimé à 1,4 Milliards d'Euros quant au scénario Haut à 4.1 Milliards d'Euros. Le schéma ci-dessous représente la répartition de cet investissement selon les segments technologiques considérés.

Figure 4 : Investissement par période pour le scénario de référence

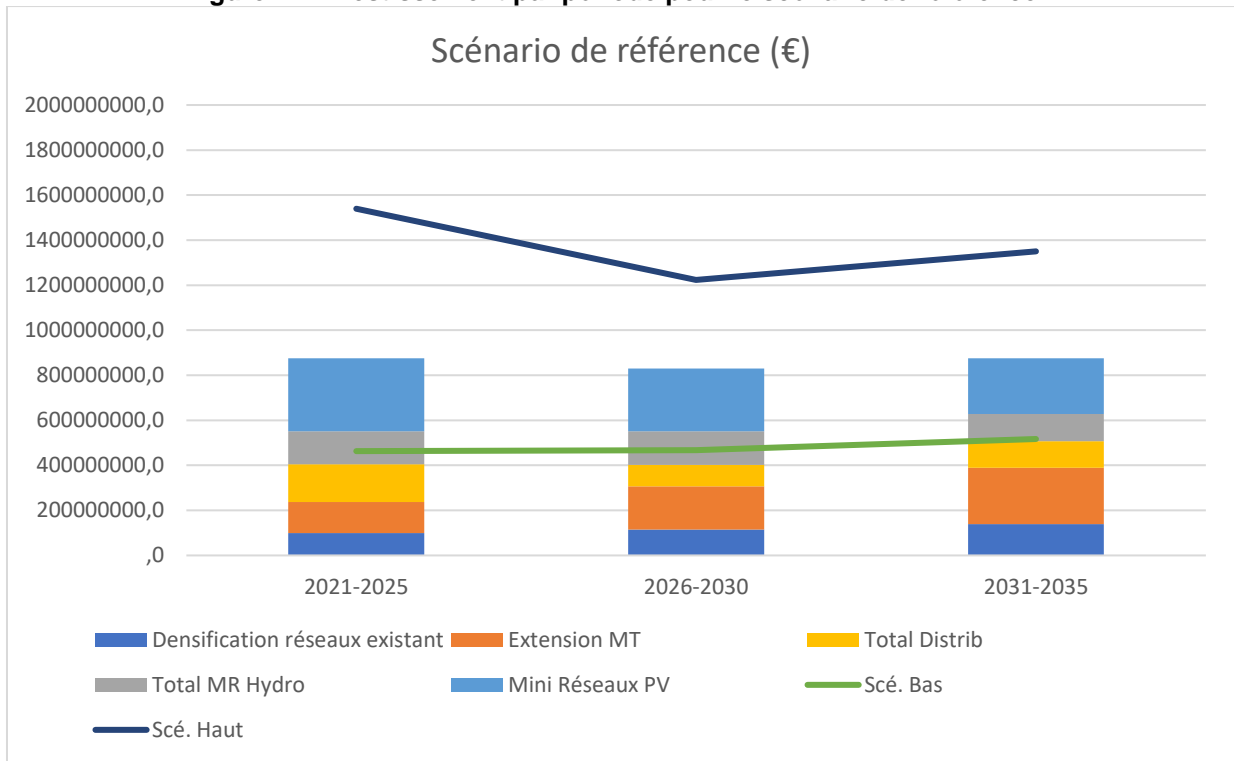
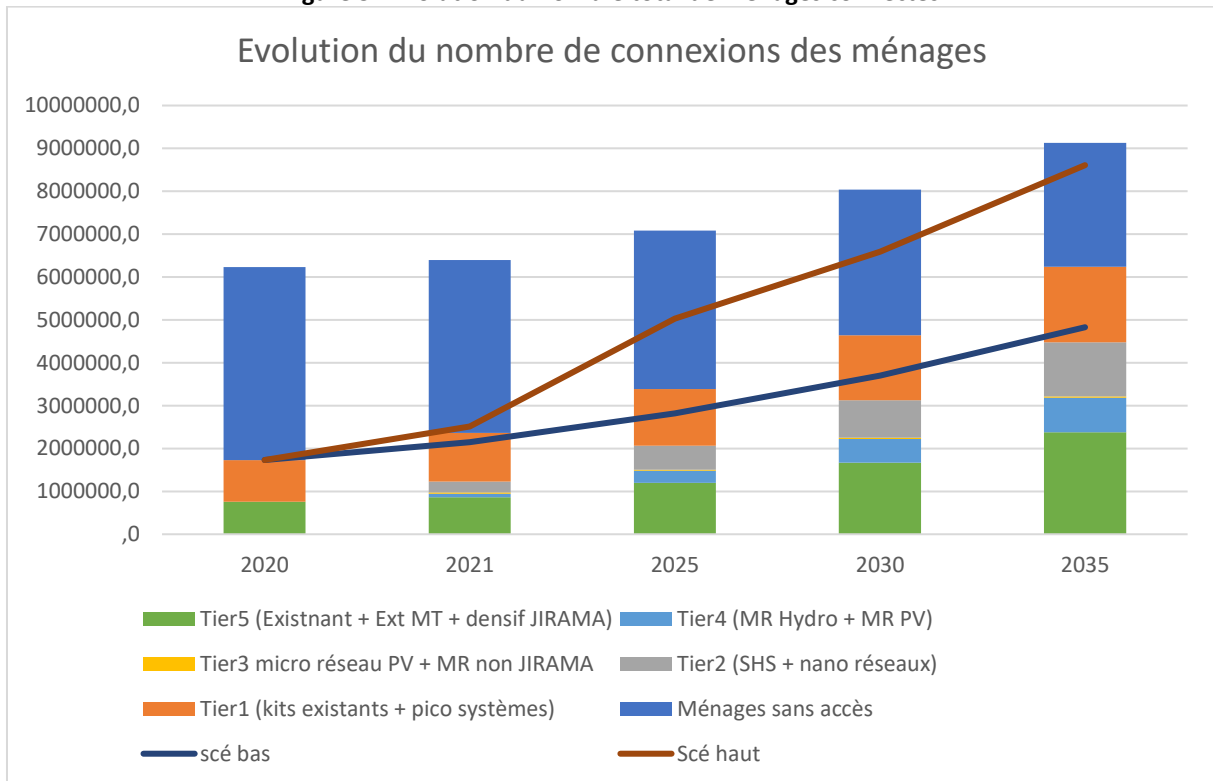


Figure 5 : Evolution du nombre total de ménages connectés

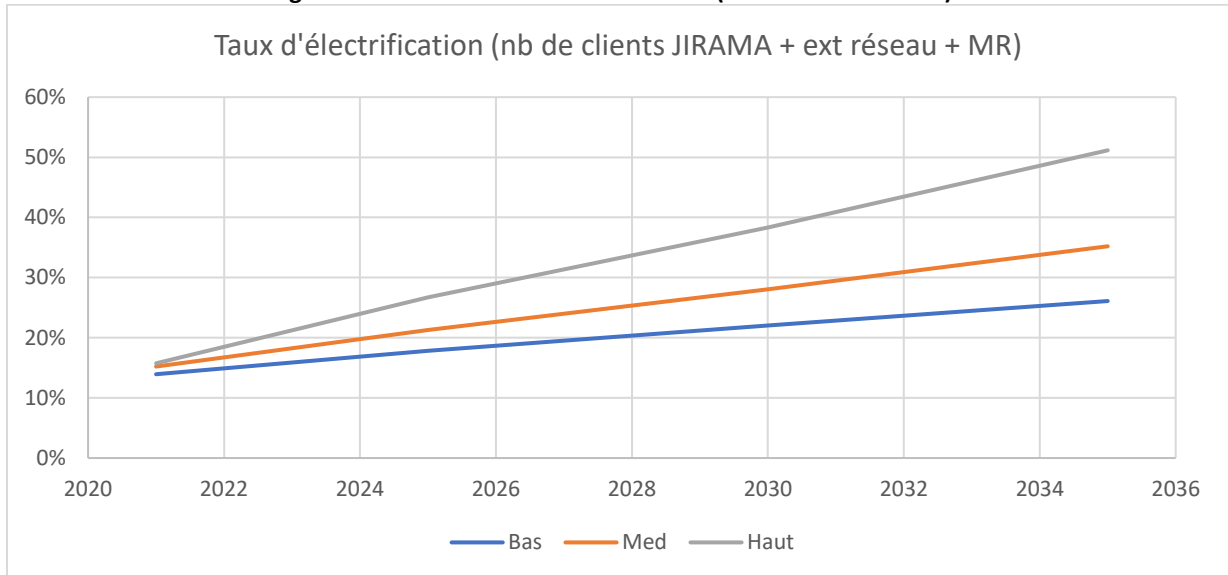


Le programme d'accès à l'électricité présenté ici aboutit donc à augmenter l'accès de 30% en 2020 à 50% en 2025 et 70% en 2035 (hors mini réseaux PV). Le nombre de ménages sans accès à l'électricité passe de 4.4 Million à 2.8 Millions. Parmi les ménages ayant accès à l'électricité environ la moitié ont

au moins accès au Tier 4, l'autre moitié n'a accès qu'à des solutions distribuées permettant des accès Tier1-2-3 (3 millions en 2035).

Le graphique ci-dessous présente l'évolution du taux d'électrification national pour les clients JIRAMA (densification et extension du réseau) et les clients de mini réseaux Hydro. Les scénarios bas et de référence passent de 15% (2021) à 20%-22% (2025) et 25%-35% en 2035. Ce n'est que le scénario haut qui permet au taux d'électrification (Tier5) de décoller et atteindre 48% en 2035.

Figure 6 : Taux d'Electrification national (niveau service Tier5)



1 Introduction

Considérant l'évolution de l'électrification de Madagascar ces dernières années, on constate que peu de progrès ont été réalisés dans l'augmentation de l'accès à l'électricité par le réseau au cours de la dernière décennie avec une augmentation des raccordements qui est absorbée par l'accroissement de la population. Avec un réseau de distribution peu étendu et une proportion faible de ménages bénéficiant de services d'électricité estimée autour 15 % en 2020 et 6% en milieu rural, Madagascar doit fournir un effort important pour atteindre les objectifs fixés de 70% d'accès aux services d'électricité au cours des 15 prochaines années, ce qui signifie que les ménages concernés bénéficieront d'une connexion au réseau ou hors réseau capable de fournir des services d'électricité d'une norme MTF- Tier 3 au moins d'ici 2030. Cet objectif est désigné par le terme de connectivité dans la suite du présent rapport. Néanmoins afin de coordonner les efforts, l'étude proposera une planification pour 2035 en accord avec les études en cours, et en particulier l'étude du PDMC travaillant avec cet horizon de planification de 15 ans.

Atteindre ce niveau de connectivité reste néanmoins un objectif ambitieux. La réalisation de cet objectif nécessite un rythme de mise en œuvre annuelle beaucoup plus élevé que dans le cas actuel. Au-delà des implications pour la planification et l'exécution physique dans le cadre de ce scénario de déploiement accéléré, le plus grand obstacle à surmonter est l'absence d'une plateforme de financement bancable et d'un cadre national pour soutenir les exigences de financement des investissements dans le contexte d'un programme de déploiement accéléré de la connectivité.

En outre, on constate que les efforts d'électrification se sont concentrés à proximité des réseaux JIRAMA existants et pour le développement de mini-réseaux solaires. La géographie humaine de Madagascar, caractérisée par une faible densité moyenne de population, une faible consommation électrique des ménages et une forte dispersion des fokontany, signifie qu'une approche de la connectivité purement basée sur le réseau pose des défis financiers et opérationnels. Les parties prenantes de l'électrification à Madagascar reconnaissent de plus en plus que l'augmentation rapide du nombre de raccordements des ménages, nécessaire pour atteindre les objectifs d'électrification du pays, passe nécessairement par le déploiement coordonné et systématique par étapes de modalités de raccordement au réseau et hors réseau qui, ensemble, représentent une stratégie à moindre coût pour le pays. En outre, la réalisation de cette aspiration nécessite un plan de déploiement national intégré englobant les zones urbaines, périurbaines, rurales et rurales profondes d'un point de vue spatial, ainsi que toute la gamme de solutions de raccordement au réseau et hors réseau qui sont réalisables et compétitives pour Madagascar d'un point de vue technologique. Ce plan doit être soutenu par un cadre institutionnel complet, comprenant un environnement politique favorable, un cadre de financement durable et un plan de financement, ainsi qu'un renforcement ciblé des capacités adapté à l'ampleur de l'engagement attendu des parties prenantes concernées et des agents de distribution de première ligne qui devront s'acquitter de manière efficace et effective de leurs rôles respectifs dans le cadre du plan de déploiement national accéléré pour parvenir à la connectivité accrue.

Plusieurs initiatives politiques récentes et en cours en matière d'électrification propose de relever le défi, en particulier le Code de Réseau de Distribution d'Énergie Electrique à Madagascar mais surtout la Nouvelle Politique de l'Énergie (NPE) 2015-2030, renforcée notamment par la Politique Général de l'État, qui confirme l'engagement prioritaire présidentiel sur ce secteur qui doit permettre au plus grand nombre l'accès aux services de l'électricité à prix socialement acceptable, afin d'accompagner le développement durable et inclusif du pays.

Cet engagement souligne la volonté du secteur d'adopter une nouvelle approche de l'électrification et mis en lumière les principaux obstacles institutionnels, opérationnels, financiers et techniques à surmonter. Ces initiatives abordent explicitement les rôles complémentaires de l'électrification en

réseau et hors réseau, et identifient à un niveau stratégique les principaux objectifs de l'électrification et les domaines dans lesquels les modalités hors réseau devraient être considérées comme des alternatives au réseau national.

Le développement de l'Analyse des options d'électrification géospatiale au moindre coût pour un déploiement sur réseau et hors réseau, entrepris dans le cadre de cette assistance technique au MEH en partenariat avec la Banque mondiale, s'appuie sur ces cadres pour fournir spécifiquement un plan national de déploiement de l'électrification géospatiale afin d'accélérer l'accès à un service énergétique viable aux populations par une combinaison optimisée de modalités de fourniture de services électriques. Cela comprend les connexions au réseau lorsque celles-ci constituent l'alternative la moins coûteuse et les connexions hors réseau (y compris les mini- et micro-réseaux, ainsi que les solutions autonomes) dans les zones où la densité de population, la demande locale ou le positionnement géospatial des établissements font de ces solutions l'option la plus abordable. Ce plan détermine les zones de déploiement spécifiques pour les technologies de réseau et hors réseau sur la base d'un règlement par règlement, en tenant compte des cadres politiques existants, de la démographie et des facteurs de coût ; le nombre de connexions requises par modalité de livraison jusqu'en 2035, et les budgets d'investissement nationaux et régionaux pour les objectifs fixés.

L'Analyse des options d'électrification géospatiale au moindre coût pour un déploiement sur réseau et hors réseau à Madagascar n'est pas destiné à remplacer les processus de planification détaillés existants au niveau du MEH comme le PDMC, ni les efforts de planification entrepris par l'ADER dans le cadre des Plans Directeurs Ruraux Indicatifs (PDRI). Ce document vise plutôt à fournir des outils complémentaires basés sur des données, une analyse stratégique et l'identification des voies d'investissements (capex) à moindre coût - réseau et son complément hors réseau dans l'espace et dans le temps - au niveau national pour informer et améliorer les efforts politiques en cours, les mécanismes de financement, l'allocation des ressources et les efforts de financement à venir.

2 Etat des lieux de l'électrification rurale à Madagascar

2.1 Définitions

Fokontany électrifié : Fokontany disposant d'un réseau de distribution BT alimenté par un réseau interconnecté ou un système de production isolé, pouvant être géré par la JIRAMA ou un autre opérateur privé.

Dans la suite du rapport, les indicateurs suivants seront utilisés :

$$\text{Taux de couverture} = \frac{\text{Nombre de fokontany électrifié}}{\text{Nombre de fokontany total}}$$

Ce taux permet d'analyser la répartition géographique de l'électrification, un taux élevé signifie que toutes les fokontany sont électrifiées, quel que soit leur taille.

$$\text{Taux d'accès} = \frac{\text{Population des fokontany électrifiés}}{\text{Population totale}}$$

Le taux d'accès permet de mesurer si une population donnée a accès, même de façon indirecte, à des services d'énergie moderne. Si un fokontany est électrifié, toute sa population bénéficie de façon indirecte de l'accès à l'énergie moderne au travers de meilleur service de santé, d'éducation, et de meilleures opportunités de création d'activités génératrices de revenus. En effet si ces infrastructures sont électrifiées, les services rendus seront de meilleure qualité.

$$\text{Taux d'électrification} = \frac{\text{Nombre de ménages électrifiés}}{\text{Nombre de ménages total}}$$

Le taux d'électrification mesure l'accès direct d'une population donnée à l'électricité. Pour mesurer efficacement cet indicateur, il est nécessaire de pouvoir distinguer parmi les clients BT, les clients domestiques, des autres clients (magasins, activités génératrices de revenus...).

2.2 Statut de l'électrification

2.2.1 Réseaux électriques à Madagascar

Le réseau de transport de Madagascar est géré par la JIRAMA. Il couvre essentiellement les zones urbaines de Madagascar et est divisé en 3 réseaux principaux interconnectés autour des agglomérations d'Antananarivo-Antsirabe (RIA), de Fianarantsoa (RIF) et de Toamasina (RIT).

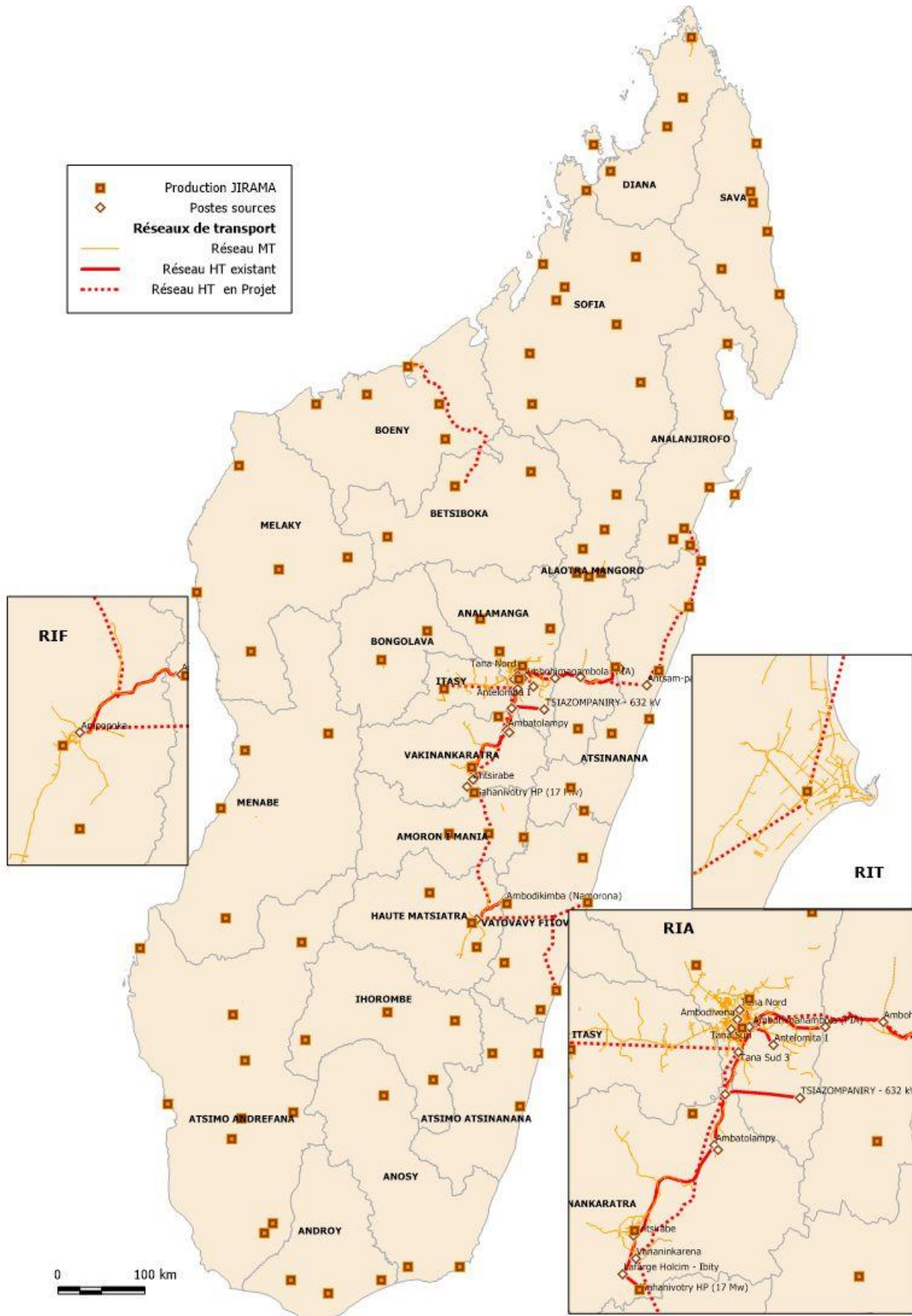
Des projets tels que le PRIRTEM sont en cours afin de réhabiliter mais aussi de connecter ensemble ces 3 réseaux.

Par ailleurs, de nombreuses centrales, pour la plupart thermiques et sous la supervision de la JIRAMA fonctionnent de façon autonome pour alimenter les autres centres urbains et autres communes les plus peuplées.

En zone rurale, d'autres centrales gérées par des opérateurs, organisations privées et ONG ont aussi vu le jour avec l'appui de l'ADER.

La carte ci-dessous montre le réseau existant et planifié (projet PRIRTEM) ainsi que la localisation des centres de production isolés.

Carte 2 : Réseaux de transport à Madagascar



2.2.2 Analyse du statut d'électrification des fokontany

La consolidation de la base de données spatiale met en lumière un taux de couverture très faible à l'échelle de l'ensemble des fokontany du pays. Fin 2020, seulement 10 % d'entre eux étaient électrifiés. Les résultats révèlent par ailleurs d'importantes disparités d'une région à l'autre. En effet, les taux de couverture atteignent seulement 2 à 3 % pour les régions d'Androy, d'Atsimo Atsinanana, de Melaky ou de Vatovy Fitovinany, et jusqu'à 44 % pour la région d'Analamanga.

Tableau 13 : Statut d'électrification des fokontany par région (2020)

REGIONS	Nombre de fokontany			Part de fokontany	
	Total	Non-électrifiés	Electrifiés	Non-électrifiés (%)	Electrifiés (%)
ALAO TRA MANGORO	656	592	64	90	10
AMORON I MANIA	783	755	28	96	4
ANALAMANGA	1690	947	743	56	44
ANALANJIROFO	818	782	36	96	4
ANDROY	2024	1988	36	98	2
ANOSY	836	790	46	94	6
ATSIMO ANDREFANA	1723	1628	95	94	6
ATSIMO ATSI NANANA	808	780	28	97	3
ATSI NANANA	1072	896	176	84	16
BETSIBOKA	385	367	18	95	5
BOENY	513	460	53	90	10
BONGOLAVA	318	296	22	93	7
DIANA	578	498	80	86	14
HAUTE MATSIATRA	799	713	86	89	11
IHOROMBE	282	264	18	94	6
ITASY	571	474	97	83	17
MELAKY	352	340	12	97	3
MENABE	581	545	36	94	6
SAVA	829	792	37	96	4
SOFIA	1461	1405	56	96	4
VAKINANKARATRA	992	868	124	88	13
VATOVAVY F.	1315	1277	38	97	3
TOTAL	19386	17457	1929	90	10

En prenant en compte la population de chaque fokontany, la part totale de la population électrifiée dans le pays n'atteindrait que 26 %, les taux d'accès allant de 5 % dans la région d'Atsimo Atsinanana, à 72 % dans celle d'Analamanga. Ces taux sont équivalents pour les ménages.

Tableau 14 : Statut d'électrification de la population des fokontany par région (2020)

	Population des Fokontany			Part de la population	
	TOTAL	Pop. Electrifiée	Pop. Non-électrifiée	Pop. Electrifiée (%)	Pop. Non Electrifiée (%)
ALAO TRA MANGORO	1241592	221550	1020042	17.06 %	82,94%
AMORON I MANIA	866804	55458	811346	6.10 %	93,90%
ANALAMANGA	3787319	2859673	927646	71.99 %	28,01%
ANALANJIROFO	1172393	159996	1012397	13.05 %	86,95%
ANDROY	886442	58274	828168	6.20 %	93,80%

ANOSY	817187	123997	693190	14.38 %	85,62%
ATSIMO ANDREFANA	1828461	297415	1531046	15.53 %	84,47%
ATSIMO ATSIANANANA	1058041	54007	1004034	4.87 %	95,13%
ATSIANANANA	1535007	471854	1063153	29.46 %	70,54%
BETSIBOKA	404981	47582	357399	11.06 %	88,94%
BOENY	973473	376333	597140	36.38 %	63,62%
BONGOLAVA	699930	78171	621759	10.65 %	89,35%
DIANA	896271	382567	513704	40.57 %	59,43%
HAUTE MATSIATRA	1488948	285500	1203448	18.28 %	81,72%
IHOROMBE	421853	67827	354026	15.33 %	84,67%
ITASY	940481	247442	693039	25.09 %	74,91%
MELAKY	320699	35868	284831	11.23 %	88,77%
MENABE	722926	116005	606921	15.14 %	84,86%
SAVA	1171443	212407	959036	17.23 %	82,77%
SOFIA	1545801	161352	1384449	9.82 %	90,18%
VAKINANKARATRA	2168720	483569	1685151	21.26 %	78,74%
VATOVAVY FITOVINANY	1413878	91713	1322165	6.18 %	93,82%
TOTAL	26 362 650	6 888 560	19 474 090	26,13%	73,87%

2.2.3 Répartition des abonnés BT

Dans le présent rapport seront confondus les notions d'abonnés BT et de ménages électrifiés. Ces notions ne sont cependant pas strictement équivalentes puisque parmi les abonnés BT, on trouve également des commerces, des administrations et autres activités économiques. Cependant, les statistiques disponibles n'étant pas suffisamment détaillées pour faire cette distinction, une approximation sera effectuée dans l'analyse suivante. De plus, dans bien des cas, un abonnement BT alimente souvent plus d'un ménage ; certains ménages partageant leurs connexions avec leurs voisins. Dans le rapport, il sera ainsi considéré qu'un compteur BT alimente en 2020 environ 1,6 ménages (source JIRAMA). Cette pratique étant contraire aux recommandations de la JIRAMA, il sera considéré que chaque nouveau compteur ajouté à partir de 2021 ne connectera qu'un seul ménage.

Le SIE de Madagascar donne les statistiques suivantes en termes de nombre de connexions BT.

Tableau 15 : Effectifs et taux d'électrification des régions (2020)

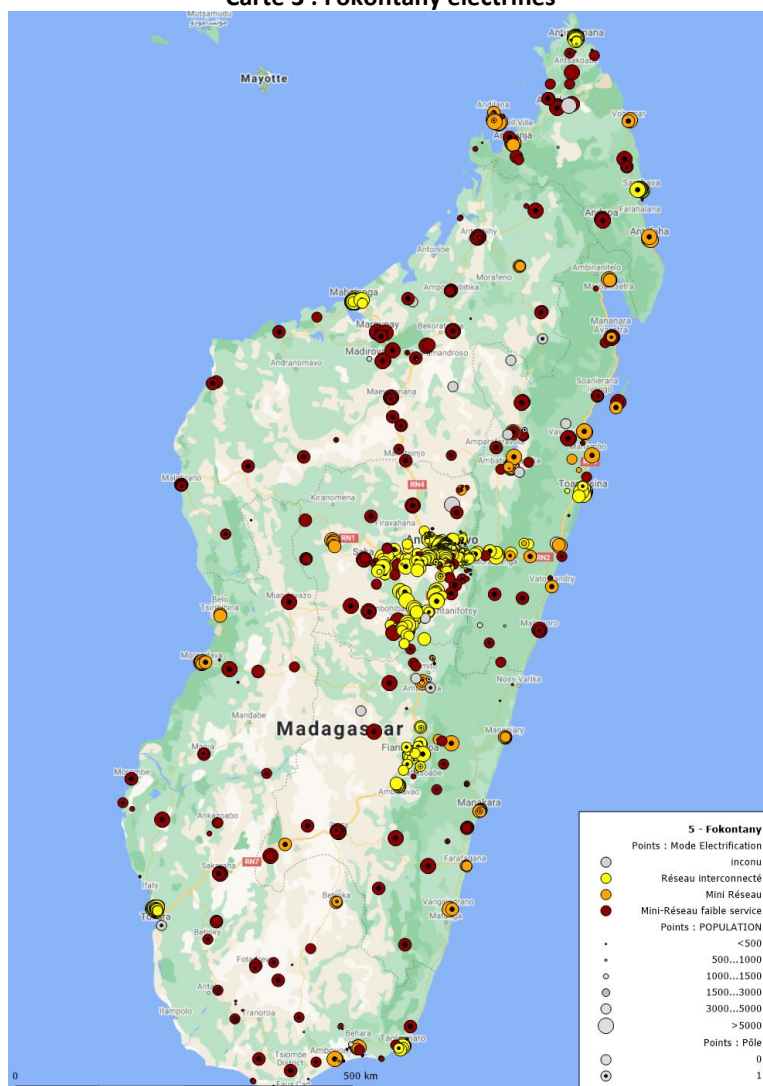
Région	Nb de Connexion (SIE 2020)	Nb de ménages 2020		Taux d'électrification		
		Total	Fokontany électrifiés	Par rapport Pop région totale	Par rapport Pop des fokontany électrifiés	
					1 compteur / 1 ménage	1 compteur / 1.6 ménages
ALAO TRA MANGORO	17351	298482	57090	6%	30%	49%
AMORON I MANIA	5240	180151	15157	3%	35%	55%
ANALAMANGA	279556	934437	724925	30%	39%	62%
ANALANJIROFO	14194	329515	47353	4%	30%	48%
ANDROY	2331	194283	13477	1%	17%	28%
ANOSY	6400	189591	30071	3%	21%	34%
ATSIMO ANDREFANA	22617	407049	70315	6%	32%	51%
ATSIMO ATSIANANANA	3941	201687	13368	2%	29%	47%
ATSIANANANA	42613	388683	129576	11%	33%	53%
BETSIBOKA	1877	88921	10928	2%	17%	27%
BOENY	28449	236965	98262	12%	29%	46%

BONGOLAVA	4103	156412	20839	3%	20%	32%
DIANA	34505	255674	115867	13%	30%	48%
HAUTE MATSIATRA	24031	304420	69432	8%	35%	55%
IHOROMBE	3369	92401	15488	4%	22%	35%
ITASY	12824	213234	61486	6%	21%	33%
MELAKY	3035	72486	10152	4%	30%	48%
MENABE	7450	165870	27280	4%	27%	44%
SAVA	16505	320799	57504	5%	29%	46%
SOFIA	9685	378308	42030	3%	23%	37%
VAKINANKARATRA	33707	482713	120473	7%	28%	45%
VATOVAVY	8827	306986	32044	3%	28%	44%
FITOVINANY						
NATIONAL	582 610	6 199 066	1 783 118	9%	33%	52%

Ainsi, en moyenne, 9% des ménages de Madagascar sont électrifiés. Ce ratio s'élève à 33% dans les fokontany électrifiés. On peut raisonnablement considérer que 52% des ménages habitant dans des fokontany électrifiés ont accès à l'électricité si on fait l'hypothèse que chaque compteur BT alimente environ 1,6 ménages (source JIRAMA).

Les zones électrifiées sont essentiellement concentrées autour d'Antananarivo dans la zone du RIA comme le montre la carte suivante.

Carte 3 : Fokontany électrifiés



2.2.4 Projets d'électrification en cours

Plusieurs initiatives d'électrification et programmes sont en cours à Madagascar par les bailleurs et institutions nationales, on peut citer ainsi

- Le Projet LEAST COST ELECTRICITY ACCESS DEVELOPMENT (LEAD)

Le projet LEAD, financé par la Banque Mondiale et prévu sur la période 2020-2024, vise à maximiser l'accès aux services d'électricité pour les ménages. Il se décompose en 3 composantes

Composante 1 : électrification sur réseau (80 millions USD)

Cette composante doit financer des investissements prioritaires dans l'extension et la densification du réseau ; ce qui permettraient de maximiser le nombre de nouvelles connexions. La Composante fait la distinction entre le financement pour la densification du réseau (principalement dans les zones urbaines et périurbaines) et l'extension du réseau (principalement dans les zones rurales et périurbaines), conformément aux priorités de la NPE et au plan d'extension du réseau de la JIRAMA.

Composante 2 : électrification hors réseau (55 millions USD)

Cette composante servirait à soutenir la création d'un fonds de développement du marché des systèmes hors réseau (40 millions USD), il servira aussi à l'électrification des 500 centres de santé hors réseau (15 millions USD). Le programme est prévu sur 4 ans 2020-2024 et cible 300 000 foyers avec des solutions MTF1/2

Composante 3 : assistance technique et appui à la mise en œuvre du projet (15 millions USD)

Cette dernière composante servira à l'appui à la planification de l'électrification mais également à l'appui au développement du marché hors réseau et la coordination du projet ainsi que les renforcements de capacité.

- Le Projet d'Interconnexion et de Renforcement des Réseaux de Transport d'Energie Electrique à Madagascar (PRIRTEM)

Ce projet, financé par la BAD, prévoit l'électrification des fokontany le long des lignes d'interconnexion projetées afin d'atteindre le taux d'électrification national de 70% à l'horizon 2030. Le projet, divisé en plusieurs phases, propose un appui aux projets d'électrification rurale développés en Partenariat Public-Privé (PPP) et gérés par l'Agence de Développement de l'Electrification Rurale (ADER), tout en facilitant le raccordement des populations et des PME au réseau électrique. Il doit contribuer ainsi aux efforts menés par le Gouvernement de Madagascar dans l'électrification des zones périurbaines et rurales.

- Le Programme ER de l'ADER (2019-2023)

Une liste de projets de développements de mini réseaux a été établie par l'ADER sur la base des PDRI et des propositions initiées par les organisations privées (associations, ONG...). Un peu moins de 200 sont ainsi recensés. La liste reste cependant indicative sans contrainte de développement.

- Programmation des investissements de la JIRAMA (2021-2024)

Un document de stratégie est en cours de validation au niveau de la JIRAMA définissant les objectifs internes en termes de développement des réseaux et d'électrification. Les objectifs annoncés de la JIRAMA sont d'atteindre 1 million de clients en 2025. Pour atteindre cet objectif, la JIRAMA doit ainsi prévoir le raccordement des volumes suivants de ménages d'ici à cette date :

Tableau 16 : Objectifs de connexion de la JIRAMA (2021-2024, source JIRAMA)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Nb de nouveaux clients (Objectif affiché par la JIRAMA)		40 000	60 000	80 000	100 000	100 000
Nb de clients total (2020 : source SIE)	582 610	622 610	682 610	762 610	862 610	962 610

2.3 Cadre institutionnel & réglementaire pour l'électrification

2.3.1 Stratégies et objectifs nationaux pour l'électrification

En matière d'électrification Hors réseau (HR) et de promotion des ENR, la Nouvelle Politique Énergétique (NPE) donne les orientations du gouvernement à l'horizon 2030.

La paragraphe 8 en particulier mentionne que «la NPE soutient la transition vers du mix de production pour l'électricité et l'éclairage utilisant 80% de ressources renouvelables. L'efficacité énergétique est un thème transversal de réduction des pertes énergétiques dans le transport, la distribution et la consommation de l'électricité, dans la transformation et l'utilisation énergétique de la biomasse, ainsi que la réduction de la consommation des produits pétroliers pour la production d'électricité et pour les usages commerciaux et industriels. »

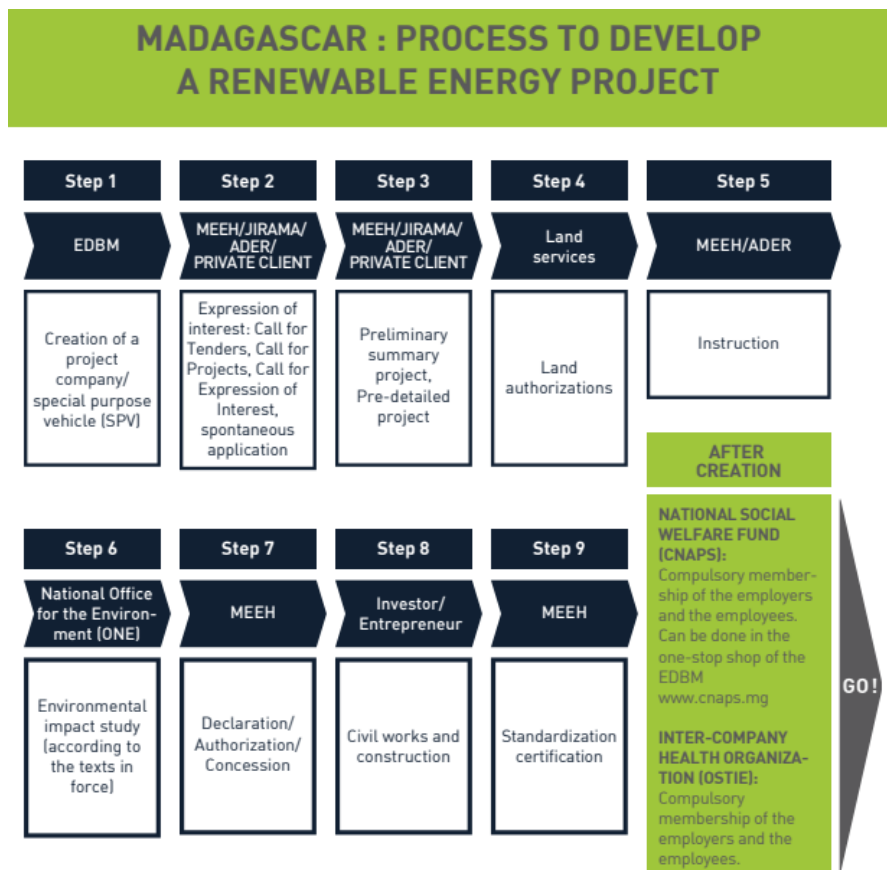
A travers ce document directeur, le Gouvernement fixe ainsi comme objectif que 70% de la population devra avoir accès à une source d'éclairage moderne, avec comme objectifs secondaires :

- 85 % à partir d'énergie renouvelable,
- 90% des ménages connectés aux réseaux électriques,
- 10% des ménages électrifiés grâce à des systèmes solaires domestiques & lampes solaires.

L'alimentation électrique future du pays reposera sur trois approches complémentaires.

1. Mise en œuvre de réseaux urbains, (interconnexion, développement des énergies renouvelables ...)
2. Mise en œuvre de mini-réseaux isolés dans tous les secteurs ruraux (solaire, biomasse, hydro...)
3. Amélioration de l'efficacité énergétique et réduction des pertes.

Concernant la stratégie de développement des ENR pour le pays, un **guide de l'énergie** décrit le processus pour développer des projets ENR avec les différentes étapes, interlocuteurs et incitants disponibles (voir *Guide de l'énergie à Madagascar, 2020*)



INCENTIVE TOOLS INCREASINGLY NUMEROUS

The international community alongside Madagascar

Technical and financial partners such as GIZ, UNIDO, the European Union, KfW and AfDB, work with the licensing authorities and operators to operationalize the energy transition and to participate in the harmonization of the sector. In addition, the World Bank and its partners, together with the government, stakeholders and the JIRAMA, participate through the PAGOSE project to restructure the governance of the state-owned water and electricity operator. International donors are more than ever committed to the sustained development of Madagascar.

- World Bank: \$ 150M fund for micro and meso finance (PAYG system, mini-grid, etc.)
- French Development Agency: SunRef program under development, offering loans to local partner banks, investment bonuses and technical support (that can be free) for green investment projects (energy efficiency, renewable energy)
- International banks (EXIMBANK): guarantees, insurance and concessional incentive rates up to 7 years, and setting up buyer credit schemes
- Central Bank of Madagascar: member of international banking groups with extensive experience in renewable energy project financing

A dynamic local market



Competition bidding between banks (BOA/BNI/Groupe BPCE/Société Générale Group) and credit guarantee institutions (Solidis/ACEP) to provide, in particular, either capital support or portfolio loan guarantees.



Microcredit and crowdfunding => 80% of the local banking sector, active support to VSEs/SMEs through direct impact project financing and consulting programs.



Impact investment funds (MIARAKAP) or venture capital funds (ADENIA PARTNER/MDP): supporting green projects from their starting point to their scaling-up.



National Fund for Sustainable Energies (FNED): guarantees, debt, subsidy.

Dans le cadre du Programme de Révision du Cadre juridique du secteur Electricité (PRC-ELEC), appuyé par la GIZ, un « Guide sur les avantages fiscaux en faveur des énergies renouvelables » a été publié en 2019 et présente les avantages fiscaux existants pour les contribuables opérant dans le secteur des énergies renouvelables (exonération de TVA et réduction d'impôts sur les revenus (IR)).

2.3.2 Acteurs institutionnels

Les acteurs clefs principaux sont :

- **Ministère de l'Energie et des Hydrocarbures (MEH)** : responsable du secteur de l'électricité, le ministère a plusieurs directions dont la DEER et pilote l'ADER et l'ORE.
- **Direction de l'Emergence Energétique (DEE)** : mène les actions de promotion des énergies renouvelables.
- **ORE** : l'Office de Régulation de l'Electricité (ARE), a pour responsabilité d'élaborer la réglementation technique, fixer les dispositions tarifaires, surveiller au respect des normes de qualité de service et principe de concurrence d'assurer le suivi et le contrôle de l'exécution des contrats de Concession et d'Autorisation de production et distribution et licences de fournitures.
- **ADER** : L'Agence est chargée de mettre en œuvre la politique de l'Etat en matière d'accès à l'électricité en milieu rural.
- **JIRAMA** : La compagnie nationale d'électricité (créée en 1975) est en charge de la production et distribution de l'électricité à Madagascar dans les zones urbaines principalement. Sa marge de manœuvre reste effectivement limitée, faute de ressources financières et énergétiques, en ce qui concerne l'extension de son réseau et l'amélioration de l'accès de la population en particulier en milieu rural ou l'activité de distribution n'est pas rentable.

2.3.3 Cadre législatif et réglementaire

Plusieurs documents fixent le cadre réglementaire du secteur de l'électricité :

- Le DECRET N° 2001 – 173 fixe les conditions et modalités d'application de la Loi n°98-032 du 20 janvier 1999 portant réforme du secteur de l'électricité.
- La loi n°2017- 020 portant sur le Code de l'Electricité à Madagascar quant à elle définit les moyens et l'organisation du secteur de l'électrification réseau et hors réseau à Madagascar.
- Le Code de Réseau de Distribution d'Energie Electrique à Madagascar (mars 2020) définit les règlements Techniques de Planification, de Raccordement et d'Exploitation

En 2018, le SREP recommandait de mettre en œuvre un cadre législatif et réglementaire permettant la promotion des énergies renouvelables couvrant tant la production à grande échelle que la production décentralisée et l'autoproduction, en particulier :

- Le renouvellement de l'ensemble des concessions et autorisations expirées (y-compris celles de la JIRAMA),
- L'élaboration d'un cadre juridique et contractuel pour les mini-réseaux,
- Définir un cadre pour les subventions et tarifications (critères d'évaluation pour les appels d'offres, ...)
- Le renforcement de l'indépendance et des prérogatives de l'ORE,
- Le renforcement de la gouvernance du secteur et de la coordination interinstitutionnelle sur les thèmes impliquant plusieurs ministères dont notamment les processus d'attribution des terres et la question des droits d'eau.
- La révision des plafonds d'autorisation applicables aux différents types d'énergie afin de faciliter le processus de mise en œuvre de nouvelles installations de production électrique,
- Donner la possibilité au FNE de lever des fonds auprès des PTF et d'emprunter sur les marchés financiers,
- Renforcer des normes de protection de l'environnement,
- etc.

Pour l'électrification rurale hors-réseau à Madagascar, les petits projets avec sources de **production** ENR (hydro, éolien, solaire) tombent dans le régime simplifié de la **déclaration** (voir tableau ci-dessous). Mais les centrales de production solaire PV > 150kWc, éolien > 250kW et hydro > 0,5MW nécessitent une **autorisation**. Toutes les centrales thermiques (diesel, biomasse, cogénération, ...) sont soumises au régime d'autorisation quelle que soit la puissance installée en dessous de 500kW pour la production thermique et de 5 MW pour les autres sources de production. Au-dessus de ces seuils, les producteurs sont soumis au régime de **concession**, ce qui concerne peu le secteur de l'électrification rural et pas du tout le sous-secteur « hors-réseaux ».

Pour la partie **distribution** via des mini-réseaux, les opérateurs sont aussi soumis à une demande d'autorisation en dessous de 5MW. Les distributeurs au-dessus de 5MW sont soumis au régime de concession.

Tableau 17 : Régime de Déclaration, d'Autorisation et de Concession de projets énergétiques

Installations		Déclaration	Autorisation	Concession
Production	Thermique		$P \leq 500 \text{ kW}$	$P > 500 \text{ kW}$
	Hydroélectricité	$P \leq 500 \text{ kW}$	$500 \text{ kW} < P \leq 5 \text{ MW}$	$P > 5 \text{ MW}$
	Eolien	$P \leq 250 \text{ kW}$	$250 \text{ kW} < P \leq 5 \text{ MW}$	
	Solaire thermique		$P \leq 5 \text{ MW}$	
	Solaire photovoltaïque	$P \leq 150 \text{ kW}$	$150 \text{ kW} \leq P \leq 5 \text{ MW}$	
	Biomasse		$P \leq 5 \text{ MW}$	
	Géothermique et d'origine marine		$P \leq 10 \text{ MW}$	
	Déchets		$P \leq 5 \text{ MW}$	
Distribution			$P \leq 5 \text{ MW}$	$P > 5 \text{ MW}$
Transport				Toutes les installations de transport

Source : SREP, 2018

2.4 Acteurs clefs de l'électrification hors-réseau

En dehors de l'Agence de Développement de l'Electrification Rurale (ADER) qui est l'institution incontournable sur le secteur de l'électrification en zone hors réseau et de l'ORE qui régule le secteur et l'activité des opérateurs privés, beaucoup d'autres acteurs sont également présents sur ce segment. On pourra noter :

- Les producteurs d'énergie indépendants privés (IPP) en charge de produire de l'énergie à partir de centrales diesel ou ENR
- Les associations ou ONG qui réalisent des projets d'électrification (production et distribution d'électricité) sur des fonds publics ou dons
- Des développeurs privés également promoteurs de projets d'électrification (production et distribution d'électricité)

2.5 Potentiel des énergies renouvelables

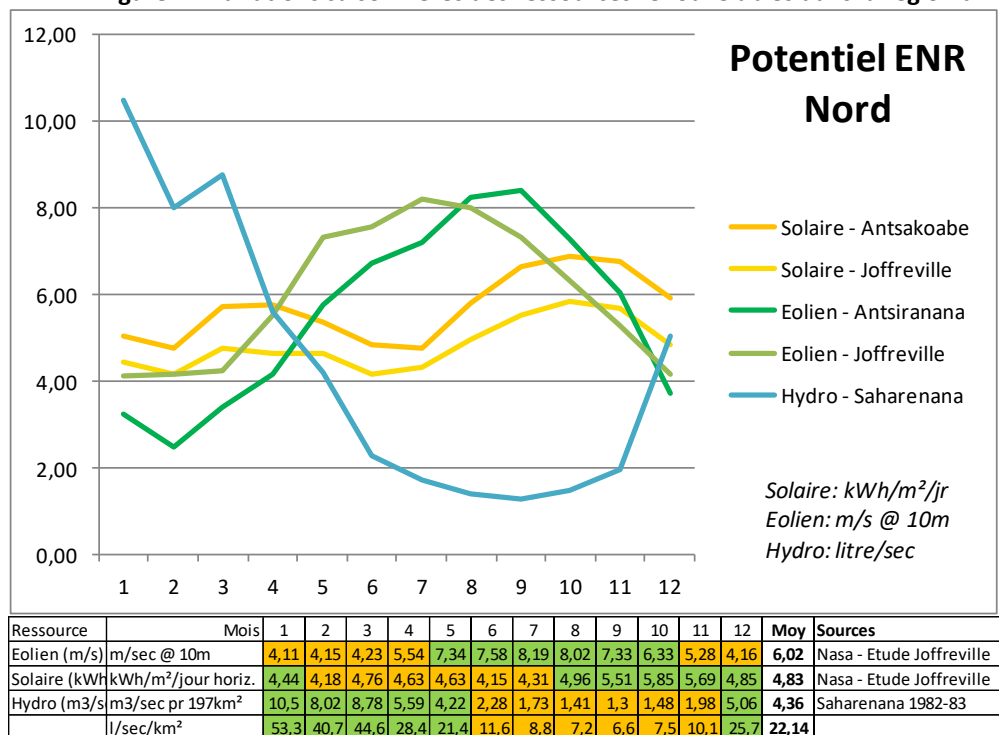
D'une manière générale, le potentiel ENR est très favorable à Madagascar, que ce soit pour les ressources hydro, solaire, éolienne ou biomasse, avec toutefois des disparités selon les régions de l'île :

- A proximité des massifs montagneux, **l'hydrologie** est intéressante pour la production d'hydroélectricité malgré une variation saisonnière souvent prononcée (étiage de juillet à octobre, pluies de novembre à avril). Le potentiel estimé est de 7,5 GW mais seulement 2% sont actuellement exploités (soit 150MW en 2018).
- La forte présence des **vents Alizé** durant 6 mois par an en bordure côtière et les phénomènes thermiques sur le littoral en font des zones où des projets d'électrification à base d'énergie éolienne sont pertinents, mais très rapidement le vent décélère au fur et à mesure qu'on pénètre dans les terres (influence de la végétation et des reliefs).
- L'abondance de **rayonnement solaire** (4,4 à 6,2 kWh/m²/jr horizontal) sur tout le territoire avec une légère dominance d'août à janvier et dans les régions intérieures.
- Enfin, la **biomasse non-forestière** offre plus localement des possibilités de production d'électricité à partir de certains déchets agricoles et agro-industriels (palme à huile, canne à sucre, déchets des brasserie, balle de riz, etc.). En revanche le potentiel bois-énergie a quasi disparu sur les 10 dernières années (WWF, 2012) ; la déforestation² est devenue une réelle préoccupation à Madagascar (charbon de bois, bois de chauffe, agriculture, ...).

² 36 000 ha/an en 2017

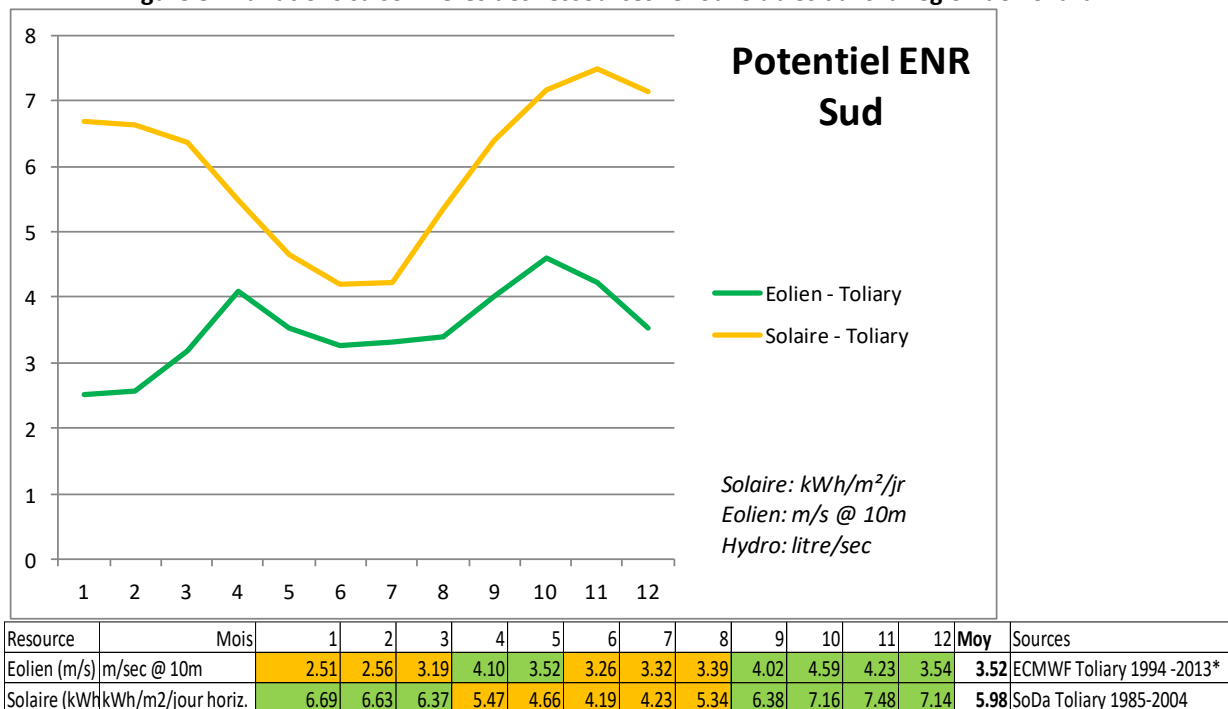
Par exemple, dans la région de Diana (Nord) autour du massif de la Montagne d'Ambre, le potentiel des ENR a été comparé.

Figure 7 : Variations saisonnières des ressources renouvelables dans la région d'Antsiranana



Et dans la région de Toliara au Sud-Ouest, le climat est du type tropical sec, avec des températures élevées et très peu de pluie entre mai et décembre (100mm). L'éolien est aussi moins abondant qu'au Nord et sur la côte Est.

Figure 8 : Variations saisonnières des ressources renouvelables dans la région de Toliara



Malgré ces variations, des projets d'électrification à base d'énergie renouvelable peuvent être intéressants.

Pour modéliser correctement la production d'électricité à partir de ces ressources, il est nécessaire d'évaluer les **ressources primaires** telles que les débits de rivières, l'irradiation solaire, les vitesses du vent, et les disponibilités en biomasse, et d'avoir les données géoréférencées (couches SIG). Cette évaluation doit tenir compte des variations saisonnières, journalières et horaires lorsqu'elles sont disponibles.

Les ressources disponibles localement (hydroélectrique, solaire, éolien et biomasse) et leur potentiel sont présentés plus en détail en annexe et permettent d'orienter les choix technologiques lors des études de (pré)faisabilité de projet d'électrification par énergies renouvelables.

2.6 Electrification hors réseau et technologie ENR

A Madagascar, on retrouve une large gamme de technologies renouvelables (hydro, solaire, éolien, biomasse) déployées sur tout le territoire, en fonction des ressources locales, des profils de la demande et des choix ou préférences des développeurs (gouvernement, ONG, privés).

Historiquement, les **systèmes individuels**, essentiellement solaires et de petites puissances (10-500Wc), ont été les premières alternatives aux extensions de réseaux et aux groupes électrogènes en zones rurales tant pour les ménages que pour les infrastructures publiques et communautaires (écoles, centres de santé, administration locale, petits commerces, etc.).

Depuis les années 2000, des sites hydro ont été aménagés pour produire de l'électricité et alimenter des fokontany rurales via des mini-réseaux de distribution. Ce sont parmi les premiers « **mini-réseaux verts** » couplés à des mini- ou microcentrales hydroélectriques. La JIRAMA elle-même, possède et exploite une cinquantaine de mini-réseaux isolés (thermiques et hydro), desservant des villes et des fokontany hors de portée des trois plus grands réseaux nationaux.

Néanmoins, beaucoup de centres ruraux ont investi dans des mini-réseaux alimentés par des **générateurs thermiques** (essence ou diesel), dont les coûts initiaux sont relativement accessibles et les coûts de fonctionnement peuvent être adaptés aux ressources financières du moment.

Les premiers projets pilotes de **mini-réseaux solaires ou éoliens** sont apparus en 2004. Depuis une dizaine d'années, la forte baisse des coûts de l'énergie solaire photovoltaïque a permis d'élargir les solutions d'électrification pour les zones d'habitation suffisamment dense où l'aménagement de **réseaux de distribution** est économiquement justifié. Des **centrales solaires photovoltaïques** avec stockage ou des centrales solaires hybrides couplées à des groupes thermiques se développent dans tout le pays, à l'instar des autres pays africains. Ces centrales solaires viennent soit se substituer aux centrales thermiques existantes (« hybridation »), soit alimenter des nouveaux mini-réseaux ruraux.

Depuis 2004, grâce aux politiques de promotion du secteur privé et aux mécanismes de subventions, on observe un nombre croissant de développeurs privés de MRV qui expérimentent encore différents modèles d'affaires. Malheureusement, malgré des niveaux de subvention supérieurs à 50% sur le CAPEX, les coûts de connexion et les tarifs restent trop élevés pour de nombreux ménages malgaches à faible pouvoir d'achat.

Les **systèmes individuels** restent cependant la solution incontournable pour de nombreux ménages malgaches qui, soit sont trop isolés les uns des autres pour justifier un mini-réseau, soit ont des revenus trop faibles pour accéder aux services minimums offerts par les mini-réseaux ou les réseaux nationaux. Madagascar bénéficie donc d'une expérience diversifiée et de longue date dans les domaines de l'électrification par énergies renouvelables, et en particulier des mini-réseaux. Mais des **barrières** importantes persistent et freinent le déploiement des énergies renouvelables.

2.6.1 Mini-réseaux verts (MRV) à Madagascar

2.6.1.1 Expérience malgache

L'ADER centralise les informations relatives à 145 mini-réseaux ruraux (thermiques et renouvelables) mis en services depuis 2004 qui sont soit à l'arrêt, soit en exploitation, soit en construction, comme le résume les 3 tableaux ci-dessous (données ADER de 2019). On peut ainsi constater que :

- 50% des systèmes enregistrés sont en exploitation. La plupart des systèmes à l'arrêt sont des centrales thermiques dont les pannes/coupures et les coûts de fonctionnement ne sont plus supportables par les bénéficiaires.
- La plupart des centrales en exploitation sont alimentées soit par l'**hydro** (7-700kW), soit par le **solaire PV** (1-100kWc). 15% des mini-réseaux sont encore alimentées par des **générateurs thermiques** seuls (10-400kW).
- 39 **mini-réseaux solaires** sont en exploitation (2019).
- Le **petit éolien** (5-80kW) a été expérimenté entre 2007 et 2013 mais aucun nouveau projet n'est enregistré dans la base de données de l'ADER. 6 des 7 centrales sont pourtant encore opérationnelles.
- Les mini-réseaux alimentés par des **centrales biomasse** (70kW) ont été expérimentés entre 2010 et 2016 mais aucun nouveau projet n'est enregistré depuis dans la base de données de l'ADER. Une seule centrale biomasse était encore en fonctionnement en 2019.
- 38% des mini-réseaux enregistrés à l'ADER sont alimentés par du diesel pure, 40% par une source ENR pure, et 22% par des systèmes hybrides ENR + diesel. Etant donné l'intermittence de la ressource et le coût élevé du stockage, les nouvelles centrales solaires, éoliennes et biomasse sont de plus en plus hybridées avec des groupes électrogènes.

Tableau 18 : Mini-réseaux à l'arrêt et en exploitation à Madagascar

Données ADER	Total	Hybrides	à l'arrêt			en exploit				en construct		
	#	#	#	kW _{enr}	kW _{th}	#	kW _{enr}	kW _{th}	%	#	kW _{enr}	kW _{th}
Diesel 100%	57	0	45	0	1722	12	0	808	21%	0		
biomasse	6	5	5	405	138	1	70	104	17%	0		
hydro	27	9	7	317	111	20	2389	891	74%	0		
eolienne	7	6	1	5	8	6	137	232	86%	0		
solaire	58	18	17	25,8	24	39	1114	551	67%	2	24	0
	155	38	75	752,8	2003	78	3710	2586		2	24	0
			48,4%			50,3%						

NB : les nombres totaux de systèmes sont indicatifs et parfois supérieurs aux chiffres réels car certains systèmes hybrides ont été comptés 2 fois dans l'analyse par filtre de la base de données de l'ADER (2004-2019). Il y a en réalité un total de 142 mini-réseaux et non 155.

Tableau 19 : Mise en service et exploitation des MR à Madagascar

Données ADER	MES	Opérateurs	kW _{inst.} / site		Opérateur	MES	
		#	min	max	Asso/Coop	< 2010	> 2010
Diesel 100%	2004-19	26	12	382	0 / 15	9	22
biomasse	2010-16	5	70	70	0 / 1	0	1
hydro	2005-19	16	7,5	700	2 / 12	5	15
eolienne	2007-13	4	5	80	0 / 3	6	0
solaire	2004-19	23	1,5	90 (460)	4 / 18	7	32

NB : Certains opérateurs exploitent plusieurs mini-réseaux avec différents moyens de production. Ainsi, depuis 2004, 45 opérateurs se sont partagé l'exploitation des 142 mini-réseaux.

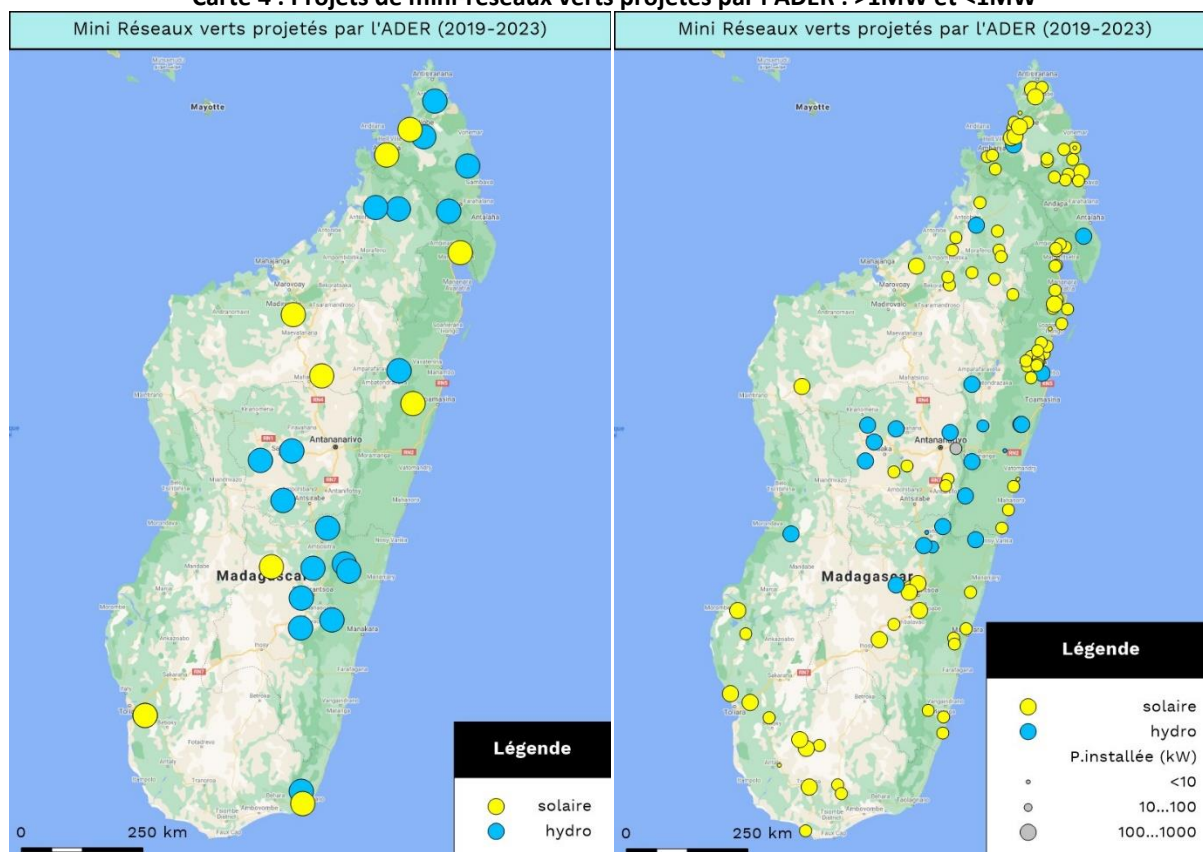
Tableau 20 : Mini-réseaux thermiques, ENR, et hybrides à Madagascar

	Diesel	biomasse	hydro	eolienne	solaire	#	
Pure	x					57	38,0%
		x				1	0,7%
			x			18	12,0%
				x		1	0,7%
					x	40	26,7%
Hybrides	x	x				4	2,7%
	x	x	x			1	0,7%
	x		x			8	5,3%
	x			x		2	1,3%
	x			x	x	2	1,3%
	x				x	14	9,3%
				x	x	2	1,3%
						150	

Les causes d'arrêts des projets ci-dessus sont variables. A noter que :

- Les **centrales thermiques** sont progressivement arrêtées pour des raisons évidentes de coûts d'exploitation exorbitants et d'insatisfaction des clients (durée limitée de service, pannes, tarifs élevés, nuisance sonore, ...)
- Certaines **centrales hydro** sont à l'arrêt principalement pour des difficultés de gestion de la clientèle et de financement de l'exploitation et la maintenance, mais aussi pour des raisons de perturbations climatiques (cyclones, sécheresses, ...)
- Les 17 **centrales solaires** à l'arrêt (30% des centrales solaires répertoriées par l'ADER, 2004-2019) sont des petites centrales PV (0,5 à 4kWc) sans backup diesel qui ont été mises en service il y a plus de 10 ans (2004, 2006 et 2011) et une majorité d'entre-elles étaient exploitées par des communes ou des associations locales qui n'ont probablement pas pu assurer la maintenance, les réparations et les renouvellements nécessaires.
- Parmi les 6 mini-réseaux alimentés par de la **biomasse**, 5 sont à l'arrêt pour des raisons diverses qui seront détaillées dans la section 2.6.1.2 (e), mais principalement liés aux problèmes d'une technologie pas encore mature, au manque de compétence et à la gestion délicate de la ressource.

Dans ses bases de données (Programme ER 2019-2023), l'ADER centralise aussi les informations sur les nouveaux projets de mini-réseaux verts (pipeline : 127 MRV) sur la période 2019-2023 et sur les opérateurs/développeurs. La carte ci-dessous distingue les projets de mini-réseaux de plus d'1 MW et ceux de moins d'1MW alimentés par des centrales solaires PV (points jaune) et hydro (points bleu).

Carte 4 : Projets de mini-réseaux verts projetés par l'ADER : >1MW et <1MW


Le tableau suivant détaille les 13 opérateurs de ces mini-réseaux verts selon leurs tailles. On notera que

- 72% de ces MRV identifiés sont proposés par **WeLight**, un des 13 opérateurs ;
- 7% par **Autarsys** ;
- 21% par les 11 autres opérateurs.

On peut aussi constater dans ce tableau que :

- **86%** de ces MRV planifiés ont des tailles comprises entre **5 et 100 kW**, plus précisément 31% entre 5 et 20 kW ; 27% entre 21 et 40 kW ; et 27% entre 41 et 100kW.
- **14%** de ces MRV planifiés ont des tailles comprises entre **101 et 500 kW**, plus précisément 9% entre 101 et 200 kW ; et 10% entre 201 et 500kW.

Tableau 21 : Opérateurs des nouveaux projets MRV pour la période 2019-2023 (source ADER)

kWc	5-10	11-20	21-40	41-60	60-100	101-200	201-300	301-400	401-500	Total	
AIDER				1						1	1%
ANKA		2				4		1		7	7%
AUTARSYS			2		3	3				8	7%
BETC					2					2	2%
Canal +	1									1	1%
Casielec							2			2	2%
EOSOL		2								2	2%
HERI	1									1	1%
HIER									1	1	1%
MADEOLE						1				1	1%
MAJIKA					1					1	1%
SRAFI				1	1				1	3	3%

WELIGHT	7	21	27	14	6	2				77	72%
Sous total	9	25	29	16	13	10	2	1	2	107	
%	8%	23%	27%	15%	12%	9%	2%	1%	2%	100%	
Total	92 projets <100 kW					15 projets < 500 kW				107	
%	86%					14%					

Plusieurs **partenaires internationaux** du développement soutiennent le déploiement des mini-réseaux verts à Madagascar (source : SE4ALL, 2019). Parmi eux :

- La **GIZ** a contribué à l'installation d'un certain nombre de mini-réseaux photovoltaïques en étroite collaboration avec l'ADER, en proposant une assistance technique, en développant des systèmes de financements concessionnels et en offrant un soutien logistique et financier.
- **L'UE** s'est également activement engagée en subventionnant les mini-réseaux hydroélectriques par le biais de la " Facilité Energie ACP-UE". Ce programme est également soutenu et financé par certaines entreprises nationales productrices de dispositifs solaires hors réseau, telles que HERi et Jiro-VE.
- La **Fondem**, une organisation non-gouvernementale (ONG), a été l'un des acteurs les plus actifs pour le développement des mini-réseaux à Madagascar, et plus spécifiquement en faveur du développement de mini-réseaux solaires photovoltaïques. La Fondem a déjà déployé une dizaine de mini-réseaux entre 7,5 et 15 kWc, dont certains ont été co-financés par l'UE, dans le cadre du projet BOREALE (Best Options for Rural Energy and Access to Light and Electricity).

Malgré les nombreux soutiens et mesures politiques incitantes, des **barrières** importantes persistent et freinent le déploiement massif des mini-réseaux verts :

- Faible pouvoir d'achat des ménages et incapacité à payer le tarif demandé. Risque élevé d'un faible taux de connexion et recettes insuffisantes pour l'opérateur,
- L'expérience montre que les modèles économiques des mini-réseaux verts ruraux restent fragiles et que l'intégration d'utilisations productives d'électricité renforce sa pérennité. Mais le développement économique local, bien que présent, reste long et difficile à développer. En cause, les faibles capacités d'investissement des usagers pour développer des (nouvelles) activités productives utilisant l'électricité, mais aussi le manque de sensibilisation, de formation ou encore des difficultés « à sauter le pas »,
- Capacités techniques et financières limitées des opérateurs privés, et encore plus des opérateurs communautaires,
- Difficultés de dialogue avec la JIRAMA lorsque des opérateurs privés se trouvent dans la zone de concession de JIRAMA ou en bordure (problèmes de vente d'électricité, d'harmonisation de tarifs ou de rétrocession de fokontany),
- Accès aux fokontany souvent difficile qui complique l'installation, l'exploitation et la maintenance des mini-réseaux,
- Aléas climatiques, surtout sur l'exploitation des énergies hydro (crues, sécheresses), éolienne (cyclones), et biomasse (sécheresses, cyclones),
- Contexte géopolitique peu favorable aux investisseurs étrangers,
- Accès aux financements et montage de projets bancables

2.6.1.2 Etat des technologies MRV

a. Mini réseaux hydro

Les microcentrales hydrauliques (10-500kW) permettent d'alimenter efficacement des mini-réseaux ruraux et d'offrir un accès complet au service électrique avec une technologie mature et durable. Elles nécessitent une maintenance régulière, qui est assurée localement, après formation du personnel. Bien entretenues, elles ont une durée de vie de 25 ans environ. Le potentiel est limité aux zones bénéficiant de cours d'eau et de dénivelés (voir carte des potentiels hydro à Mada). Une baisse de

puissance est à prévoir pendant les périodes d'étiage, voire même un besoin de stockage ou d'hybridation pour les étiages trop sévères.

Le délai de mise en œuvre dépasse souvent 2 années (nombreuses études préalables et temps de construction) et peut être un obstacle dans la mise en œuvre de programmes prioritaires d'électrification rurale.

A Madagascar, il existe une vingtaine de centrales micro-hydro de moins de 1MW (source : ADER, SHER) encore en exploitation en dehors des réseaux interconnectés. Les $\frac{3}{4}$ ont été mis en service après 2010.

Par ailleurs, la base de données de l'ADER recense 19 opérateurs (2019) qui ont un contrat d'autorisation dans le domaine de la production hydroélectrique, les plus anciens étant la JIRAMA et JIRAFI qui exploitent depuis plus de 20 ans. Mais seulement 15 opérateurs sont encore actifs dans le secteur de l'électrification rurale.

Plus de détails sur les promoteurs et exploitants de mini-réseaux hydro (BETC, HIER, CASIELEC, WELIGHT, FONDEM, ...) sont donnés en Annexe.

b. Mini réseaux solaires ou hybrides solaire/diesel

Les centrales solaires permettent d'alimenter efficacement des mini- ou micro-réseaux ruraux et d'offrir un accès complet au service électrique. Elles nécessitent très peu de maintenance mais pour les systèmes hybrides, la gestion de plusieurs sources peut s'avérer complexe et nécessite une compétence locale bien formée pour l'exploitation. Bien entretenues, elles ont une durée de vie de plus de 25 ans mais nécessite le renouvellement de la batterie après 8-10 ans selon les technologies. Les évolutions technologiques récentes en termes de modules solaires, d'onduleurs, de batteries, et de système de gestion de plusieurs sources (systèmes hybrides) et les baisses de coûts associées ont permis un développement important des mini- ou micro-réseaux alimentés par des centrales solaires en Afrique.

Du fait de l'importante ressource solaire sur tout le territoire malgache (voir carte du potentiel solaire) et de la facilité & rapidité de mise en œuvre (< 1an), c'est la solution la plus souvent retenue pour alimenter les nouveaux mini-réseaux.

La base de données de l'ADER recense 20 opérateurs qui ont un contrat d'autorisation dans le domaine de la production solaire (dont 4 ont un contrat temporaire), les plus anciens étant la JIRAMA et EDM/WELIGHT qui installent et exploitent depuis environ 20 ans. 13 d'entre eux sont actifs depuis moins de 10 ans. Et 4 opérateurs solaires ne fournissent que des solutions individuelles de pré-électrification (pico systèmes, stations & kiosks).

Plus de détails sur les promoteurs et exploitants de mini-réseaux solaires (Welight, Energie Technologie, Anka, Experts solidaires, Fondem, ...) sont donnés en Annexe.

c. Nanoréseaux solaires

Le concept de nanoréseaux est en phase pilote à Madagascar (entreprise NANOÉ), et ailleurs en Afrique. Les nanoréseaux sont des petits systèmes solaires collectifs alimentant en courant continu (12 ou 24 V) 4 à 6 foyers qui achètent en prépaiement (PAYG ; forfaits au choix) l'accès à la journée ou à la semaine à un service électrique adapté (Tier 1 ou Tier 2).

Le nano réseau constitue la base du « modèle d'électrification latérale » (agrégations successives de systèmes électriques autonomes) et le système de production et distribution peut évoluer au fur et à mesure que la demande augmente, à condition que la demande soit relativement dense pour réduire les pertes en ligne. Des nano réseaux mitoyens peuvent être progressivement interconnectés en basse tension (48V DC) entre eux pour former des micro-réseaux qui permettent une mutualisation des capacités de production et de stockage. Les micro-réseaux eux-mêmes peuvent être ultérieurement interconnectés en mini-réseaux via des liaisons en basse ou moyenne tension. L'accès à du courant alternatif (via onduleur) pour les petits usages productifs est aussi considéré.

Ce modèle innovant propose une gestion technico-commerciale par des entrepreneurs locaux et une vente de service électrique³, qui le distingue des systèmes individuels classiques et des mini-réseaux

³ Accès de chaque usager au service électrique via des contrôleurs collectifs d'énergie intelligents et une plateforme de paiement centralisée et sécurisée pilotée par la société Nanoé recevant des paiements mobiles et envoyant par SMS des codes permettant le déblocage des systèmes pour la durée correspondante

ruraux. La mise en œuvre de nanoréseaux s'annonce particulièrement facile et rapide, et peu coûteuse (100-300€/usager). Elle permet aussi une optimisation dynamique de l'équilibre Offre-Demande qui est l'enjeu principal de rentabilisation de tout système électrique. Mais ce nouveau modèle et ses avantages doivent encore être confirmés car le concept est toujours dans sa phase pilote (une évaluation aurait été réalisée en 2020 mais n'a pas encore été rendue publique).

Plus de détails sur Nanoé et son programme de diffusion de nanoréseaux solaires sont donnés en annexe.

d. Mini réseaux éoliens

Les petits aérogénérateurs pour l'électrification rurale permettent de répondre à une large gamme de besoins de puissance (5kW à 500kW) et donc d'alimenter des micro ou mini-réseaux ruraux, à condition d'être combiné à du stockage et/ou un générateur thermique. Les machines nécessitent une maintenance régulière, assurée localement, après formation du personnel exploitant. Avec un entretien régulier, les aérogénérateurs ont une durée de vie de 20 ans environ.

A l'instar du solaire PV, la solution éolienne est aussi modulaire : en fonction de l'évolution de la demande locale d'électricité, de nouvelles turbines peuvent être installées pour renforcer le parc de production. Des hybridations éolien/solaire/hydro peuvent aussi être envisagées pour exploiter les éventuelles complémentarités saisonnières.

L'offre de petits aérogénérateurs de qualité pour l'électrification rurale reste malheureusement assez limitée et les coûts d'investissement n'ont pas baissé autant que ceux du solaire PV.

A Madagascar, le potentiel éolien est concentré sur les zones côtières ou sur des sites très spécifiques en zones montagneuses. La variabilité des vents et l'occurrence de cyclones fréquents sont des obstacles majeurs au déploiement des aérogénérateurs sur l'île, même si les fabricants ont développé des mâts rabattables en cas de cyclone (jusqu'à 1MW !).

Le délai de mise en œuvre d'un projet de MR éolien peut dépasser une année si des campagnes de mesures sur site sont nécessaires pour confirmer le potentiel éolien et mieux apprécier sa variabilité ; ce qui peut être un obstacle dans la mise en œuvre de programmes prioritaires d'électrification rurale. D'après la base de données de l'ADER, 6 MR éoliens sont encore en activité aujourd'hui dans l'extrême nord mais les réparations ont été nombreuses et coûteuses. MadEole semble être le seul opérateur encore actif (depuis 2004) dans le secteur de l'électrification rurale hors-réseau à Madagascar. Depuis près de 15 ans, la **FONDEM** a aussi soutenu le développement de plusieurs projets de centrales éoliennes à Madagascar, avec une part financée par des investisseurs privés.

Plus de détails sur les mini-réseaux éoliens sont donnés en Annexe.

e. Mini réseaux Biomasse

Hormis les quelques expériences de centrales électriques biomasse développées par des agro-industriels pour valoriser leurs déchets (bagasse, mélasse, balle de riz, ...) et qui sont pour la plupart raccordées aux réseaux interconnectés, il y a eu très peu de projets biomasse spécifiquement dédiés à l'électrification rurale.

Bioenergelec avec l'ADER et le CIRAD ont été actifs pour promouvoir la filière depuis 2010. Un « Guide standard pour demande de financement en électrification rurale décentralisée fondée sur la biomasse » a même été produit pour faciliter l'identification et le montage de projets biomasse-vapeur. Une demi-douzaine de projets pilote ont vu le jour entre 2010 et 2015.

Un rapport du CIRAD (2015) liste les principaux projets biomasse réalisés à Madagascar (6 gazogènes, 1 centrale à vapeur) et leur état de fonctionnement en 2013.

Tableau 2 : Les caractéristiques principales des sites installés

Unité	Technologie	Etat 2013	Localité	Région
Centrale électrique ERD de Bejofo (opérateur BE2)	Gazéificateur + moteur dual mode	Hors service	Bejofo	Alaotra-Mangoro
Centrale électrique ERD d'Ambatondrazaka (opérateur BE2)	Gazéificateur + moteur dual mode	Hors service	Ambatondrazaka	Alaotra-Mangoro
Centrale électrique ERD de Boriziny	Gazéificateur + moteur 100 % gaz	Hors service	Port-Berger	Sofia
Centrale électrique ERD d'Anjajia (opérateur CASIELEC)	Gazéificateur + moteur dual mode	En service	Anjajia	Boeny
Centrale électrique d'Andaingo (opérateur BETC)	Chaudière + moteur vapeur	En service	Andaingo	Alaotra-Mangoro
Unité industrielle de BIONEXX	Gazéificateur + chaudière	En service	Fianarantsoa	Haute Matsiatra
Unité industrielle de Le Relais Madagascar	Gazéificateur + moteur dual mode	En service	Isorana	Haute Matsiatra

La base de données de l'ADER mentionne 6 mini-réseaux biomasse mais un seul était encore en exploitation en 2019.

On notera le projet du CIRAD de **centrales électriques à biomasse-vapeur (à partir de bois d'Eucalyptus)** sur plusieurs sites dans les régions d'Alaotra-Mangoro (opérateurs BETC et SERMAD) et Boeny (opérateur CASIELEC) mis en service entre 2012 et 2015 après plusieurs années de préparation, contractualisation et travaux.

Selon un rapport détaillé⁴, le retour d'expérience de ces 6 centrales peut se résumer comme suit :

Forces :

- La technologie est assez simple (chaudière à vapeur + foyer de combustion + moteur à vapeur + alternateur) ;
- La technologie peut être compétitive par rapport aux autres alternatives diesel ou ENR. Le coût de revient du kWh produit est moins cher que celui d'une centrale diesel (mais supérieur à celui qui avait été projeté). Le prix de vente est compris entre 700 et 1000 Ar/kWh selon le contexte de production. Le coût de la biomasse ne représente que 90 à 170 Ar/kWh vendu (7 kg de bois par kWh produit).

Faiblesses :

- Peu de fabricants (expérimentés) dans le monde
- Délais de mise en œuvre sont très long surtout en phase pilote (identifier et sécuriser la ressource biomasse, ...)
- Technologie difficile à mettre en œuvre par des opérateurs locaux
- Difficulté de trouver localement le personnel motivé, compétent et fiable ; besoins de formations répétées pour la maintenance préventive et corrective des équipements
- Difficulté d'impliquer les communautés locales pour la gestion durable et l'approvisionnement en bois.
- Difficultés d'approvisionnement en biomasse (quantités et caractéristiques des biomasses pour la combustion) et en eau (quantité de vapeur produite) pour une production d'électricité donnée (relevé régulier des compteurs électriques).
- Variabilité du prix, de la disponibilité et de la qualité de la biomasse
- Manque d'expérience dans la gestion des approvisionnements en biomasse (collecte, séchage, stockage, main d'œuvre, contrôle qualité, ...)
- Difficulté de constituer et gérer un stock de pièces détachées et d'adopter une procédure de maintenance performante pour permettre une rentabilité optimale des fonds propres
- Difficulté d'optimiser la production ; la centrale devrait idéalement tourner au moins 18h/jour pour être rentable mais difficulté de vendre l'énergie en milieu rural. Le développement des activités génératrices de revenus (AGR) sont lentes à promouvoir et à développer.

⁴ Retour d'expérience sur le fonctionnement des centrales électriques à biomasse de 2008 à 2015, Bioenergelec

- Taux de pannes et coupures relativement important, ce qui ne séduit pas les usagers productifs.

Les 3 installations ont néanmoins fonctionné plusieurs années mais sont actuellement à l'arrêt. L'opérateur BETC a exploité la centrale d'Andaingo (zone rurale forestière - plantations d'eucalyptus - et rizicole située à environ 150 km de la capitale, Antananarivo) plusieurs années depuis 2012 mais les équipements (Brésil) étaient mal conçus et de mauvaise qualité et la centrale tombait en panne tous les mois, jusqu'à finalement être arrêtée. La construction de la centrale biomasse (chaudière à vapeur avec générateur de 75kW) a coûté **185 400 €** (2012), dont 80% ont été assurés par l'ADER et 20% par l'UE. → 2500€/kW installé.

La filière bois-énergie n'est plus à l'ordre du jour étant donné la très forte pression sur la ressource bois (voir potentiel des ENR).

La source biomasse non-ligneuse la plus prometteuse à Madagascar est probablement la **balle de riz** récupérable au niveau des décortiqueuses industrielles et utilisable pour la filière de la gazéification couplée à un moteur dual fuel (gaz + diesel). Les gazogènes peuvent être fabriqués avec des capacités <500kW, plus adaptés pour l'électrification rurale hors réseau.

Trois petits projets de gazéification ont été identifiés à Madagascar :

- Une petite centrale électrique (2x40kW) à la balle de riz pour **Anjajia** (district d'Ambato Boeny, dans la région Boeny), développée et exploitée par CASIELEC depuis 2010, a offert de l'électricité à plus de 200 ménages pendant 14h par jour. Mais le moteur à gaz de l'installation a cassé du fait d'une absence de maîtrise de la combustion et des gaz produits et n'a pu être réparé à ce jour.
- Le gazogène de **Bejofo** (120 kW) a lui explosé pour des raisons similaires.
- Le gazogène de **Fianarantsoa** a été abandonné car l'instabilité dans la qualité du gaz ne permettait pas d'assurer une production régulière de vapeur pour l'unité industrielle.

Dans la conduite des installations à gazéificateur, le problème majeur est l'instabilité dans la qualité et la quantité des gaz produits.

Par ailleurs, les informations géolocalisées sur les ressources biomasse (par exemple, les rizières et décortiqueuses) ne sont pas disponibles ou pas récentes. Et pas d'information sur d'éventuels retour d'expériences en gazéification à Madagascar.

2.6.2 Systèmes individuels

Les systèmes solaires individuels regroupent une large gamme de produits allant de pico systèmes de quelques Wc pour alimenter soit une lanterne portable / rechargeable à des systèmes communautaires de quelques centaines de Wc pour alimenter des écoles, des centres de santé, des artisans, en passant par le kit solaire domestique classique dont plus d'1 million d'unités ont été vendues au cours des 5 dernières années.

Le rapport « **Taking the Pulse**, SE4ALL, 2019 » donne des éléments clefs du marché des kits solaires à Madagascar (voir paragraphe ci-dessous).

Taking the Pulse (SE4ALL, 2019)

À la fin de 2018, on estime que près de 10% des ménages avaient accès à l'électricité via des dispositifs solaires hors réseau. La lente expansion du service public d'électricité à Madagascar a permis au secteur privé de jouer un rôle plus important afin de combler le déficit d'accès à l'électricité. On estime que les entreprises qui fabriquent, distribuent et exploitent les dispositifs solaires autonomes desservent presque autant de ménages que le réseau électrique national. Ces entreprises proposent aux clients des lanternes solaires ou des dispositifs solaires domestiques au comptant, en crédit-bail, en paiement « à la carte » ou à la location.

A la fin 2018, près d'un million de kits solaires hors réseau ont été vendus à travers le pays, principalement au cours des trois à cinq dernières années, même si la majorité d'entre eux sont de

mauvaise qualité et ont été vendus par des réseaux de distributions informels, tels que les vendeurs en bordure de route. Aucune norme de qualité n'est actuellement en place, ce qui contribue à favoriser la propagation de la malfaçon et l'absence d'un service après-vente dans un secteur déjà sous-développé.

La majorité des ménages ruraux malgaches sont plus enclins à payer pour une technologie hors réseau (par exemple, des systèmes solaires pico-photovoltaïques et hors réseau) souvent moins chers et fournissant la même, voire une meilleure qualité, d'électricité, que pour les mini-réseaux ou pour la connexion au réseau électrique classique.

*Les principaux distributeurs de kits et de services solaires hors réseau sont repris dans le tableau ci-dessous. Seuls quatre de ces distributeurs vendent des produits dont la **qualité a été vérifiée** (sigle QV) conformément aux normes Lighting Global (plateforme de la Banque Mondiale), et seules quatre des neuf sociétés répertoriées proposent des services de paiement de crédit et/ou à la carte à leurs clients (aussi dit Pay-as-you-go ou PAYG).*

Distributeurs officiels	Types de produits	Modèle(s) commercial(-aux)	Proposition de crédit/paiement à la carte
Jiro-ve	Lanternes solaires sans certification QV	Petites lanternes solaires louées à des clients par l'intermédiaire de 31 franchisés	Oui
HERi	Lanternes solaires certifiées QV	Variété de lanternes solaires louées aux clients à travers 110 kiosques. Les ventes par paiement à la carte seront bientôt lancées	Oui
Baobab+	Kits solaires pico-photovoltaïques certifiés QV	Kits pico-photovoltaïques vendus sous forme de prêts complémentaires auprès de l'IFM et par l'intermédiaire d'un réseau d'agents	Oui
Orange	Kits solaires pico-photovoltaïques et autonomes certifiés QV	Kits solaires pico-photovoltaïques autonomes loués aux consommateurs via un sous-ensemble du réseau d'agents Orange	Oui
Majinco	Kits pico-photovoltaïques autonomes certifiés et non certifiés QV	Kits solaires pico-photovoltaïques autonomes vendus au comptant via un réseau de magasins	Non
Power Technology	Kits solaires autonomes non certifiés QV	Kits solaires autonomes vendus au comptant via un réseau d'agents de vente composé de 20 personnes	Non
SQVision	Kits solaires autonomes non certifiés QV	Kits solaires autonomes vendus au comptant via un réseau d'agents de vente. Etude en cours concernant le paiement à la carte	Non
MadaGreen	Kits solaires autonomes non certifiés QV	Kits solaires autonomes vendus au comptant aux ménages les plus aisés et aux petites et moyennes entreprises	Non
WeConnex	Kits solaires autonomes non certifiés QV	Kits solaire autonomes vendus au comptant par le réseau de partenaires	Non

Le marché malgache des kits solaires hors réseau en est à ses prémises et sa croissance dépend de plusieurs facteurs :

- *La mise en place de campagnes de sensibilisation destinées aux consommateurs,*
- *L'élaboration d'un cadre rigoureux d'assurance qualité et*
- *L'apport de financements solides pour aider les entreprises à accéder aux zones rurales les plus reculées.*

Il est également nécessaire d'accompagner financièrement les consommateurs car les ménages situés dans le tiers inférieur de la pyramide des revenus sont confrontés à des difficultés au moment de s'équiper, et doivent faire l'objet d'une aide par des parties tierces.

Plusieurs initiatives ont vu le jour dans le passé pour promouvoir les systèmes individuels à Madagascar mais aujourd'hui c'est le **programme OMD** financé par la Banque Mondiale qui apportera le plus gros

soutien financier aux distributeurs de kits pour faciliter l'accès à l'énergie pour la période 2021-24 et qui répond en grosse partie aux barrières formulées dans le rapport SE4ALL.

2.6.2.1 Projet OMDF

La Banque Mondiale finance un programme de soutien financier aux distributeurs de petits kits solaires pour faciliter l'accès à l'énergie à Madagascar via un fond OMDF (Off-Grid Market Development Fund) de 40M\$ géré localement par Bamboo Capital Partners. Deux modes d'appui sont prévus : la subvention en mode RBF et la ligne de crédit (financement de la dette) pour les entrepreneurs du secteur ou distributeurs de solutions agréées.

La subvention estimée être décaissée pour la distribution de plus de 900 000 produits solaires certifiés QS-LG d'ici juin 2024 se chiffre à près de 28 Millions USD. Une prime géographique est prévue pour la subvention dans les zones à plus faible pouvoir d'achat.

La première phase (première fenêtre de soumission de la demande de subvention) s'est finalisée par la signature de douze (12) contrats de subvention de l'OMDF avec les entreprises / distributeurs malgaches listés ci-dessous :

1. Baobab+ - <http://www.baobabplus.com>
2. EcoGemat sarl -
3. EDM - <http://www.edm.mg>
4. HERi Go - <http://www.heri.mg>
5. HERi Madagascar –
6. Jiro-Ve - <http://www.jirove.com>
7. Jovena - <http://www.jovena.mg>
8. LR Technologies –
9. Metaplasco - <http://www.metaplasco.com>
10. Orange - <http://www.orange.mg>
11. Telma - <http://www.telma.mg>
12. Welight - <http://www.welight-africa.com>

Plus de détails sur le fond OMDF, sa mise en œuvre et les résultats sont donnés en Annexe.

2.6.2.2 Pico systèmes solaires

Les pico systèmes solaires ont généralement des petits systèmes d'éclairage alimentés par des panneaux solaires PV de quelques Wc. La gamme s'étend de la lampe de poche solaire aux kits plus évolués qui offrent plusieurs points lumineux et une possibilité de recharge de téléphone portable et/ou de radio. De plus en plus de fabricants offre l'option d'un paiement mobile à distance (PAYG – encadré).

Les systèmes Pay-as-you-go (PAYG) fonctionnent de la manière suivante : le client acquiert moyennant une faible contribution de départ un système verrouillé qu'il débloque temporairement selon ses besoins et capacités de paiement en achetant des crédits de consommation. Le système est définitivement débloqué au bout d'1 à 4 ans lorsque les crédits achetés ont permis de rembourser le coût total du système.

(Source : Tuck, 2021)

Comme dans de nombreux pays africains, on retrouve à Madagascar de nombreux produits certifiés par Lighting Global (LG devenu Verasol) et des produits non-certifiés moins chers dont la qualité est totalement incertaine. Divers modèles commerciaux coexistent (vente cash, vente à crédit, location-vente, location pure) via des revendeurs, des agents, des boutiques, des kiosques, des IMF, etc.

Plus de détails sur les distributeurs principaux de pico-systèmes, tels que Baobab+, Telma, Jiro-VE, sont donnés en Annexe.

Les principales barrières mentionnées sont :

- TVA et douanes : les kits solaires, SHS, lampes et batteries solaires sont exempt de TVA et douanes mais pas encore les équipements périphériques comme les TV, pompe, réfrigérateurs, ventilateur.
- OMDF met en concurrence les fournisseurs mais besoin de contrôler les possibles dérives et la concurrence déloyale. Il a été suggéré de créer une association des professionnels du secteur.
- Gestion des déchets : absence de structure pour le recyclage et d'organisation pour la collecte. Actuellement certains fournisseurs s'organisent mais les containers se remplissent vite des systèmes usagés. Une stratégie doit encore être développée (voir Google).

2.6.2.3 Kiosques solaires

Les kiosques solaires sont l'équivalent des stations de recharge ou des plateformes multifonctionnelles existantes depuis plusieurs décennies. Ils permettent de développer des activités commerciales utiles aux communautés, souvent les plus pauvres (« bottom of pyramid »). Le concept est d'avoir dans un fokontany, un (ou plusieurs) générateur(s) solaire(s) offrant ainsi des services de base aux habitants ruraux qui n'ont pas d'autres accès à l'énergie moderne. Selon les besoins et les capacités à payer, la gamme de services s'étend d'une simple station de recharge de batteries ou de lanternes solaires moyennant paiement, à des plateformes énergétiques qui offre des services de recharge de téléphones, de réfrigération, d'outils/moteurs, de bureautique, d'internet, d'audiovisuel, etc. La taille du générateur solaire est donc variable, généralement de quelques centaines de Wc à 2kWc. Au-delà de la fourniture de produits et services énergétiques, les kiosques sont aussi des centres de vie locale pouvant facilement être utilisés pour offrir de nouveaux produits et services, tels que l'accès au mobile banking ou à des institutions de microfinance.

La vente de services permet aussi de s'affranchir de la réglementation sur la vente d'électricité (kWh). Pour être rentable, cette activité de kiosques doit atteindre une taille critique.

A Madagascar, au moins 2 opérateurs offrent ce genre de solutions Jiro-VE et Heri Madagascar avec plus de 200 kiosques en service. Plus de détails sont donnés en Annexe.

2.6.2.4 Café-Lumières (ESF)

Le concept est une combinaison de micro-réseaux et de plateforme multiservices (kiosque) afin d'atteindre un taux de couverture de 100% dans un fokontany en zone rurale isolée. Le Café Lumière permet de développer à la fois des services marchands tels que la soudure, la réfrigération, la transformation agroalimentaire ou le commerce ; et des services individuels, notamment l'éclairage, la radio et la télévision, la recharge de téléphones ou l'informatique. Café Lumière assure également l'alimentation électrique des services publics tels que les mairies, écoles et centres de santé.

L'ensemble des habitants du fokontany tire ainsi profit de l'installation.

La phase pilote du projet bénéficie à 6 fokontany situés en milieu rural de la région Vakinankaratra à Madagascar, soit environ 21 000 personnes qui accèdent à des services énergétiques modernes et durables et à des services publics locaux de meilleure qualité.

Placée sous la responsabilité des autorités locales, l'installation Café Lumière est gérée par un délégataire (ANKA) qui en assure l'équilibre financier et ainsi la pérennité.

Le système économique s'appuie sur la vente de services aux ménages et aux entreprises et sur la collaboration avec un opérateur local privé qui veille au respect du principe de solidarité : les prix fixés permettent à tous les habitants d'accéder aux services.

2.6.2.5 Kits solaires domestiques (SHS), Kits communautaires & productifs

La plupart des distributeurs listés ci-dessus (voir rapport « SE4ALL 2019 ») offrent aussi des kits solaires de plus grandes puissances (entre 40 et 500 Wc) avec batteries LA (plomb-acide) ou LI (Lithium Ion) pour des clients domestiques ou non.

Grâce aux avancées technologiques, des kits de 40Wc ou 60Wc certifiés LG offrent aujourd'hui un service de qualité pour les ménages (Tier 1 et Tier 2), incluant des équipements de très basse consommation tels qu'un ventilateur et une télévision (voir Pico systèmes et annexe).

Certains fournisseurs, comme Mada Green Power, offrent des systèmes de plus de 300Wc offrant un service supérieur au Tier 3 pour des besoins communautaires ou commerciaux. En particulier, on retrouve sur le marché des systèmes solaires autonomes, adaptés sur mesure pour des activités génératrices de revenus, tels que :

- Les kits solaires d'irrigation qui permettent d'augmenter les récoltes et la productivité
- Les kits « froid » qui permettent de stocker et vendre des produits frais ou congelés
- Les kits « artisans » qui fournissent un peu d'énergie et de force motrice pour alimenter des outils (menuisiers, soudeurs, garages-réparateurs, coiffeurs, etc.)
- Les kits audio-visuels et internet pour des bar, restaurants, hôtels
- Etc.

A l'heure actuelle, il n'y a malheureusement pas de solution solaire efficace et économiquement viable pour remplacer les très nombreux moulins thermiques.

2.6.3 Synthèse des coûts ENR

Le tableau suivant résume les coûts d'investissement indicatifs (CAPEX avec 4600 Ar/€) pour chaque solution technologique retenue, sur base des différentes informations recueillies sur des systèmes existants à Madagascar et dans des pays similaires.

Les CAPEX des petits **systèmes individuels** sont très élevés (8.000 à 10.000 €/kWc) mais sont relativement faibles par abonné (<300€/abonné) étant donné que le service est minimum (Tier 1 ou 2).

Les CAPEX des **mini-réseaux** de 20-100kW environ sont autour de 3000 à 4000€/kW et autour de 1000€/abonné pour la partie génération (hors réseau de distribution) mais le coût actualisé de l'énergie produite (LCoE en €/kWh) dépendra du productible pour chaque technologie et chaque site (voir section « Résultats »).

Plus de détails des coûts d'investissement sont donnés dans les sections sur les technologies en Annexe.

Taux de change : 1€ = 4600 Ar

Tableau 22 : CAPEX par technologie ENR

CAPEX TDV 2021 (Hors taxe)	Qté	Unité	Abonnés	Wc/Abonné	CAPEX (Ar)	CAPEX (Ar/kWc)	CAPEX (€/kWc)	CAPEX (€/ab)	Tier
Pico système	5	Wc	1	5	230 000	46 000 000	10 000	50	1
SHS avec TV 19"	40	Wc	1	40	1 472 000	36 800 000	8 000	320	1
Nanoréseau PV*	140	Wc	4,4	30	2 898 000	20 700 000	4 500	143	1
Micro-réseau 100% PV*	20	kWc	80	250	368 000 000	18 400 000	4 000	1 000	2
Mini-réseau PV/diesel*	100	kWc	250	400	1 472 000 000	14 720 000	3 200	1 280	3+
Micro-réseau hydro	20	kW	80	250	368 000 000	18 400 000	4 000	1 000	3+
Mini-réseau hydro	100	kW	400	250	1 380 000 000	13 800 000	3 000	750	3+
Mini-réseau éolien/diesel	50	kW	200	250	805 000 000	16 100 000	3 500	875	3+
Mini-réseau Biomasse	100	kW	400	250	1 840 000 000	18 400 000	4 000	1 000	3+

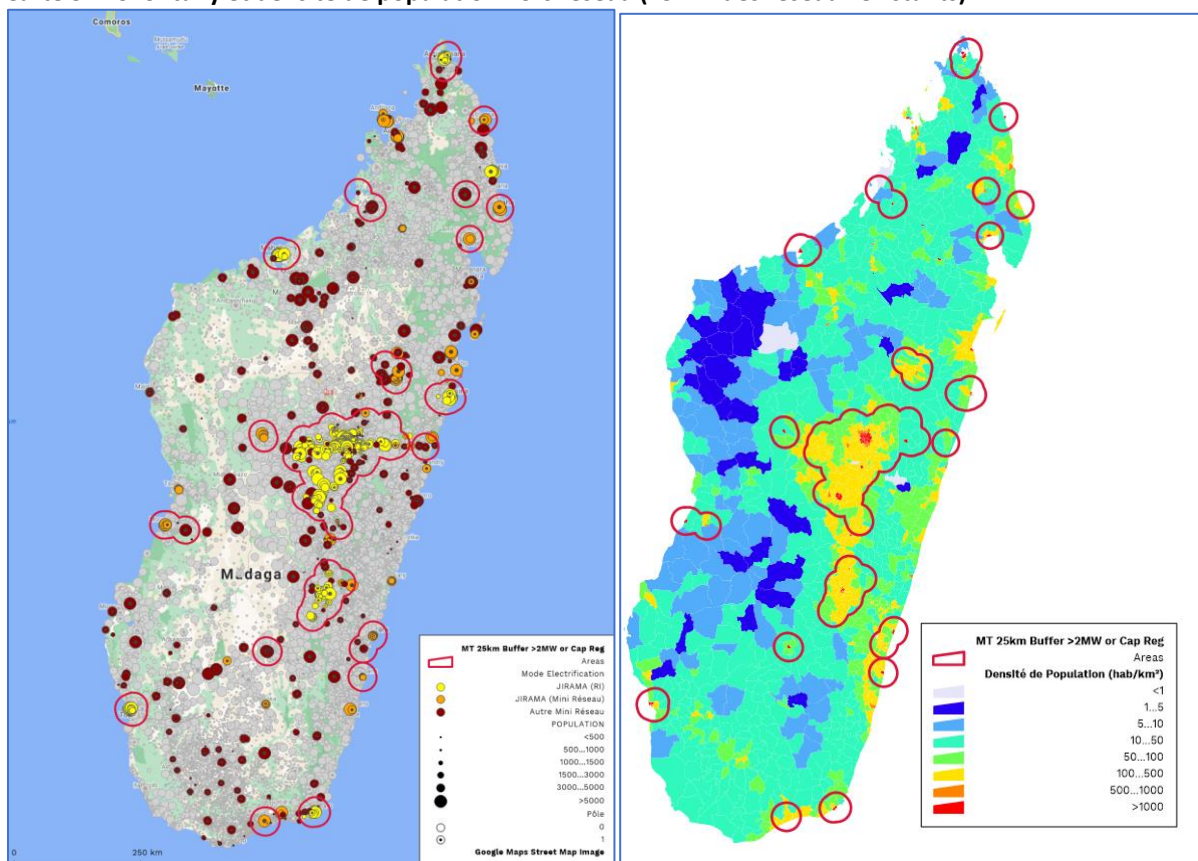
* hors transport

3 Analyse et prévision de la demande

3.1 Périmètre « réseaux » et « hors-réseaux »

Le périmètre des réseaux MT projetés selon 3 scénarios (10-25-50km) souligne l'énorme partie du territoire qui ne sera pas couverte par les extensions de réseaux dans un futur plus ou moins proche. Cette zone « hors-réseau » présente des densités de population variables comme l'illustre la carte ci-dessous. La plupart des zones à forte densité de population (>100 hab./km²) sont couvertes par les réseaux. La carte de gauche indique la localisation des fokontany hors des réseaux projetés (25km des réseaux existants) et les principaux mini-réseaux existants dans ce périmètre. On dénombre à ce jour 17 573 Fokontany non électrifiés sur les 19 455 Fokontany du pays.

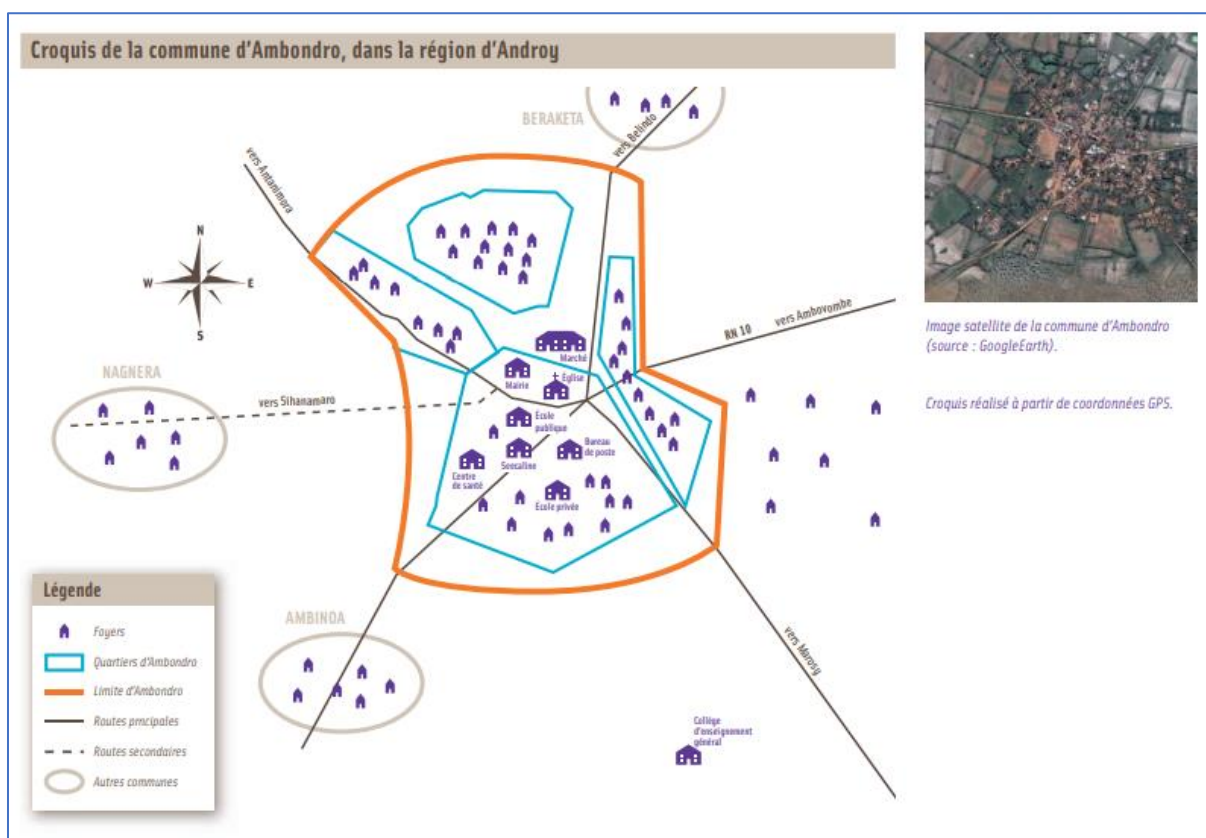
Carte 5 : Fokontany et densité de population hors réseau (25 km des réseaux existants)



3.2 Configuration géographique des Communes et Fokontany ruraux

L'analyse des images satellites et des plans des communes permet d'apprécier la dispersion de l'habitat et de définir la limite d'un réseau de distribution envisageable pour les bâtis suffisamment regroupés. Il existe bien sûr une forte disparité à l'échelle nationale entre ménages dispersés et ménages regroupés, selon les contraintes géographiques, climatiques et autres particularités culturelles, socio-économiques, etc.

A titre d'exemple, la figure ci-dessous schématise la configuration de la commune d'Ambondro (source : FONDEM) montre que pour de nombreux fokontany, une partie des ménages est regroupée autour d'un centre où se trouvent les principales activités socio-économiques, l'autre partie est dispersée aux alentours.



Le tableau suivant donne une première idée de modélisation des habitations et leur localisation dans le pays.

Catégorie	Type d'habitat	Zones géographiques
Habitat dispersé	Ménages isolés, fermes ... avec < 20 bâtis/km ²	Tout le pays, surtout à l'Ouest
	Hameaux dispersés : clusters de 10-30 ménages @ 0,5-2km	Côte Est et NE (Diana)
Habitat semi-dispersé	Centre dense (>30% des bâtis) + hameaux/ménages dispersés	Hauts plateaux
Habitat dense	Plus de 70% des bâtis sont regroupés avec > 20 ménages/km ²	Zones d'activités économiques importantes + zones rizicoles

L'approche à moindre coût adoptée dans le cadre de cette étude propose de focaliser les efforts d'électrification dans les zones de concentration des populations des fokontany et donc de laisser à court terme l'habitat isolé hors des périmètres d'action puisque le coût de connexion de ces ménages pour s'avérer coûteux en ressources financières.

Sur la base de ces constatations, en zone plutôt rurale, on estime que le **taux de population non dispersée se situe autour de 60%**, taux pris en compte dans le modèle de prévision de la demande des fokontany.

3.3 Analyse de la demande

Afin de construire un modèle de prévision de la demande aussi détaillé et précis que possible, une campagne d'enquête énergie a été réalisée dans le cadre du présent projet avec pour objectif d'enquêter la demande domestique mais également communautaire et productive dans les fokontany en zone rural principalement.

Le détail de la préparation et de la conduite de l'enquête, ainsi que l'échantillonnage réalisé, sont détaillés dans le « Rapport de démarrage ».

A noter que l'enquête s'est focalisée sur les zones rurales et péri-urbaines de Madagascar ciblées par l'étude d'accès. Etant donné le volume d'enquêtes mené, une différenciation provinciale a pu être également réalisée afin de différencier les profils de consommation du pays par province et saisir des disparités géographiques significative.

Les données unitaires, obtenus à partir du traitement des données des enquêtes et utilisées dans le modèle de prévision de la demande sont ainsi fourni ci-dessous.

3.3.1 Demande domestique

La demande domestique varie d'une province à l'autre de 17kwh à 29kWh par mois selon les provinces pour les ménages de bas revenu. On perçoit ainsi des différences significatives en termes de pointe et de consommation énergétique. A noter que la province d'Antananarivo n'a pas forcément le niveau le plus haut de consommation sachant que les enquêtes reflètent les zones rurales et péri urbaines.

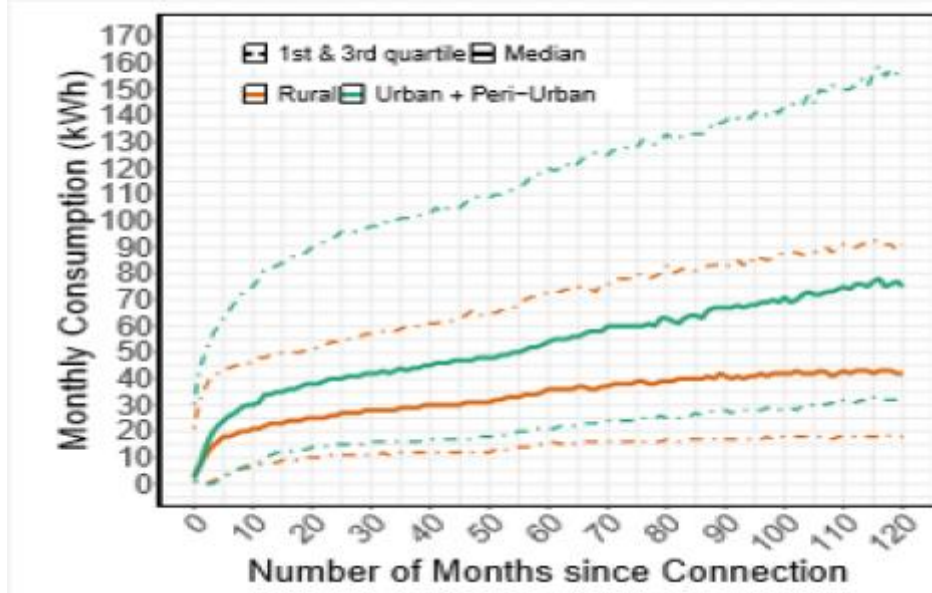
Tableau 23 : Pointe et consommation énergétique domestique par province

Province	Classe de ménage	Conso (kWh/mois)	Pointe (W)
ANTANANARIVO			
	Bas	22	112
	Moyen	41	147
	Haut	87	267
TAMATAVE			
	Bas	29	112
	Moyen	37	133
	Haut	72	216
FIANARANTSOA			
	Bas	17	86
	Moyen	22	106
	Haut	45	159
MAJUNGA			
	Bas	26	75
	Moyen	50	130
	Haut	75	154
TOLIARA			
	Bas	18	68
	Moyen	27	82
	Haut	75	168
ANTSIRANANA			
	Bas	28	105
	Moyen	39	111
	Haut	50	148

Selon les hypothèses déterminées par province sur base des résultats d'enquêtes, les consommations mensuelles moyennes évoluent de 17 à 29 kWh pour les ménages à bas revenu, de 22 à 41 kWh pour les moyens revenus, et de 50 à 87 kWh pour les hauts revenus.

A titre de comparaison, l'évolution des consommations domestiques de KPLC au Kenya présentées en quartile de population (abonnés) viennent étayer ces hypothèses pour le milieu rural.

Figure 9 - Illustration de l'évolution de la consommation mensuelle des abonnés (Kenya)



Source : KPLC – Kenya (2019)

Ce graphique montre d'une part les différences de consommation entre les quartiles de population, et d'autre part, l'évolution de la consommation individuelle d'un ménage lors des 10 premières années suivant son raccordement au réseau. Les consommations du milieu rural sont présentées en orange.

3.3.2 Demande communautaire et productive

Selon les résultats de l'enquêtes, les centres de santé représentent l'activité majeure la plus importante de consommation d'énergie en zone rurale avec une pointe de 2,7 kW. Les activités productives génératrices de revenus comme les menuisiers, soudeurs et moulins arrivent ensuite logiquement dans les postes importants de consommation. Le pompage d'eau lié à l'accès à l'eau potable et à l'irrigation est également un gros consommateur d'énergie.

Tableau 24 : Demande énergétique unitaire des activités communautaires et productives

Activité	Coef de foisonnement	Conso (kWh/mois)	Pointe (W)
EPP / CEG / Lycée	80%	60	214
Centre de santé	80%	1945	2679
Grossiste	80%	69	238
Petite boutique	80%	65	211
Hôtel / Chambre d'hôte	80%	255	1253
Multiservice	80%	11	75
Lieu de culte	80%	71	393
Gargote / Petit restaurant	80%	123	226
Bar / Karaoké	80%	122	329

Menuisier / Soudeur	80%	714	2701
Moulin	80%	542	1619
Pompage*	80%	913	5000
Eclairage publique*	80%	365	1500

*Pour 1000 hab.

3.3.3 Hypothèses de croissance de la demande

Les hypothèses de prévision de la demande restent relativement conservatives. Les taux utilisés en année 1 se basent sur l'expérience de la JIRAMA et de l'ADER en zone rurale. Ainsi approximativement 25% de la population concentrée (60% de la population du fokontany) est électrifiée lors des travaux d'électrification. Cela représente environ 15% de la population totale du fokontany ce qui correspond au taux observé actuellement. Au terme de la période de planification, on estime donc que l'ensemble de la zone dense est électrifié.

En ce qui concerne les infrastructures, on considère dans les hypothèses suivantes qu'elles seront quasiment toutes électrifiées au bout de 5 ans.

Tableau 25 : Hypothèses de croissance de la demande

	Année 1	1 – 5	Année 5	5 - 20	Année 20
Taux de raccordement des ménages	25%		92%		100%
Taux de raccordement des infrastructures	25%		95%		100%
Taux de croissance de la consommation des ménages		4%		1%	
Taux de croissance de la consommation des infrastructures et services		4%		2%	

3.4 Analyse de la capacité à payer

3.4.1 Objectif de l'analyse de la capacité à payer

L'analyse de la capacité à payer des ménages doit permettre d'alimenter les réflexions concernant (i) la tarification de l'énergie d'une part, avec un niveau de dépense mensuelle en cohérence avec les résultats obtenus, et (ii) les conditions financières des branchements pour permettre d'atteindre les objectifs de raccordements déterminés.

Considérant l'objectif du projet en termes de connexion des ménages (70%), les modalités de raccordement devront être proposées aux abonnés, afin de favoriser leur raccordement rapide dès la mise en service des équipements (Subventions, étalement des paiements, réduction des coûts par des solutions techniques moins dispendieuses...).

3.4.2 Différence entre la capacité et la volonté à payer

La capacité à payer des ménages s'appuie sur une analyse des capacités financières des ménages. Il s'agit d'une approche relativement objective de la situation des ménages, qui prend en compte leurs revenus et leurs dépenses actuelles attribuées à l'énergie.

La volonté de payer consiste en une mesure plus subjective des possibilités financières des ménages, telles que ceux-ci les ressentent. Cette mesure est réalisée grâce aux enquêtes auprès des ménages dans lesquelles, des questions sur le prix maximum auquel le ménage est prêt à contribuer que ce soit pour la consommation ou pour le raccordement.

Pour éviter tout biais d'analyse, la prise en compte de la volonté à payer doit se faire en regard de la capacité à payer (niveau de revenu et niveau de dépenses actuelles) et des perspectives de développement socio-économique qu'un accès à l'électricité engendrera.

La notion de service ou de budget mensuel est plus parlante que la notion de coût au kWh dans les enquêtes car les ménages interrogés ne représentent pas forcément bien la notion de kWh et à quel niveau de service cela correspond.

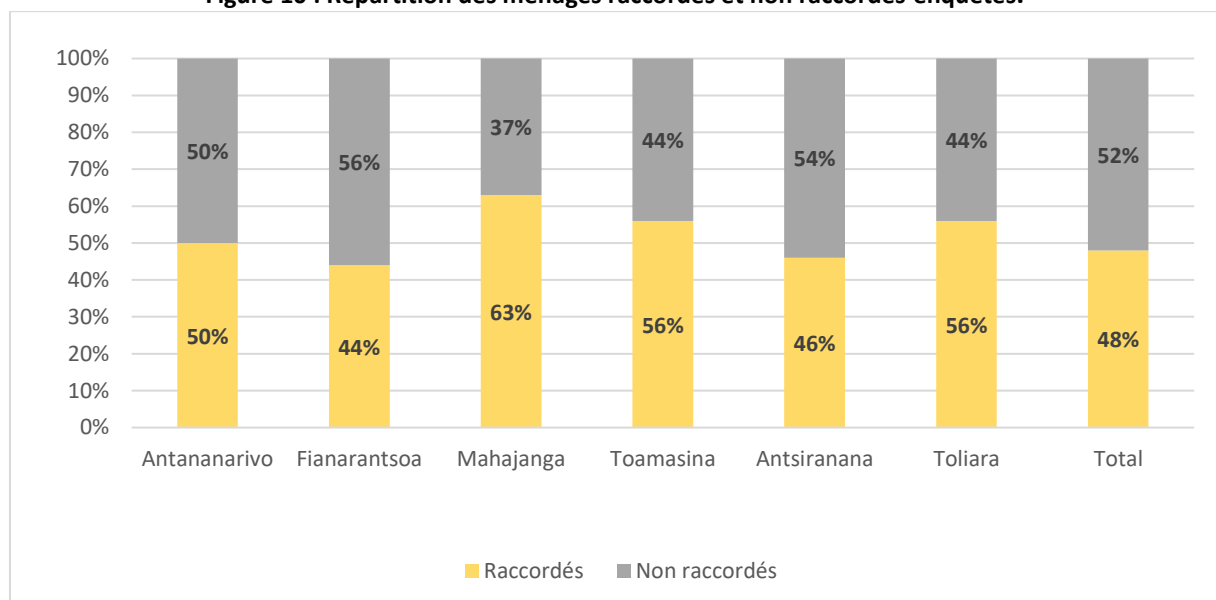
En revanche, les ménages ont une idée relativement précise du budget qu'ils peuvent consacrer pour tel ou tel types de biens et services. Par ailleurs, au prix variable (tarif au kWh) peut s'ajouter une composante fixe ou un forfait mensuel.

3.4.3 Utilisation des données d'enquête

Pour les besoins de l'étude de la demande, une enquête a été conduite dans chacune des six provinces du pays. Avec plus de 2000 enquêtes dépouillées au total en incluant les activités socio-économiques, et une répartition assez équilibrée entre ménages raccordés (48%) et non raccordés (52%), l'analyse des profils de consommation et des niveaux de revenu permet de dégager des conclusions instructives sur la capacité à payer des ménages et l'évolution de la volonté à payer en cas d'accès à l'électricité. Sur 101 fokontany ciblés, 56 étaient déjà électrifiés. Ainsi, l'étude de la demande domestique repose sur les résultats d'enquêtes 1 682 ménages, dont 811 sont déjà raccordés et 871 ménages non raccordés.

Un nombre relativement homogène de fokontany (de 15 à 20) ont été enquêtés dans chaque Province afin de conserver les singularités régionales dans les résultats. Enfin, pour assurer un bon niveau de représentativité, 79 % des enquêtes ont eu lieu dans des fokontany du milieu rural.

Figure 10 : Répartition des ménages raccordés et non raccordés enquêtés.



3.4.4 Analyse des résultats des enquêtes ménages

3.4.4.1 Éléments clés d'analyse

- Analyse de la capacité à payer des ménages
- Part du revenu dédié aux dépenses en énergie
- Estimation d'une valeur plafond de dépenses en énergie - frais de branchement et consommation mensuelle incluses - pour atteindre au moins 7 déciles de ménages (70%)

3.4.4.2 Observation des niveaux de revenu

Lorsque l'on s'intéresse aux niveaux de revenu déclarés, le résultat des enquêtes marque une différence très nette entre ménages raccordés et non raccordés.

D'après les résultats d'enquête, le revenu mensuel moyen des ménages interrogés est de **290 485 Ar** mais des disparités existent d'une Province à l'autre, et surtout selon le statut des ménages - raccordés ou non raccordés avec des valeurs moyennes allant du simple au double. Ainsi, le revenu mensuel moyen des ménages non-raccordés est de **208 323 Ar** contre **414 273 Ar** pour les ménages raccordés.

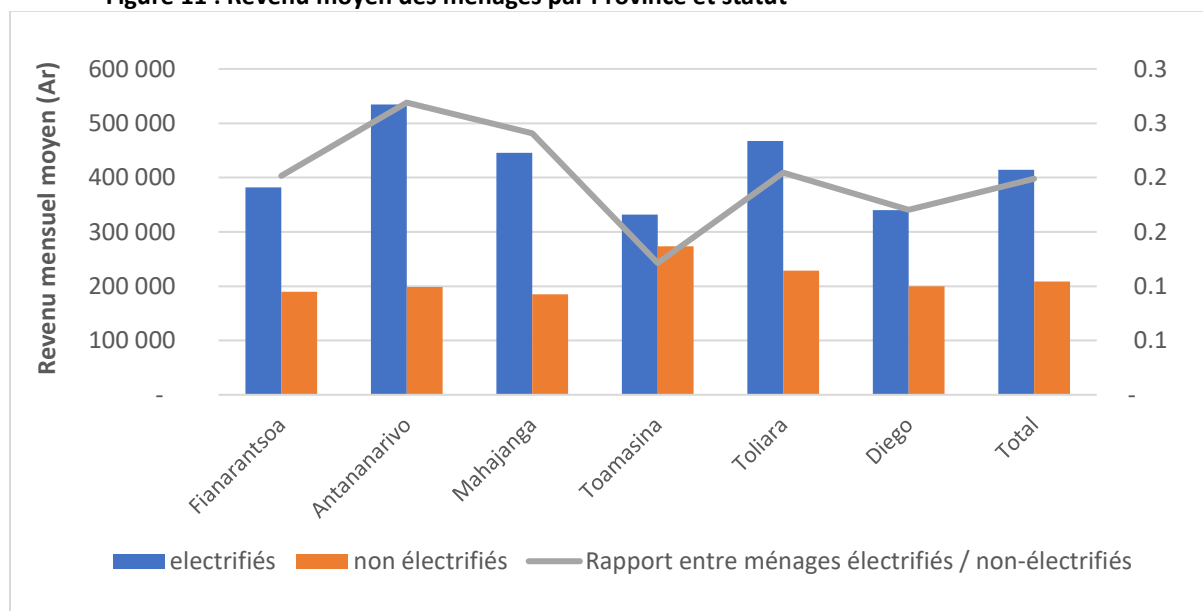
Tableau 26 : Revenu mensuel moyen des ménages par provinces et statut d'électrification

Province	Nb de ménages			Revenus moyens (Ar)			Ratio
	Electrifiés	Non-élec	Total	Electrifiés	Non-élec	Total	Rapport
Fianarantsoa	133	187	320	381 955	189 487	269 481	2,0
Antananarivo	97	130	227	534 433	198 692	342 159	2,7
Mahajanga	113	183	296	445 292	184 989	284 361	2,4
Toamasina	112	94	206	331 955	273 670	305 359	1,2
Toliara	74	194	268	467 568	228 732	294 679	2,0
Antsiranana	75	122	197	339 782	199 656	253 003	1,7
Total	604	910	1514	414 273	208 323	290 485	2,0

L'analyse peut être lue à double sens :

- Les ménages ayant un revenu supérieur ont plus de faculté à se raccorder (incidence du niveau de richesse sur le statut électrique) – facteur explicatif principal
- Les ménages raccordés à l'électricité ont un revenu moyen supérieur (incidence du raccordement sur le niveau de revenu)

Figure 11 : Revenu moyen des ménages par Province et statut



Le revenu moyen est globalement deux fois supérieur pour les ménages électrifiés. L'analyse est aussi déclinée par Province :

- Toamasina : seulement 20% d'écart de revenu entre ménages électrifiés et non-électrifiés
- Antananarivo : disparité la plus importante, avec un revenu 2,7 fois plus important pour les ménages électrifiés.
- Le revenu moyen des ménages non-électrifiés est relativement similaire d'une province à l'autre, à l'exception de Toamasina qui a un revenu moyen 35% supérieur aux autres provinces.

3.4.4.3 Observation des niveaux de dépenses en énergie

A l'inverse des niveaux de revenu, on observe sur l'ensemble de l'échantillon que les niveaux de dépenses en énergie sont globalement homogènes entre les ménages électrifiés et non électrifiés.

- Dépense mensuelle moyenne en énergie de 25 411 Ar pour les ménages électrifiés
- Dépense mensuelle moyenne en énergie : 25 093 Ar pour les ménages non-électrifiés

Il est important de noter que cela n'indique pas un niveau de service comparable, mais une dépense mensuelle moyenne de même ordre.

Cette observation est confortée par la comparaison avec les résultats MTF (ESMAP) qui indiquent qu'un ménage paie en moyenne près de 25 000 Ariary par mois, et montre une faible variation entre les zones urbaines et rurales.

- 25 868 Ar/mois en milieu urbain
- 22 707 Ar/ mois en milieu rural

Tableau 27 : Dépenses mensuelles moyennes en énergie des ménages raccordés

Province	Dépense des ménages (Ar / mois)
Fianarantsoa	25 006
Antananarivo	30 631
Mahajanga	22 061
Toamasina	22 857
Toliara	28 414
Antsiranana	27 034
Total	25 411

3.4.4.4 Déduction de la part du revenu dédiée aux dépenses en énergie

Si le niveau de dépense moyenne en énergie - autour de 25 000 Ar /mois - apparaît homogène sur l'ensemble de l'échantillon, c'est la part du revenu dédié aux dépenses en énergie qui est en revanche déterminante pour l'évaluation de la capacité à payer.

Comme c'est le cas pour l'observation du niveau de revenu, cette valeur passe du simple au double selon le statut électrifié ou non du ménage.

Ainsi, un ménage électrifié consacre en moyenne 6% de son revenu aux dépenses en énergie contre 12% pour les ménages non électrifiés.

On peut expliquer cette différence par l'atteinte d'un plafond de la capacité à payer des ménages non-électrifiés et un plafond de la disposition à payer dans le cas des ménages raccordés.

La disposition à payer limite le niveau de dépenses des ménages raccordés, dans la mesure où ils bénéficient d'un meilleur niveau de service à un moindre coût.

3.4.4.5 Evaluation de la capacité à payer mensuelle pour l'énergie

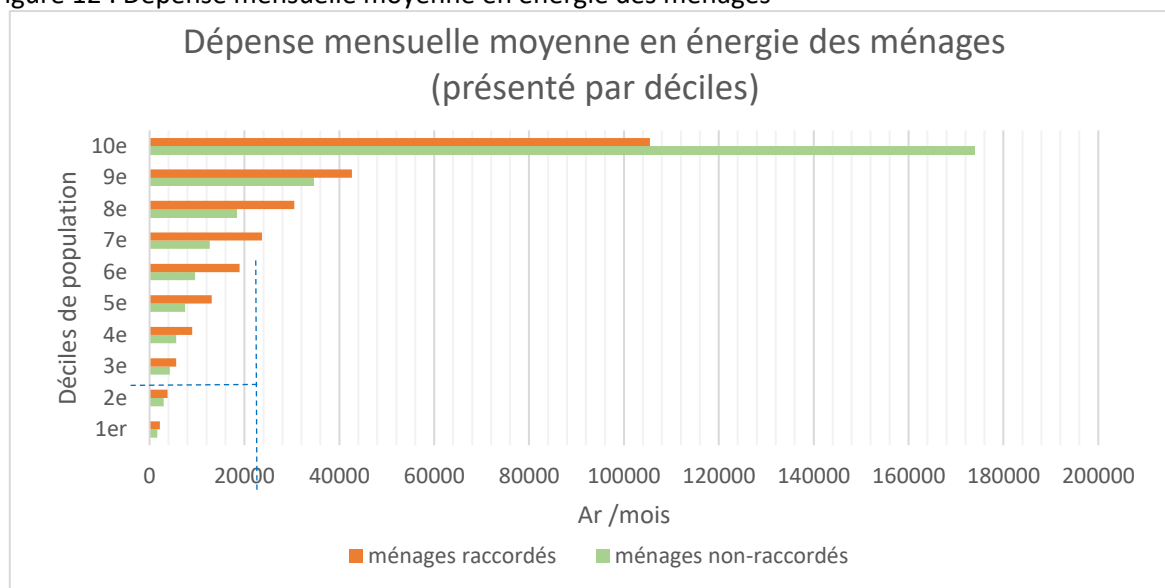
La capacité à payer des ménages comprend les consommations et le remboursement des frais de raccordement

Si les frais de branchements sont étalés sur plusieurs factures, ce montant rentre dans le calcul de la dépense mensuelle en énergie.

3.4.4.6 Analyse des dépenses mensuelles en énergie par déciles de population

Bien que les niveaux de dépense en énergie soient globalement homogènes entre les ménages électrifiés et non électrifiés (dépense mensuelle moyenne en énergie autour de 25 000 Ar), il est important d'observer les écarts constatés par décile de population (tranches de 10% des ménages)

Figure 12 : Dépense mensuelle moyenne en énergie des ménages



A la lecture des résultats, nous constatons que les 7 premiers déciles (70% des ménages) non-raccordés dépensent moins de 15 000 Ar mensuellement. Plus de 70% des ménages électrifiés dépensent moins de 25 000 Ar / mois.

Pour l'atteinte des objectifs de raccordement et la pérennité du service, ces valeurs devront être mises en cohérence avec les coûts de revient. Cela permettra d'estimer les besoins de financement complémentaires (viability gap) pour assurer un équilibre.

3.5 Prédiction de la demande

Afin de proposer une analyse technico-économique pertinente et optimisée des projets d'électrification simulés lors des prochaines étapes de planification, il est nécessaire de bien connaître au préalable, la demande en électricité initiale des zones non électrifiées et son évolution à long terme, ceci afin de bien dimensionner les équipements électriques (production décentralisée et distribution).

L'approche proposée est de construire un « modèle » de prévision de la demande au niveau des fokontany, construit sur la base des enquêtes de terrain auprès des utilisateurs finaux identifiés. Cette modélisation de la demande des fokontany, doit tenir compte des spécificités liées à la population de ces regroupements de population et à la disparité régionale de consommation des utilisateurs finaux. Ce modèle, paramétré dans le logiciel GEOSIM et son module DEMAND ANALYST, a ensuite été appliqué automatiquement à l'ensemble des fokontany non électrifiés ciblé par des projets d'électrification réseau ou hors réseau pour connaître les contraintes techniques et besoins en investissement.

Le modèle a été bâti à partir d'enquêtes terrain réalisées dans les 6 provinces de Madagascar, les mêmes profils de consommation sont appliqués aux régions au sein d'une province donnée, les disparités entre régions proviennent des taux de croissance de la population et du nombre de personne par ménage spécifique à chaque région.

Le modèle estime la future consommation d'électricité d'un fokontany à partir de sa population : il commence par estimer le nombre de ménages et d'infrastructures présentes dans le fokontany, pour une certaine proportion (calculé sur la base d'un taux de raccordement⁵) de ces clients BT potentiels il calcul la consommation en énergie électrique et l'appel de puissance de pointe sur 20 ans (durée de

⁵ $Nb_clients_BT = nb_d'infrastructure * TxRacc_infra + nb_Ménages_concentré * TxRaccMénages$

Le nombre de ménages concentré correspond aux ménages situés au centre du fokontany et qui pourront être couvert par des réseaux BT. Il a été estimé que 60% des ménages se trouvent concentrés au centre des fokontany

vie des équipements de réseau). Ainsi l'estimation précise de la population de chaque fokontany est primordiale pour l'établissement de la prévision de la demande.

Tableau 28 : Estimation de la population par Province pour l'année 2030

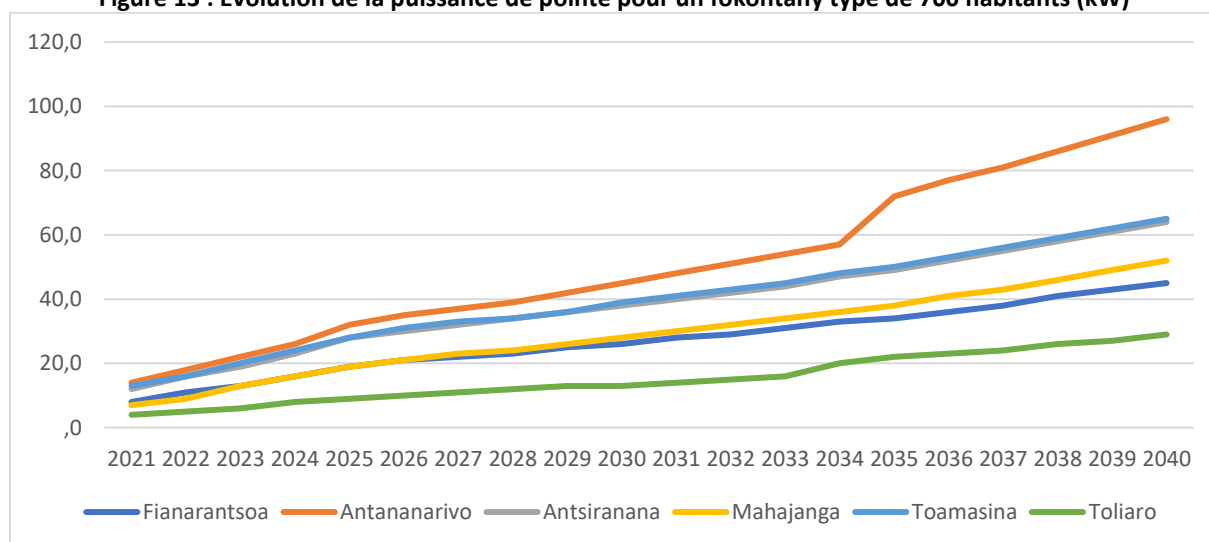
Provinces	Population 2018 (INSTAT)	Population 2018 corrigée (+ 5 %)	Ecarts au TCAM national	TCAM 2018-2030 corrigé	Population 2030
ANTANANARIVO	7243096	7595792	-0,16%	2,41%	10108377
FIANARANTSOA	5007184	5251004	-0,15%	2,42%	6996158
TAMATAVE	3785174	3969490	-0,30%	2,27%	5196533
MAJUNGA	3053951	3202660	0,51%	3,08%	4608969
TOLIARA	3976372	4169998	0,37%	2,94%	5903992
ANTSIRANANA	1974891	2071056	0%	2,57%	2808253
MADAGASCAR	25 040 668	26 260 000	0%	2.57%	35 622 283

Le modèle de prévision de la demande suit une approche « Bottom-up ». Chaque utilisateur final est attaché à une catégorie de client : domestique, infrastructure, service. La catégorie domestique est divisée en trois segments : revenus bas, intermédiaires et haut. Les infrastructures correspondent aux activités sociales et économiques présentes au sein des fokontany (petits commerces, infrastructures d'éducation et de santé, petites entreprises), les services comprennent l'éclairage public et le pompage de l'eau, dont la consommation électrique est directement proportionnelle à la population du fokontany considéré.

Les détails du modèle sont présentés dans le Rapport « R4 - Analyse spatiale et prévision de la demande »

Un fokontany d'environ 700 habitants de la Province de Toliara nécessitera 9 kW pour répondre à sa demande en 2025, 13 kW et 29 kW aux horizons 2030 et 2040. Un fokontany deux fois plus peuplé, comme ceux d'Antananarivo, en nécessitera plus du triple (de 14 à 96 kW).

Figure 13 : Evolution de la puissance de pointe pour un fokontany type de 700 habitants (kW)



3.6 Evaluation financière des projets et structuration tarifaire

L'objectif de l'analyse financière des projets d'accès à l'électricité est de définir un tarif moyen et un niveau de subvention qui permettront d'assurer la rentabilité financière de l'investissement. Au-delà du tarif moyen défini pour atteindre cet équilibre, une structure tarifaire doit être socialement équitable et prendre en compte la capacité à payer des différents usagers, ceci en considération du caractère de service public que l'accès à l'électricité représente.

L'étude préalable de la demande fait déjà ressortir des catégories d'utilisateurs ayant des consommations et des puissances appelées spécifiques. Sur cette base, l'étude économique et financière a pour but de proposer une structure tarifaire adaptée en tenant compte des impératifs socio-économiques locaux.

3.6.1 Elaboration d'une structure tarifaire

Lors de la conception de la structure tarifaire, une considération clé est que le projet d'électrification rural permette d'enclencher un développement socio-économique inclusif dans la zone qu'il dessert, en permettant aux ménages les plus pauvres de bénéficier d'un service de base à un prix abordable, en lien avec leur capacité à payer.

Une différenciation tarifaire est envisagée selon les catégories de consommateurs et les tranches de consommation. Pour faciliter l'accès à un niveau de consommation minimum, un tarif social peut-être déterminé. Un exercice basé sur les premières prévisions de vente doit alors être élaboré. Un mécanisme annuel de révision tarifaire sera par ailleurs nécessaire, suivant les évolutions de la demande par catégorie de consommateurs, afin d'équilibrer les comptes de l'opérateur.

Un système de tarification différenciée présente l'avantage de donner plus de souplesse à l'opérateur et de soutenir la consommation de certaines catégories d'abonnés.

Pour soutenir la consommation essentielle - service de base - Un tarif social est appliqué aux 15 premiers kWh consommés chaque mois par les ménages, dans le but d'assurer la fourniture d'un service de base à un cout accessible aux ménages modestes.

Le schéma de tarification prévoit 3 niveaux de tarif répartis comme suit :

- Tarif social : pour les services publics (eau + EP) et 15 kWh / mois pour des abonnés domestiques,
- Tarif de référence : pour les consommations domestiques au-delà de 15 kWh /mois
- Tarif professionnel : pour les abonnés non domestiques

Tableau 29 - Part de la consommation au tarif social par catégorie de ménages

Catégories d'abonné domestique	Bas	Moyen	Haut
Consommation moyenne/ménage (kWh/mois)	11	49	156
% au tarif social	100%	31%	10%

D'après les prévisions établies, le tarif social couvrirait alors 100% de la consommation des ménages à bas revenus, 31% pour les ménages à revenu intermédiaire et 10% pour les hauts revenus.

3.6.2 Tarification au forfait

Dans les projets d'accès à l'électricité en milieu rural, le niveau des consommations unitaires étant faible, une facturation au forfait est fréquemment utilisée pour simplifier la gestion commerciale de l'opérateur. Cette option de tarification contient néanmoins des avantages et des inconvénients :

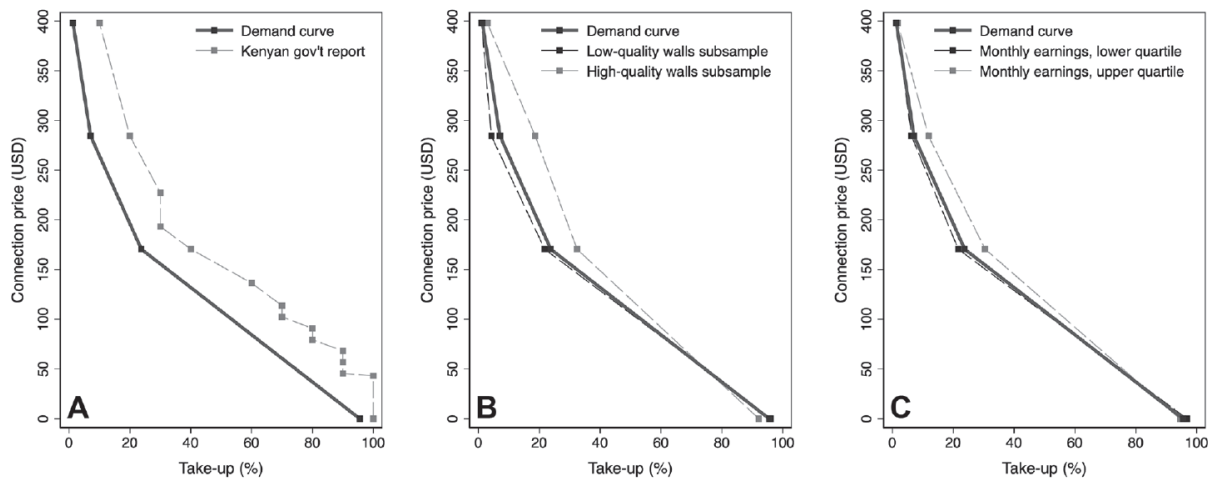
+ Simplicité de mise en œuvre pour l'opérateur,

- Electricité perdue sans compensation pour l'utilisateur en cas de non consommation,
- Manque d'incitation aux comportements vertueux : économie d'énergie et efficacité énergétique
- Système adapté pour les plus petits consommateurs uniquement

3.6.3 Tarification sociale et aide aux raccordements

Les expériences de terrain ainsi que les résultats des travaux de recherche académique⁶ ont montré que le prix des branchements proposés dans les zones rurales influence significativement les taux de raccordement. Les frais de raccordement initiaux constituent en effet une forte barrière à l'entrée pour les ménages et les petits usages productifs, en particulier en l'absence de solution d'étalement sur facture de ces frais de raccordement.

La figure suivante montre que le taux de raccordement des ménages ruraux dépend très fortement du tarif de raccordement proposé, ceci quel que soit le quartile : on observe très nettement que la demande de raccordement diminue fortement avec le prix. Dans cette étude réalisée au Kenya, un tarif de raccordement de l'ordre de 50 \$ permet de raccorder environ 75% des ménages.



Source : Travaux de recherche - Université de Chicago (2020)

Projet de tarification sociale pour aider au raccordement (JIRAMA)

⁶ Experimental Evidence on the Economics of Rural Electrification - Journal of Political Economy, 2020, vol. 128, no. 4)

BRANCHEMENT MORA, L'ÉLECTRICITÉ POUR TOUS !

Le programme **BRANCHEMENT MORA** permet à un foyer à faible revenu d'avoir accès l'électricité. Pour seulement **30 000 ARIARY**, le foyer va bénéficier de :

- ACCÈS À L'ÉLECTRICITÉ À MOINDRE COÛT**
- UN KIT BRANCHEMENT**: Compteur prépayé de 1,1 kW + dispositif de branchement au réseau électrique
- UN KIT ÉCLAIRAGE**: 2 ampoules LED économiques
- UN KIT READY BOARD**: un tableau pré-configuré de câblage et de prises pour le câblage électrique interne pour des habitations qui en sont dépourvues
- TARIF SOCIAL**: Associé exclusivement à l'offre

A BIENTÔT POUR LA PHASE PILOTE DANS LA COMMUNE URBAINE D'ANTANANARIVO !

Massiv'air JIRAMA | 3547 | promo.officiel | www.promo.mg

Avec l'appui du programme LEAD (Banque Mondiale), la JIRAMA a présenté une offre de raccordement à configuration minimale pour les ménages défavorisés ayant une consommation plafonnée à 50 kWh/mois. Un ménage urbain à faible revenu-type de 300.000 Ar devrait déboursier :

- Au maximum, une seule fois au moment de la demande, 30.000 Ar (avec kit de câblage), soit un taux raisonnable de 10% du revenu mensuel ;
- Entre 9.172 et 12.422 Ar, soit entre 3,1 et 4,1% de son revenu mensuel pour sa consommation.

Les modalités financières de l'offre envisagée sont alors les suivantes.

Au moment de la demande	
Paiement comptant à la demande incluant le branchement et 2 ampoules	20.000 Ar
Option de paiement comptant pour un kit readyboard	10.000 Ar additionnels
Une fois branchés	
Bénéfice du tarif social privilégié pour 50 kWh mensuels maximum	- Maximum de 50 kWh x 130 = 6.500 Ar par mois - Moyenne de 25 kWh x 130 = 3.250 Ar par mois
Paiement de la redevance mensuelle de base	922 Ar par mois
Paiement d'une Location et Maintenance Compteur et Branchement (*)	5.000 Ar par mois

(*) Le compteur et le branchement resteront propriété de la JIRAMA.

Pour un montant initial de 30.000 Ar, les foyers éligibles pourront bénéficier d'un raccordement au réseau, d'un kit branchement incluant un compteur prépayé de 1,1 kW avec limiteur de puissance, d'un kit éclairage composé de deux ampoules LED et d'un kit readyboard. Ils seront ensuite exclusivement inscrits sur le tarif social dont la consommation mensuelle est estimée inférieure à 50 kWh.

Hors réseau également, ce type d'appui au raccordement s'avère nécessaire pour permettre d'atteindre les objectifs fixés en termes de pénétration et d'accès des ménages au service.

4 Analyse spatiale et sélection des projets prioritaires

Cette partie vise à identifier les projets d'électrification qui bénéficieront au plus grand nombre d'habitants grâce à un meilleur impact économique et social : amélioration de l'accès aux services sociaux et création d'opportunités économiques locales. Basée sur les concepts de pôles de développement (PD) et d'indicateur de potentiel de développement (IPD), l'analyse spatiale permettra d'identifier et de prioriser les fokontany à fort potentiel de développement économique et social, à électrifier en premier lieu.

Dans des contextes caractérisés à la fois par la rareté des données disponibles pour l'évaluation des besoins énergétiques locaux de la population et par la non-rentabilité des projets d'électrification rurale, il est nécessaire d'identifier et de hiérarchiser les fokontany qu'il conviendrait d'électrifier en priorité dans le but de maximiser l'impact économique et social des projets d'électrification.

Inspiré de l'Indice de Développement Humain (IDH), l'Indicateur de Potentiel de Développement (IPD) développé par IED est une mesure de la qualité du niveau de services socio-économiques fourni par un fokontany donné. Calculé via le module GEOSIM Spatial Analyst pour l'ensemble des fokontany du pays, l'IPD permet d'identifier ceux dont l'électrification bénéficierait au plus grand nombre d'habitants grâce à l'amélioration de l'accès à des services sociaux (santé, éducation, eau potable, etc.) plus performants et à la création d'opportunités économiques locales (commerces, emplois, etc.).

Tableau 30 : Nombre et part des ménages électrifiés par région en 2020

	Taille des ménages	Nbre de ménages	Nbre ménages électrifiés	Nbre ménages non-électrifiés	Ménages non-électrifiés (%)	Ménages électrifiés (%)
ALAOTRA MANGORO	4,2	295617	52750	242867	17,8%	82,2%
AMORON I MANIA	4,8	180584	11554	169030	6,4%	93,6%
ANALAMANGA	4	946830	714918	231912	75,5%	24,5%
ANALANJIROFO	3,6	325665	44443	281222	13,6%	86,4%
ANDROY	4,5	196987	12950	184037	6,6%	93,4%
ANOSY	4,2	194568	29523	165045	15,2%	84,8%
ATSIMO ANDREFANA	4,3	425223	69166	356057	16,3%	83,7%
ATSIMO						
ATSINANANA	5,2	203469	10386	193083	5,1%	94,9%
ATSINANANA	3,9	393592	120988	272604	30,7%	69,3%
BETSIBOKA	4,4	92041	10814	81227	11,7%	88,3%
BOENY	4	243368	94083	149285	38,7%	61,3%
BONGOLAVA	4,4	159075	17766	141309	11,2%	88,8%
DIANA	3,4	263609	112520	151089	42,7%	57,3%
HAUTE MATSIATRA	4,9	303867	58265	245602	19,2%	80,8%
IHOROMBE	4,5	93745	15073	78672	16,1%	83,9%
ITASY	4,4	213746	56237	157509	26,3%	73,7%
MELAKY	4,4	72886	8152	64734	11,2%	88,8%
MENABE	4,3	168122	26978	141144	16,0%	84,0%
SAVA	3,6	325401	59002	266399	18,1%	81,9%
SOFIA	4	386450	40338	346112	10,4%	89,6%
VAKINANKARATRA	4,4	492891	109902	382989	22,3%	77,7%
VATOVAVY						
FITOVINANY	4,6	307365	19938	287427	6,5%	93,5%
TOTAL		6 285 101	1 695 746	4 589 355	27,0%	73,0%

Une fois le score IPD calculé, les 10 % de fokontany possédant l'IPD le plus élevé, c'est-à-dire le meilleur niveau d'infrastructures socio-économiques, sont identifiés comme « pôles de développement ». Parmi ces pôles, les fokontany non-électrifiés apparaissent comme les fokontany à électrifier en priorité. Afin de limiter la concentration de projets d'électrification dans les régions du pays les mieux équipées, et donc dans le but de réduire les inégalités territoriales, la sélection des 10 % de fokontany disposant de l'IPD le plus élevé est effectué à l'échelle de chaque région. Le nombre et la part de fokontany non-électrifiés ciblés comme pôles de développement dans chaque région sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 31 : Distribution des pôles de développement selon les régions

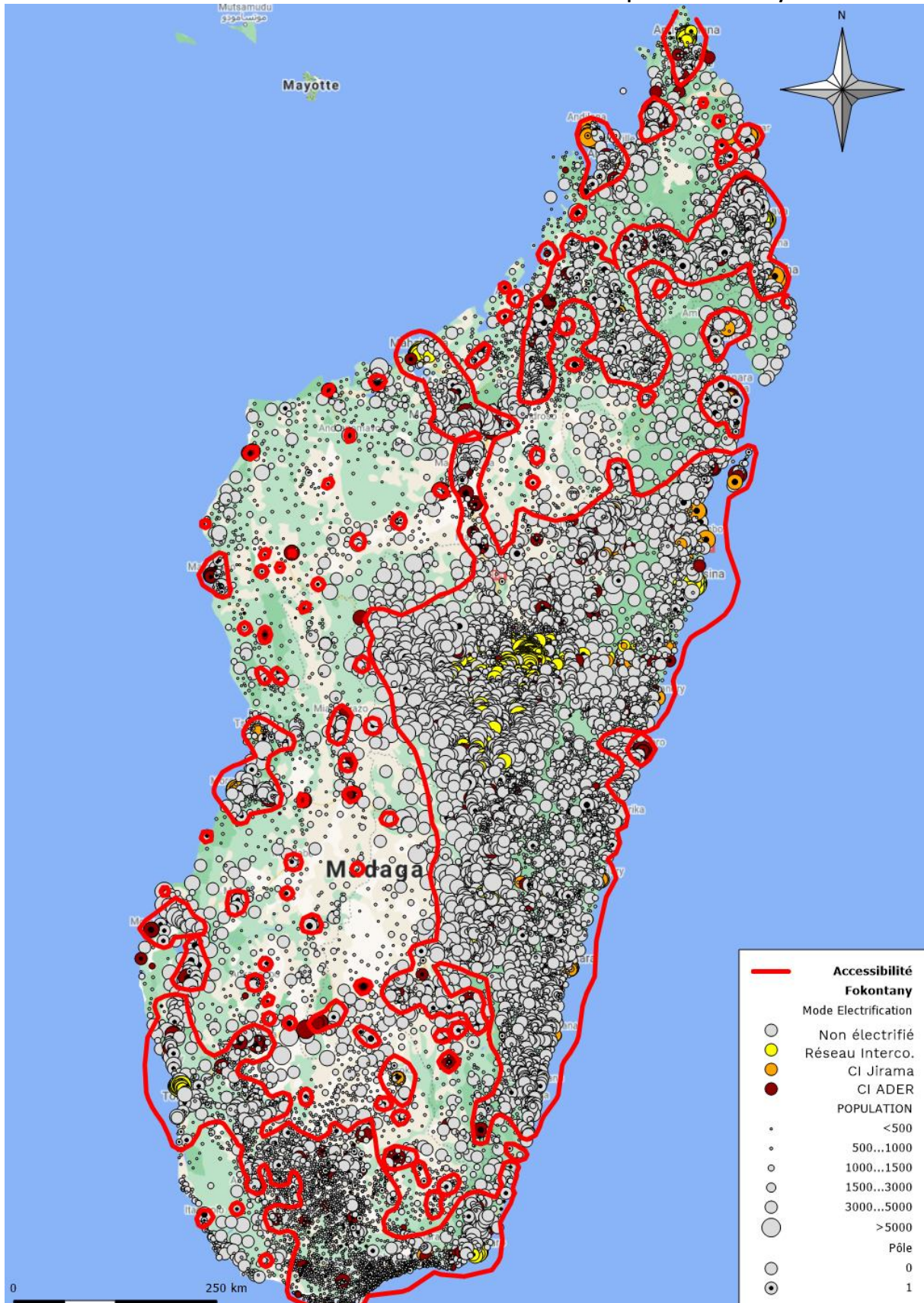
	Nb de pôles	Nbre de pôles non-électrifiés	Part des pôles non-électrifiés (%)	Taux de couverture actuel (%)
ALAO TRA MANGORO	65	31	48	10
AMORON I MANIA	78	63	81	4
ANALAMANGA	171	10	6	44
ANALANJIROFO	82	59	72	4
ANDROY	202	180	89	2
ANOSY	84	59	70	6
ATSIMO ANDREFANA	172	110	64	6
ATSIMO ATSINANANA	81	63	78	3
ATSINANANA	107	23	21	16
BETSIBOKA	39	25	64	5
BOENY	51	14	27	10
BONGOLAVA	32	19	59	7
DIANA	58	19	33	14
HAUTE MATSIATRA	80	31	39	11
IHOROMBE	28	13	46	6
ITASY	57	22	39	17
MELAKY	35	25	71	3
MENABE	58	30	52	6
SAVA	83	55	66	4
SOFIA	146	109	75	4
VAKINANKARATRA	99	41	41	13
VATOVAVY FITOVINANY	132	112	85	3
TOTAL	1940	1113	57	10

Sur une base de 10 % sélectionnés dans chaque région, 1 940 fokontany sont identifiées comme pôles de développement. Parmi eux, 1 113 ne sont pas encore électrifiés. Cette sélection à l'échelle des régions permet de prioriser les projets les plus nombreux dans les régions où les taux de couverture sont les plus faibles : Androy (180 fokontany ciblés, 2 % couverts) ; Vatovavy Fitovinany (112 ciblés, 3 % couverts) ; Amoroni I Mania (63 ciblés, 4 % couverts), etc.

Une autre approche de sélection des pôles est possible : il s'agit de sélectionner les 10% de fokontany avec le meilleur IPD à l'échelle nationale et non plus à l'échelle de chaque région. Cependant cette approche perpétuerait les inégalités régionales à Madagascar et n'a pas été retenue.

La carte ci-dessous présente l'accessibilité des fokontany calculée par GEOSIM, tous les fokontany à l'intérieur de la frontière en rouge présentent une bonne accessibilité, à l'inverse de ceux à l'extérieur de cette frontière pour lesquels une attention particulière doit être donnée.

Carte 6 : Zone d'Accessibilité aux services socio-économiques des fokontany



5 Méthodologie de planification

L'objectif est d'évaluer la trajectoire à suivre pour augmenter le taux d'électrification à Madagascar selon une approche à moindre coût. Plusieurs leviers d'actions sont disponibles à cette fin :

- Densification autour des réseaux existants
- Extension des réseaux moyenne tension
- Electrification décentralisée par mini-réseaux
- Diffusion de kits solaire pour les populations non-touchées par les actions précédentes

Pour les 4 segments décrits ci-dessus, l'objectif est d'évaluer quel sera l'impact de l'électrification en masse à Madagascar en termes de :

- Quantitatif matériel (réseaux Basse Tension, Réseaux Moyenne Tension, transformateurs, branchement, moyens de production ...)
- Besoin d'investissements
- Indicateurs techniques (impact sur le réseau en termes de puissance et d'énergie consommée)
- Evolution du taux d'électrification et du taux accès

5.1 Densification

A l'intérieur des zones électrifiées, certains ménages n'ont toujours pas accès à l'électricité, soit que les réseaux de distribution ne soient pas assez étendus, soit que les ménages en question n'aient pas les moyens ou la volonté de se raccorder au réseau. Il s'agit d'étudier le nombre de connexions existantes dans ces zones et de les comparer au nombre de ménages pour évaluer l'effort à fournir pour atteindre l'objectif fixé. Ces calculs doivent prendre en compte la croissance naturelle de la population afin d'évaluer à la fois l'effort à fournir pour atteindre un certain niveau d'électrification et l'effort à fournir pour suivre la croissance naturelle de la population. Le taux d'électrification dans la zone raccordée est d'environ 55%⁷, en considérant que 90% des connexions affichées dans le SIE Madagascar sont des clients de la JIRAMA (dans les réseaux interconnectés d'Antananarivo, de Fianarantsoa, de Tamatave, ou dans des centres isolés).

La JIRAMA affiche une politique ambitieuse d'augmentation du nombre de ses clients :

Année	2021	2022	2023	2024	2025
Nb de clients additionnels	40000	60000	80000	100000	100000

En considérant qu'entre 70% et 80% de ces clients additionnels seront localisés dans les zones déjà électrifiées, nous pouvons calculer le nombre de clients additionnels issus de la densification. La quantité complémentaire étant réservée pour les extensions du réseau MT.

A l'issue de ce programme de densification, le taux d'électrification dans les zones déjà électrifiées devrait passer de 55% à 77%, sachant que pour ces nouveaux clients, chaque ménage possèdera son propre compteur. Pour la période 2026-2035, le nombre de compteurs additionnels dans ces zones est calculé de façon à atteindre un taux d'électrification de 85% en 2035.

Le nombre de nouveaux clients est appliqué proportionnellement dans toutes les zones gérées par la JIRAMA en fonction du nombre de clients BT déjà présents.

Cette phase de densification ne concerne néanmoins que les réseaux gérés par la JIRAMA en zone interconnectée ou isolée avec des capacités installées autorisant cette croissance. Les projets décentralisés développés par des IPP sont en effet souvent dimensionnés au plus juste pour une rentabilité maximale et donc n'offrent pas forcément une flexibilité pour accroître le nombre de clients et s'étendre vers de nouveaux fokontany. Les modèles développés considèrent une augmentation du nombre de client BT suivant le taux de croissance de la population.

⁷ Sources : données du SIE Madagascar pour 2020. Le taux d'électrification est le rapport entre le nombre de ménages électrifiés et le nombre de ménages totaux dans les fokontany électrifié. Un nombre de 1.6 ménages électrifié par compteur BT est pris comme hypothèse.

5.2 Extension des réseaux MT

Comme présenté ci-avant, 90% des fokontany de Madagascar ne sont pas électrifiés. Pour les fokontany suffisamment proches des réseaux existants, une simple extension de ces réseaux permettrait de leur garantir un accès à l'électricité. Il n'est pas possible techniquement d'étendre les réseaux MT sur de très longue distance (>100km), en effet au-delà d'une certaine distance, les chutes de tensions sur les conducteurs moyenne tensions deviennent trop importantes, ce qui entraîne des pertes de façon exponentielle et une qualité de service inacceptable pour les usagers finaux. La solution consisterait à la création de nouveaux postes sources HT/MT, ce qui (i) sort du mandat de cette étude, (ii) représenterait un surcoût prohibitif par rapport à d'autres solutions (électrification par mini-réseaux décentralisés).

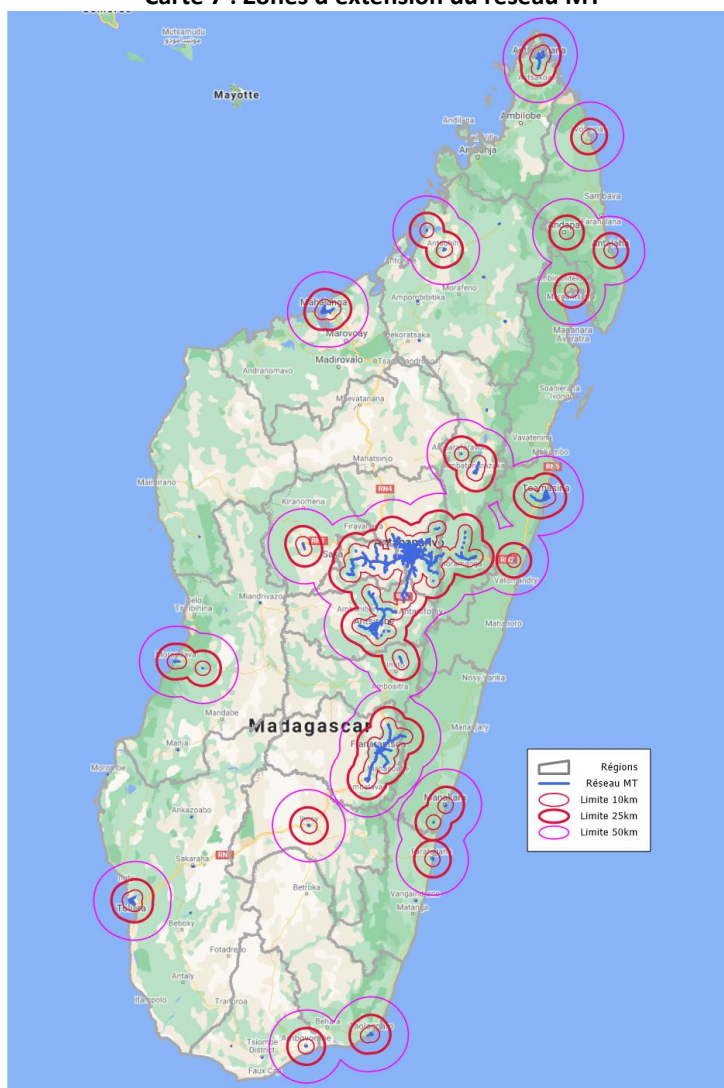
Il s'agit donc d'évaluer quel serait l'impact de l'extension des réseaux MT sur 10-25-50 km sur l'électrification de Madagascar.

Les fokontany concernés par ce type de solution sont :

- Fokontany de plus de 500 habitants en 2021
- Fokontany à plus de 10-25-50 km (selon le scénario retenu) des réseaux MT (ou de mini réseaux avec plus de 2MW installés)
- Fokontany non électrifiés, ou Fokontany électrifiés au moyen de mini-réseaux de puissance installé de moins de 2MW
- Fokontany sur l'île principale de Madagascar (les Fokontany sur des petites îles devront bénéficier nécessairement de mini-réseaux)

Les hypothèses technico économique utilisés pour l'extension du réseau sont en Annexe 6

Carte 7 : Zones d'extension du réseau MT



5.3 Solutions proposées pour l'électrification Hors-Réseaux

5.3.1 Mini-Réseaux versus diffusion de kits solaires

Comme expliqué dans le paragraphe précédent, au-delà d'un certain seuil, l'extension des réseaux de distribution MT n'est plus viable économiquement. La solution réside alors dans la création de mini-réseaux décentralisés valorisant les ressources renouvelables locales (hydro, solaire, biomasse, éolien). Les coûts de ce type de solution et la complexité de mise en œuvre étant plus importante que pour la densification ou les extensions du réseau, il est impératif de trouver un critère de sélection des fokontany qui pourront bénéficier de ce type de solution. Ainsi on estime que plus de 50% des fokontany au-delà des limites d'extensions du réseau MT pourront être visés par des mini-réseaux. Ils seront sélectionnés sur la base de leur score IPD.

Les trois solutions précédentes ne pourraient couvrir l'ensemble de la population malgache qu'à l'aide d'investissement massifs, non réalistes. Ainsi les extensions du réseau, ou les mini-réseaux, ne peuvent couvrir que les habitations situés au centre des fokontany et qu'un réseau basse tension peut couvrir (approximativement à 1-2km du centre du fokontany) pour tous les ménages résidant au-delà de cette limite de 2km, il serait très onéreux de construire une ligne MT, un transformateur et un micro réseau BT dédié, la solution réside alors dans la diffusion de kits solaire permettant un accès à l'énergie moderne avec un niveau de service minimal mais suffisant aux activités de base (lumière, recharge de téléphone...). Ces solutions sont également proposées aux fokontany non atteints par les solutions précédentes.

5.3.2 Solutions ENR proposées

Sur base de l'analyse de la demande hors réseau, de la capacité à payer de la clientèle rurale et des technologies ENR déjà en exploitation à Madagascar, les solutions d'électrification retenues pour cette étude permettent de répondre aux différents niveaux de services (Tier 1 à Tier 4) et d'exploiter au mieux les potentiels ENR locaux.

Le tableau ci-dessous présente succinctement les technologies ENR appropriées en fonction des 4 niveaux de services en zones rurales (sur base de l'échelle MTF).

Tableau 32 : Technologies ENR* selon les niveaux de services

Tier	Caractéristiques	Solaire PV	Hydro	Eolien	Biomasse
0	<3W ; <12Wh/j	<i>Kiosk / Pico</i>	-	-	-
1	>3W ; >12Wh/j	Pico / SHS / nR	-	-	-
2	>50W ; >200Wh/j	SHS / nR / μ R	-	-	-
3	>200W ; >1kWh/j	μ R / MR	μ R	μ R	-
4	>800W ; >3,4kWh/j	MR	MR	MR	MR

*Energies nouvelles et renouvelables

Le tableau suivant donne les caractéristiques technico-économiques des **solutions solaires** retenues pour l'étude.

Tableau 33 : Caractéristiques technico-économiques des solutions solaires

Solaire	Tier	Equipement	P type		Ab	Wc/ab	Wh/j/ab	Durée vie	CAPEX (€)	CAPEX (€/kWc)	CAPEX (€/ab)	BM
<i>Kiosk</i>	<i>0-1</i>	<i>Points Lumineux (PL)</i>	<i>200</i>	<i>Wc</i>	<i>50</i>	<i>4,0</i>	<i>11</i>	<i>5</i>	<i>436</i>	<i>2180</i>	<i>9</i>	<i>Location</i>
Pico système	1	PL + radio	6	Wc	1	6	21	5	65	10800	65	Vente à crédit
SHS	1-2	PL+TV	40	Wc	1	40	140	>10	330	8300	330	Vente à crédit
Nanoréseau (nR)	1-2	PL+TV	140	Wc	4,4	30	112	>10	630*	4500	135	Vente service
Micro-réseau (μR)	2-3	PL + TV + ventilateur	20	kWc	80	250	877	>20	80.000*	4000	1000	Vente kWh
Mini-réseau (MR)	3-4	PL + TV + réfrigérateur.	100	kWc	250	400	1403	>20	320.000*	3200	1280	Vente kWh

Sources : Mobisol, Telma, Baobab+, Nanoé, ADER, ECLER Ivoire, ...

Les coûts d'investissements (CAPEX) sont donnés pour la partie générateur solaire, hors réseau de distribution. Les montants sont hors taxes, livrés ou installés sur site, mais avec ou (*) sans transport.

5.3.3 Capacité à payer et répartition des solutions technologiques

Sur la base des enquêtes de terrain, la dépense mensuelle moyenne en énergie des ménages a été estimée à 25.000 Ar/mois, et varie entre 22.000 et 31.000 Ar selon les régions (voir Analyse des capacités à payer §3.4). En première approximation, on considèrera que toute la dépense en énergie est substituable et représente la capacité à payer (CAP).

La courbe des déciles par population montre que 25-30% des ménages ont une capacité à payer inférieure à 4000 Ar/mois, et donc inférieure au coût de location d'une simple **lanterne solaire**. Environ 30% des ménages ont donc aujourd'hui un pouvoir d'achat trop faible pour accéder aux produits modernes certifiés, même relativement simples.⁸

Pour un **système pico** de 6Wc en vente avec crédit (ou PAYG), seulement 25-35% des ménages ont une CAP suffisante pour payer les 23.000 Ar pendant 12 mois. Pour un petit **SHS** de 40Wc, c'est seulement 10-15% des ménages qui peuvent accéder à cet équipement.

Pour les **mini-réseaux**, les connexions effectives dépendront directement du tarif en vigueur. A 1500 Ar/kWh, 20% des ménages en moyenne pourront payer une facture de 45.000 Ar/mois, correspondant à 30 kWh/mois (limite inférieure du Tier3).

Tableau 34 : Répartition des ménages selon la CAP et les solutions technologiques

Solutions modernes d'accès à l'énergie	Coût du système (Ar/mois/mén.) (loc./crédit 12m)	% ménages avec CAP > coût du système	Répartition des ménages (sans MR)	Répartition des ménages (avec MR)
Aucune	0	100%	30%	25%
Lanterne	4000-8000	70%	45%	30%
Pico	25.000	25%	10%	25%
SHS / nanoréseau	110.000	15%	15%	10%
Mini réseaux – Tier 3	45.000*	20%	0%	10%
	(1€=4560Ar)		100%	100%

(*) 30kWh/mois x 1500Ar/kWh

Indépendamment de la CAP, le tableau suivant propose une répartition moyenne, sur le pays, des solutions ENR en fonction de la taille du fokontany (# habitants). Il s'agit de la part (%) de la population qui peut être couverte au maximum par une des solutions ENR (= Accès).

Tableau 35 : Répartition moyenne des solutions ENR selon la taille des fokontany

Répartition moyenne	Qté	Unité	<250	251-500	501-1000	1001-2000
Pico système	6	Wc	50%	30%	20%	20%
SHS	40	Wc	50%	30%	20%	20%
Nanoréseau	140	Wc	0	40%	0	0
Micro-réseau (100% PV)	20	kWc	0	0	60%	0%
Mini-réseau (hybride)	100	kWc	0	0	0	60%

Les hypothèses de coûts utilisées dans les simulations d'électrification hors réseaux sont indiquées en Annexe 6.

⁸ On notera aussi que le **rapport RGPH-3** de 2018 indique que 30,4% des ménages ruraux vivent dans une « habitation indécente », c'est-à-dire inférieur au bas standing ! Et 60% vivent dans ces 2 catégories confondues. Une analyse spatiale des ratios de pauvreté (matérielle et multidimensionnelle) met en exergue l'ampleur de la pauvreté dans les régions **Androy**, **Atsimo Atsinanana** et **Vatovavy Fitovinany** où plus de 90 % de la population peuvent être qualifiés de pauvres selon cette approche de la pauvreté matérielle et multidimensionnelle.

6 Planification des options d'électrification

6.1 Définition des zones d'actions de chaque méthode de raccordement

Tableau 36 : Définition des zones d'action de chaque méthode de raccordement

	Densification	Extension des réseaux MT	Mini-Réseaux décentralisés	Diffusion de kits solaires																				
Zone géographique	Zones déjà couverte par la JIRAMA Les mini-réseaux non JIRAMA ne sont pas concernés par la densification	Zone limite de x kilomètre autour des réseaux MT existant, planifiés (financés), Extension MT à partir de <ul style="list-style-type: none"> - Mini-réseaux avec plus de 2MW installés - Postes sources planifiés 	Zones non couvertes par la MT : <ul style="list-style-type: none"> - Tous les pôles de développements - Fokontany proches des pôles de développement* - 20-50-80% des fokontany hors limite MT** 	40% des ménages des zones couvertes par les extensions MT et les mini-réseaux (ménages trop éloignés des centres des fokontany) Fokontany non couverts par les extensions des réseaux MT ou par les mini-réseaux																				
Distribution temporelle	Augmentation progressive des taux de connexion entre 2021 et 2035 afin de respecter le rythme fixé par la JIRAMA pour le nouveau client entre 2021 et 2025 : 2021 : 40000 2022 : 60000 2023 : 80000 2024 : 100000 2025 : 100000 puis 80% en 2035	La zone d'extension est progressivement couverte de réseau MT en 15 ans de façon homogène : tous les ans entre 148 et 469 fokontany sont connectés	Hydro : les mini-réseaux avec le coût de l'énergie le plus bas sont réalisé en premier (critère sur le LCOE voir plus bas pour définition précise de cet indicateur) : les 33% des mini-réseaux avec le LCOE le plus bas sont électrifié sur la période 2021-2025, puis les 34-66% sur la période 2026-2030 suivant et enfin les 33% restant en 2031-2035 PV : même logique, mais critère basé sur le score IDP (le LCOE n'a pas une grande variation pour le solaire)	Répartition homogène en 15 ans entre 2021 et 2035																				
Déclinaison en scénario	Un scénario unique	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Bas</th> <th>Réf</th> <th>Haut</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Extension (km)</td> <td>10</td> <td>25</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>Tx racc. An 1</td> <td>8%</td> <td>17%</td> <td>25%</td> </tr> <tr> <td>Tx racc. An 5</td> <td>15%</td> <td>33%</td> <td>92%</td> </tr> <tr> <td>Tx racc. An 20</td> <td>40%</td> <td>70%</td> <td>100%</td> </tr> </tbody> </table>		Bas	Réf	Haut	Extension (km)	10	25	50	Tx racc. An 1	8%	17%	25%	Tx racc. An 5	15%	33%	92%	Tx racc. An 20	40%	70%	100%	Hydro : 3 scénarios, zone d'extension selon la même logique que l'extension MT*** PV : Bas : 20% des fokontany restant Référence : 50% des fokontany restant Haut : 80% des fokontany restant	3 scénarios : suivant les scénarios des extensions du réseau et des mini-réseaux.
	Bas	Réf	Haut																					
Extension (km)	10	25	50																					
Tx racc. An 1	8%	17%	25%																					
Tx racc. An 5	15%	33%	92%																					
Tx racc. An 20	40%	70%	100%																					

*Lors du développement de réseaux hydro ou biomasse, les fokontany non-électrifiées proches des pôles de développement peuvent être électrifiées. GEOSIM commence par raccorder le site hydro au pôle de développement le plus proche, puis teste si l'électrification des fokontany alentours permet une meilleure utilisation du potentiel ENR disponible et permet de faire baisser le coût de l'énergie. Tant que le coût de l'énergie diminue, GEOSIM va augmenter le nombre de fokontany à raccorder autour du pôle de développement. Par exemple si un site hydro de 500kW est raccordé à un pôle de développement dont la demande est de 300kW, GEOSIM va connecter des fokontany non-prioritaires autour du pôle de

développement afin de rajouter 200kW de demande et ainsi utiliser au mieux le potentiel de production du site hydro. Si le coût de connexion des fokontany alentour est trop élevé (en raison, par exemple de leur distance), GEOSIM évaluera le surcoût dû à cette extension du réseau MT pour évaluer l'opportunité de raccorder plus de fokontany.

**Les fokontany non électrifiés au-delà du seuil de connexion à la MT (10-25-50km), seront couverts par des mini-réseaux. Seuls les fokontany avec le plus fort IPD (score comptabilisant la présence d'infrastructures socio-économiques) seront couverts par des mini-réseaux. Les 50% des fokontany avec le meilleur IPD sont concernés dans le scénario de référence (20% et 80% dans les scénarios bas et haut). Comme pour les pôles de développement la sélection des 50% des meilleurs fokontany se fait à l'échelle de chaque région.

***Les mêmes hypothèses de prévision de la demande que pour les scénarios d'extension du réseau sont utilisées. Etant donné que le nombre de fokontany concernés par les extensions du réseau change selon que la limite d'extension est de 10 ; 25 ou 50 km, le nombre de fokontany concernés par les mini-réseaux varie également.

6.2 Densification des réseaux existants de la JIRAMA

Les nombres de clients BT de la JIRAMA sont connus année par année selon une décomposition géographique couvrant 115 zones. Etant donné que le statut d'électrification de chaque fokontany est connu ainsi que leur population et le nom de la structure opérant le réseau de distribution, il est assez simple d'effectuer le rapprochement entre ces deux bases de données afin de calculer la population des zones couvertes par la JIRAMA et donc les taux d'accès.

Pour les réseaux interconnectés (surtout autour d'Antananarivo) il faudrait connaître la délimitation précise de ces zones JIRAMA pour avoir un résultat parfaitement fiable, cette information est inconnue mais l'imprécision engendrée est faible. Il n'a pas été possible d'utiliser les données géoréférencées des branchements pour calculer les taux d'électrification des zones JIRAMA car uniquement Tana est couverte par l'enquête géographique pour les branchements (d'autres zones sont couvertes pour les poteaux et les réseaux). Les données de la JIRAMA sont connues en détail pour 2017, des données plus récentes sont disponibles au travers du SIE (décembre 2020) mais ne distinguent pas les connexions JIRAMA des autres connexions. Il a été pris comme hypothèse que 90% des connexions reportées par le SIE couvraient des clients JIRAMA.

Afin d'estimer le nombre de ménages raccordés à l'électricité à partir du nombre de clients de la JIRAMA, il a été estimé que chaque compteur domestique alimentait en moyenne 1.6 ménages, les statistiques 2017 montrent que 95% des clients BT sont des clients domestiques.

Le tableau suivant présente pour chaque régions la population des fokontany électrifiés et le nombre de clients. Le nombre de client 2021 a été calculé en intégrant 40000 clients domestiques additionnels tels que visé par la JIRAMA. Si la JIRAMA atteint son objectif de +40000 clients domestique et qu'elle répartit ces nouveaux clients sur toutes ses zones d'actions, le taux d'électrification à l'échelle nationale devrait passer de 52% à 55% entre 2020 et 2021. Dans la région d'Antananarivo, le taux d'électrification devrait passer de 62% à 65%.

Tableau 37 : Statistiques de population, nombre de ménages, nombre de clients des zones couvertes par la JIRAMA

REGION	Population 2021	Nb de ménages 2021	Nb Clients BT (domestiques et non domestiques)		Estimation nb ménages connectés		Taux électrification	
			2017	2020	2020	2021	12/2020	12/2021
Alaoatra Mangoro	204 448	49 472	18 548	19 362	27 245	29 430	55%	61%
Amoroni i Mania	43 415	10 761	4 490	4 687	7 124	7 695	68%	72%
Analamanga	2 853 285	674 474	242 949	253 606	385 481	416 349	59%	62%
Analanjirofo	152 591	43 614	10 663	11 131	16 919	18 273	40%	42%
Androy	52 703	11 061	2 036	2 125	3 230	3 489	30%	32%
Anosy	85 931	19 472	4 942	5 159	7 841	8 469	41%	43%
Atsimo Andrefana	281 011	61 499	20 334	21 226	32 263	34 479	54%	56%
Atsimo Atsinanana	49 827	11 110	3 356	3 503	5 325	5 496	49%	49%
Atsinanana	460 895	118 517	36 159	37 745	57 372	61 967	50%	52%
Betsiboka*	5 940	1 184	603	629	957	1 033	83%	87%
Boeny	320 670	79 599	23 979	25 031	38 047	41 094	49%	52%
Bongolava	57 632	13 715	3 548	3 704	5 630	6 080	42%	44%
Diana	306 162	85 556	31 024	32 385	49 225	53 167	51%	53%
Haute Matsiatra	284 783	64 446	20 473	21 371	32 484	35 085	52%	54%
Ihorombe	55 277	11 544	2 914	3 042	4 624	4 994	41%	43%
Itasy	274 829	63 734	8 952	9 345	14 204	15 341	23%	24%
Melaky	39 454	8 640	2 795	2 918	4 435	4 790	53%	55%
Menabe	79 823	17 491	5 588	5 833	8 866	9 576	52%	55%
Sava	211 299	56 666	13 670	14 270	21 690	23 427	39%	41%
Sofia	163 316	39 995	8 609	8 987	13 660	13 867	35%	35%
Vakinankaratra	448 070	106 150	30 405	31 739	48 243	52 106	47%	49%
Vatovavy Fitovinany	87 789	20 331	7 674	8 011	12 176	12 716	61%	63%
TOTAL	6 519 150	1 569 031	499 221	521 119	792 100	849 043	51%	54%

* Dans la région de Betsiboka, le nombre de clients affiché par la JIRAMA est en contradiction avec les statistiques de population de l'INSTAT, le taux de 1.6 ménages par client BT amène à un taux d'électrification trop élevé pour être réaliste. L'erreur portant sur moins de 1000 clients, elle n'a pas d'impact à l'échelle nationale.

6.2.1 Quantitatifs matériels

Afin d'estimer les niveaux d'investissements nécessaires pour atteindre les objectifs de planification, la première étape est d'estimer les quantitatifs en termes de :

- Nombre de branchements
- Longueurs de réseaux BT
- Longueurs de réseaux MT
- Transformateurs MT/BT

Afin d'estimer ces valeurs, des ratios mesurés sur les zones où les réseaux de la JIRAMA ont été géoréférencés ont été utilisés. Le tableau ci-dessous présente ces indicateurs :

Ratio	Valeur	Commentaire
Nombre de client / km BT	130	Grand Tana
Nombre de client / km BT	60	Autres zones
km de réseau BT / transformateur	2,0	Mesuré sur la zone d'Antsirabe
km de réseau MT / transformateur	1,2	Mesuré sur la zone d'Antsirabe

Le nombre de client par km de ligne BT comprends les clients domestiques et non domestiques, il faut également le corriger du nombre de ménage connecté par compteur (1.6), ces corrections donnent les indicateurs suivants, utilisé dans le reste de l'étude :

- Grand Tana : 198 ménages électrifié / km BT (utilisé pour la région Analamanga)
- Reste du pays : 91 ménages électrifié / km BT (utilisé pour les autres régions de Madagascar)

Pour les nouveaux branchements réalisés, un ménage par abonnement sera considéré ; le ratio de 1,6 ménages par compteur n'est appliqué que pour les branchements réalisés avant 2020. Le tableau ci-dessous présente le nombre de compteurs et le nombre de ménages électrifiés dans les zones déjà électrifiées par la JIRAMA à l'horizon 2035.

Tableau 38 : Evolution du nombre de ménages raccordés dans les zones déjà électrifiées par la JIRAMA

REGION	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035
Alaotra Mangoro	27 245	29 010	31 587	34 802	37 898	46 832	59 259
Amoroni Mania	7 695	8 122	8 746	9 524	10 273	11 753	13 442
Analamanga	416 349	439 472	473 229	515 331	555 886	669 001	801 835
Analanjirifo	18 273	19 288	20 770	22 618	24 398	37 322	52 972
Androy	3 489	3 683	3 966	4 319	4 659	8 794	14 106
Anosy	8 469	8 940	9 626	10 483	11 308	17 346	24 992
Atsimo Andrefana	34 479	36 414	39 239	42 763	46 157	61 220	80 023
Atsimo Atsinanana	5 496	5 815	6 282	6 863	7 423	9 990	13 198
Atsinanana	61 967	65 408	70 432	76 699	82 735	108 145	138 425
Betsiboka	1 033	1 091	1 175	1 279	1 380	1 697	2 081
Boeny	41 094	43 376	46 708	50 863	54 866	76 375	103 459
Bongolava	6 080	6 418	6 911	7 526	8 118	11 891	16 488
Diana	53 167	56 119	60 430	65 807	70 985	94 509	123 098
Haute Matsiatra	35 085	37 034	39 878	43 426	46 844	60 373	76 583
Ihorombe	4 994	5 271	5 676	6 181	6 667	9 841	13 714
Itasy	15 341	16 193	17 437	18 989	20 483	45 098	75 611
Melaky	4 790	5 056	5 444	5 929	6 395	8 557	11 255
Menabe	9 576	10 108	10 885	11 853	12 786	17 038	22 305
Sava	23 427	24 728	26 627	28 996	31 278	48 016	68 711
Sofia	13 867	14 687	15 883	17 375	18 812	33 108	51 984
Vakinankaratra	52 106	55 000	59 224	64 494	69 569	95 745	127 429
Vatovavy Fitovinany	12 716	13 446	14 513	15 842	17 123	20 445	24 520
TOTAL	856 738	904 679	974 669	1 061 959	1 146 043	1 493 098	1 915 490

Ainsi, entre 2021 et 2025, le nombre de ménages électrifiés passe de près de 0,85 à 1,14 millions, soit une augmentation de près de 34%.

Considérant le ratio de 91 ménages électrifié/km de ligne BT (198 pour la Région d'Analamanga), on peut calculer l'évolution du réseau BT nécessaire. Puis, à partir des distances de lignes BT à construire, on peut déduire le nombre de transformateurs à construire sur la base de 2,0 km BT par transformateur. Et enfin, à raison de 1,2 km de ligne MT par transformateur, on calcule la longueur du réseau MT à construire. Les quantitatifs sont présentés ci-dessous (se reporter en annexe pour le détail par région).

Type de matériel	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2030	2031-2035
Longueur BT (km)	325	389	568	709	683	3 161	3 847
Nombre de transformateur	162	194	283	353	340	1 573	1 914
Longueur MT (km)	138	165	242	301	290	1 344	1 636

6.2.2 Niveaux d'investissement

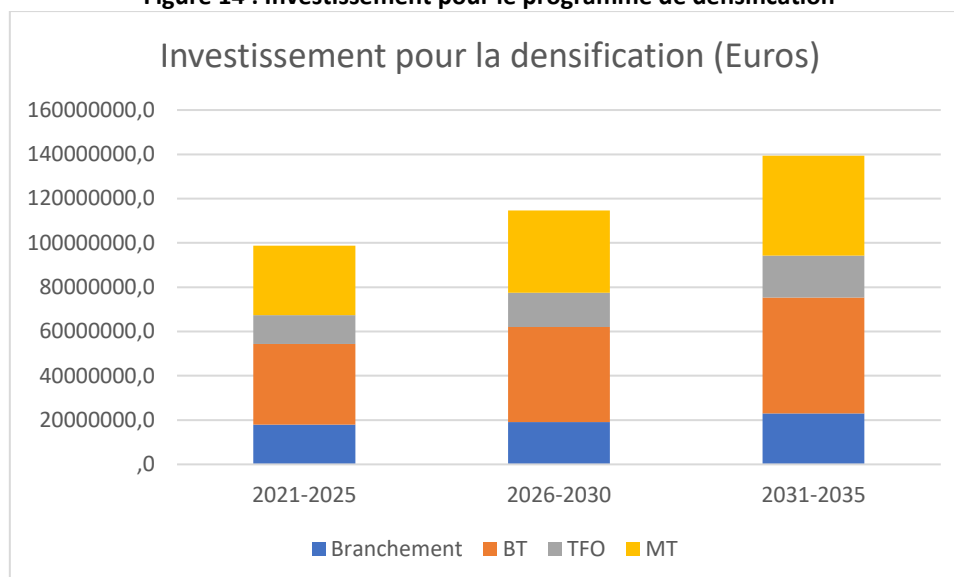
A partir des quantitatifs matériels calculés dans le paragraphe précédent, on obtient les niveaux d'investissements nécessaires :

Tableau 39 : Investissement pour le programme de densification

Euros	2021-2025	2026-2030	2031-2035
Branchements	17 975 172	19 062 704	23 056 346
Réseau BT	36 365 618	43 009 672	52 339 838
Transformateurs	13 066 421	15 453 676	18 806 070
Réseau MT	31 352 462	37 080 604	45 124 566
Total investissement	98 759 673	114 606 656	139 326 820
Coût par client	300	328	384

Sur la période 2021-2025, le coût total de ce programme est donc d'environ 98 M€. Il augmente progressivement sur la période 2026-2030 à 114M€ puis 139M€. Le coût par client reste relativement bas, environ 300€, et ce en raison de la faible part de l'investissement pour les réseaux MT dans le coût total (environ 31%).

Figure 14 : Investissement pour le programme de densification



Ainsi l'investissement se répartit de la manière suivante : environ 40% pour les réseaux BT, 35% pour les réseaux MT, 14% pour les transformateurs et 11% pour les branchements. Ramené par client, l'investissement est compris entre 300-384€.

Tableau 40 : Investissement total par région en zone de densification

REGION	2021-2025	2026-2030	2031-2035
Alaoatra Mangoro	4 680 188	4 035 776	4 796 390
Amoroni Mania	1 132 955	570 961	652 030
Analamanga	32 961 997	23 474 808	27 566 972
Analanjirifo	2 690 578	4 988 367	6 040 477
Androy	513 741	1 596 137	2 050 115
Anosy	1 247 007	2 330 581	2 951 186
Atsimo Andrefana	5 130 847	5 861 524	7 257 321
Atsimo Atsinanana	846 814	1 023 794	1 238 157
Atsinanana	9 123 945	9 807 625	11 686 889
Betsiboka	152 154	122 426	148 244
Boeny	6 050 584	8 301 969	10 453 360
Bongolava	895 261	1 456 094	1 774 240
Diana	7 828 238	9 079 249	11 034 296
Haute Matsiatra	5 165 921	5 221 815	6 256 541
Ihorombe	735 285	1 225 026	1 494 676
Itasy	2 258 844	9 500 593	11 776 880
Melaky	705 258	834 358	1 041 453
Menabe	1 410 011	1 641 244	2 033 045
Sava	3 449 330	6 460 449	7 987 427
Sofia	2 172 296	5 632 233	7 285 466
Vakinankaratra	7 672 047	10 103 110	12 228 843
Vatovavy Fitovinany	1 936 369	1 338 517	1 572 811
TOTAL (€)	98 759 673	114 606 656	139 326 820

Les tableaux en Annexe présentent le détail par région pour les composantes branchements, réseaux BT et MT et transformateurs.

C'est la région d'Analamanga qui concentre le plus d'investissement avec 32% du volume total (5 premières années), suivie par Atsinanana, Diana et Vakinankaratra (8%-9%). A elles seules, ces 4 régions concentrent 44% de l'investissement et 58% de l'investissement.

6.2.3 Evolution des taux d'électrification

Les graphiques ci-dessous présentent l'évolution du nombre de ménages raccordés aux réseaux de la JIRAMA dans les zones de densification et le taux d'électrification.

Figure 15 : Taux d'électrification dans les zones de densification

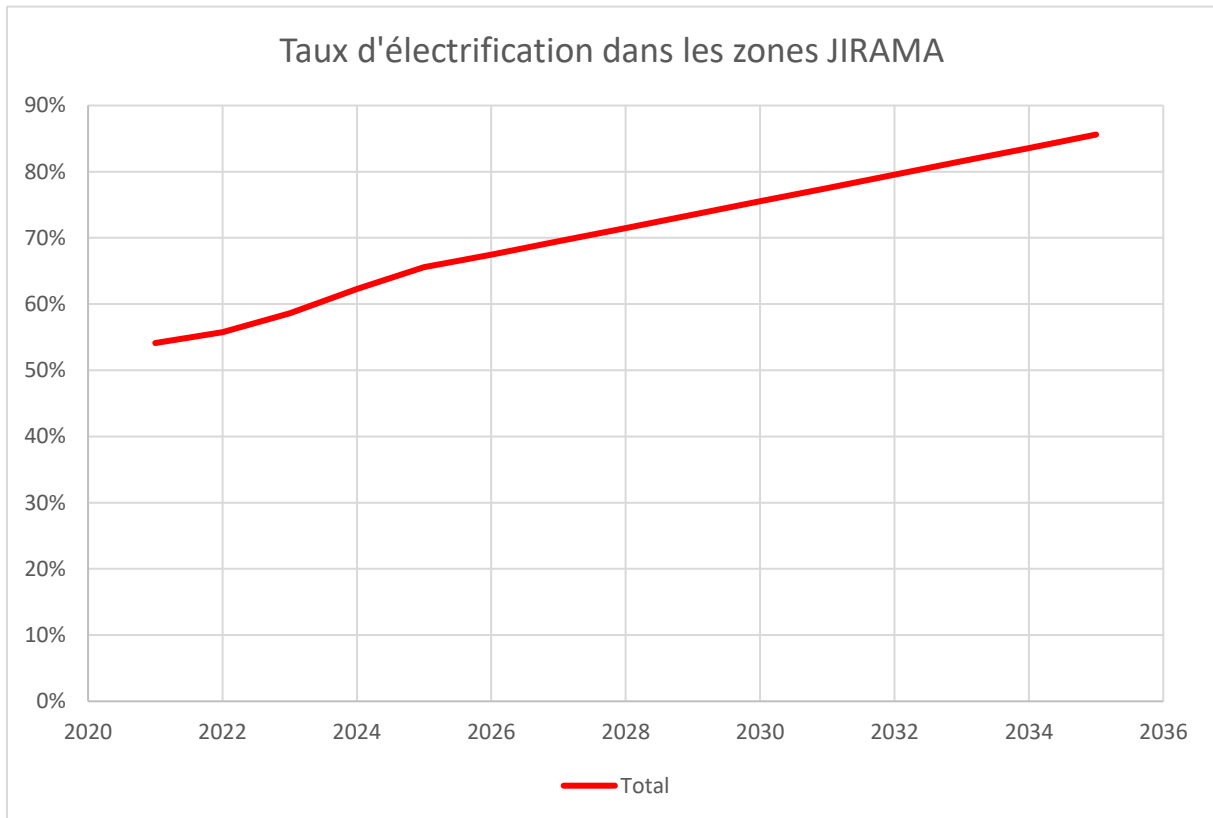
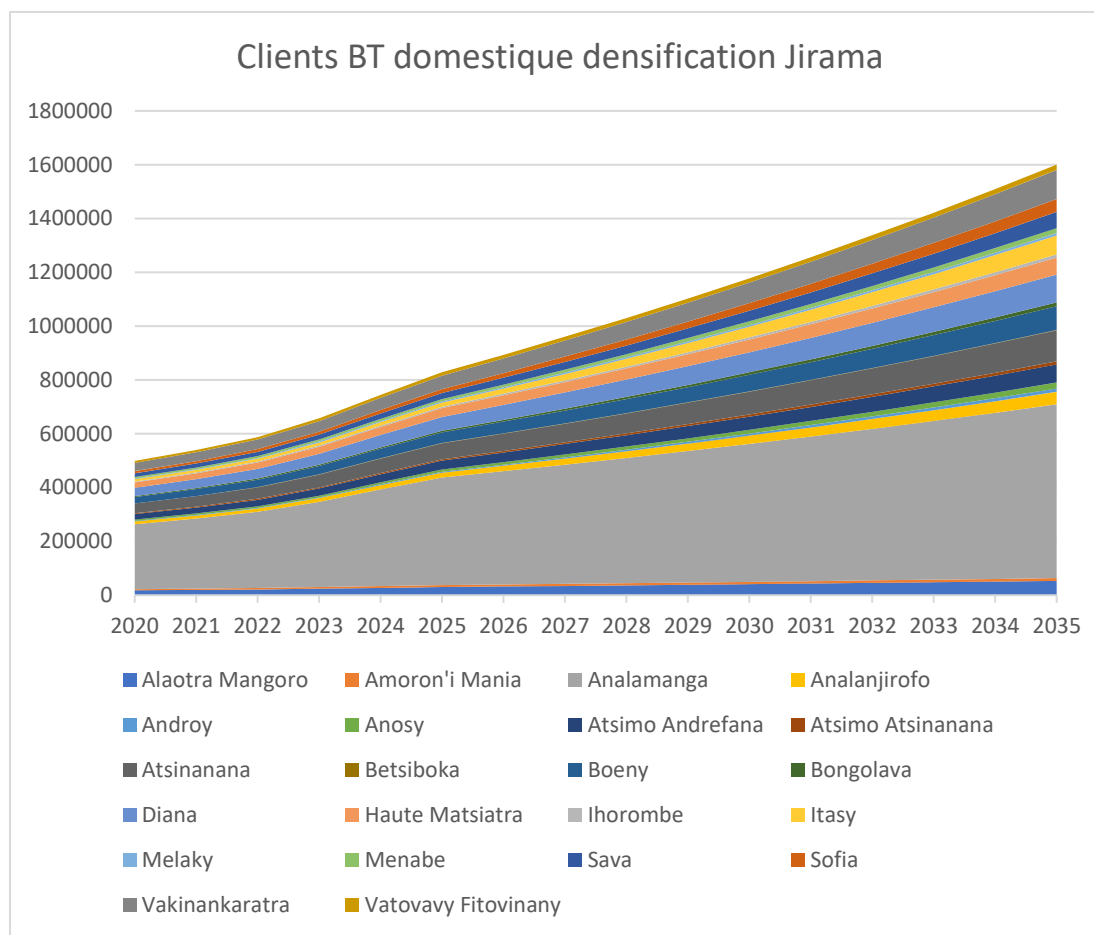


Figure 16 : Nombre de clients BT domestiques dans les zones de densification

Le nombre de clients BT domestique est multiplié par 3.2 entre 2020 et 2035, il passe d'environ 0,5 à 1,6 millions. En 5 ans, il augmente ainsi de 65%. Tout au long de la période d'étude, la région d'Analamanga reste prédominante dans la répartition du nombre de clients. En 2020, Analamanga représente 48% des clients BT, ce taux passe progressivement à 40% en 2035.

6.3 Extension du réseau de distribution

Tous les résultats présentés dans cette section ont été obtenus à l'aide de simulation des extensions du réseau MT réalisées à partir du Logiciel GEOSIM. Le logiciel choisit, à l'intérieur de la zone tampon spécifiée, les fokontany prioritaires à raccorder au réseau MT selon les critères suivants :

- Nombre d'habitants au début de la période de planification : supérieur à 500 habitants
- Statut d'électrification : non électrifié ou électrifié à partir d'un petit mini-réseau
- Situation géographique : à moins de 10-25-50km du réseau MT existant selon le scénario, situé sur l'île principale de Madagascar (les fokontany situés sur des petites îles sont exclus)

Pour chaque fokontany sélectionné, la route optimale du réseau MT est utilisée en se basant sur 3 types d'informations géographiques :

- Zones favorables au développement du réseau (routes, voies ferrées) : le tracé des réseaux MT suivra ce type d'infrastructure
- Zones défavorables au développement du réseau, mais franchissable considérant un surcoût : rivières, zones inondables, zones protégées
- Zones interdites et à éviter : océan, plan d'eau.

Pour chaque fokontany sélectionné par l'algorithme, la demande est calculée sur la base de sa population et de sa localisation afin d'appliquer des paramètres de calculs régionalisés (nombre de personnes par ménage, taux de croissance de la population, consommation spécifique). La longueur du réseau BT est ensuite estimée en fonction du nombre de clients calculé en année 5. En fonction de

l'appel de charge en année 5, la taille du transformateur MT/BT est déterminée, le transformateur le plus adapté est sélectionné dans une liste où le coût est renseigné en fonction de la puissance installée. Le coût de la ligne MT est calculé en fonction de son tracé réel. Selon cette méthode, l'investissement total requis pour le raccordement du fokontany est déterminé. Afin de déterminer un ordre de priorité de raccordement des fokontany, le coût total d'exploitation du fokontany est calculé (énergie, exploitation et maintenance du réseau), les revenus pour ces fokontany sont également calculés en fonction de l'énergie vendue au fokontany. Le coût actualisé de l'énergie distribué est calculé pour chaque fokontany selon la formule classique d'actualisation : $\frac{\sum_a \text{Revenu}(a) - \text{Coût}(a)}{(1+Tx)^a}$ (où a est l'année du calcul variant entre 2021 et 2035 ; la valeur résiduelle des équipements est déduite en fin de période). Les fokontany bénéficiant du meilleur coût actualisé sont électrifiés en priorité. Chaque année, le coût est réévalué puisque le réseau MT progressant, les coûts de connexion MT diminuent.

Selon le scénario retenu, les résultats en termes de nombre de fokontany à électrifier par an sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau 41 : Nombre de fokontany à électrifier selon le scénario

Scénario	Nb total de fokontany	Nb de fokontany à électrifier par an
Référence	4270	285
Bas	2213	148
Haut	7031	469

6.3.1 Nombre de fokontany électrifiés

Le tableau suivant présente le nombre de fokontany à électrifier par an et par région pour les différents scénarios. Les chiffres sont détaillés par période de 5 ans pour le scénario de Référence.

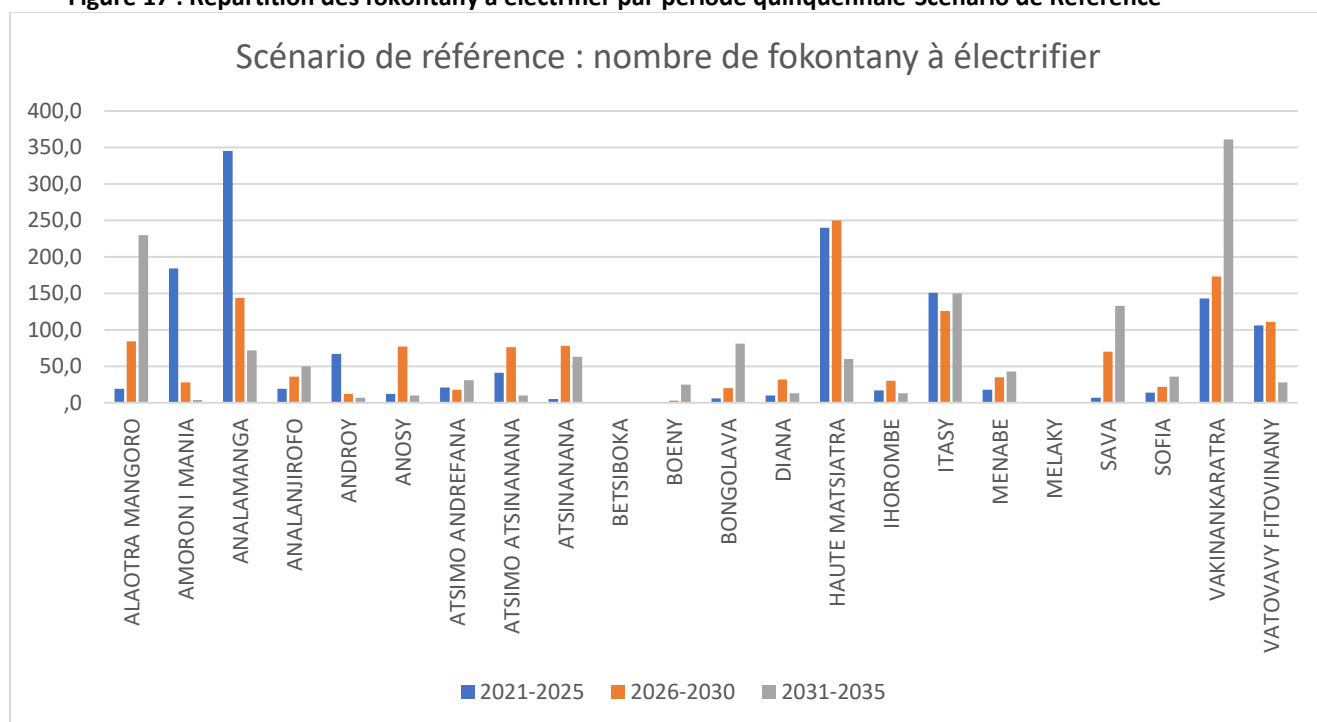
Tableau 42 : Evolution du nombre de fokontany électrifiés par scénario

REGION	Scénario de référence			Scé Réf	Scé bas	Scé haut
	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total	Total	Total
ALAOIRA MANGORO	19	84	230	333	131	394
AMORON I MANIA	184	28	4	216	77	27
ANALAMANGA	345	144	72	561	413	122
ANALANJIROFO	19	36	50	105	38	69
ANDROY	67	12	7	86	49	8
ANOSY	12	77	10	99	17	30
ATSIMO ANDREFANA	21	18	31	70	28	31
ATSIMO ATSIANANA	41	76	10	127	35	20
ATSIANANA	5	78	63	146	41	138
BETSIBOKA	0	0	0	0	0	20
BOENY	0	3	25	28	13	93
BONGOLAVA	6	20	81	107	32	206
DIANA	10	32	13	55	23	41
HAUTE MATSIATRA	240	250	60	550	320	80
IHOROMBE	17	30	13	60	29	23
ITASY	151	126	150	427	303	148
MENABE	18	35	43	96	56	55
MELAKY	0	0	0	0	0	0
SAVA	7	70	133	210	60	257
SOFIA	14	22	36	72	26	111

REGION	Scénario de référence			Scé Réf	Scé bas	Scé haut
	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total	Total	Total
VAKINANKARATRA	143	173	361	677	437	431
VATOVAVY FITOVINANY	106	111	28	245	85	37
Total Scénario Référence	1 425	1 425	1 420	4 270		
Total Scénario Bas	740	740	733		2 213	
Total Scénario Haut	2 345	2 345	2 341			7031

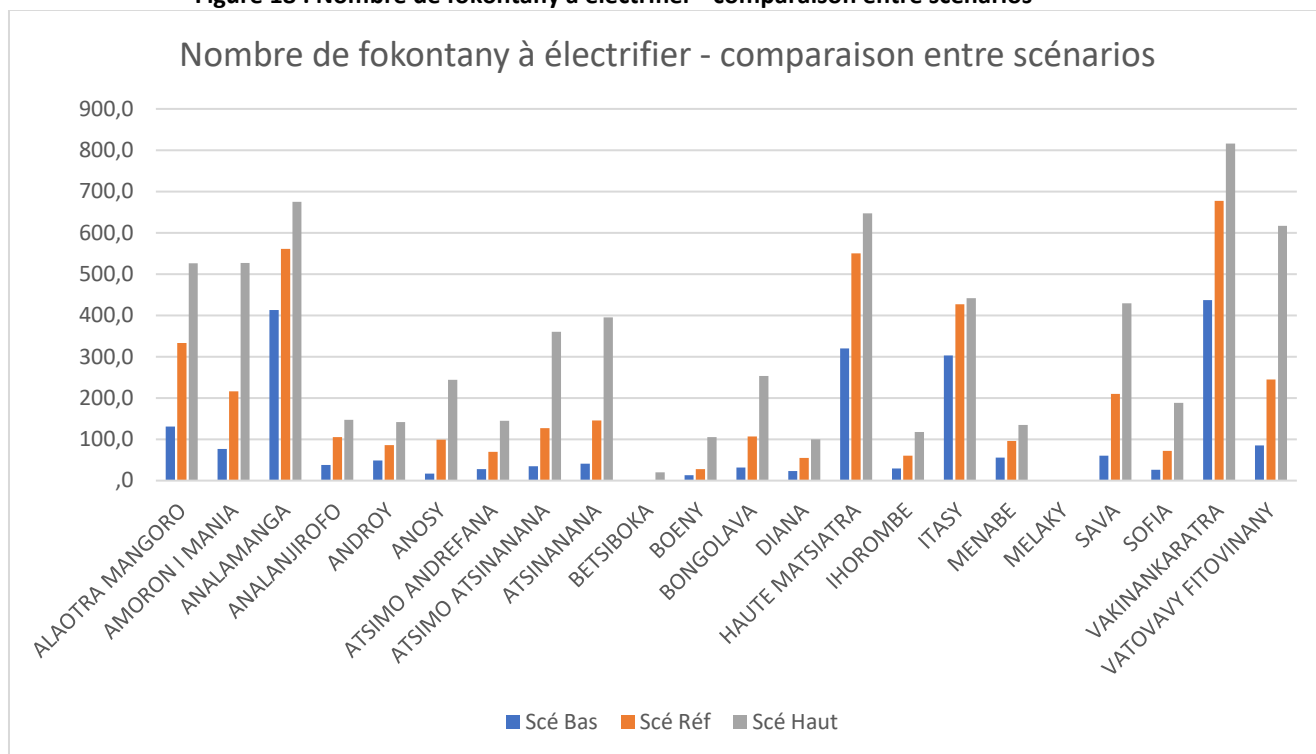
Toutes les régions sont concernées exceptée la région de Betsiboka pour laquelle aucun réseau MT significatif n'a été identifié pour servir de base à une possible extension.

Figure 17 : Répartition des fokontany à électrifier par période quinquennale-Scénario de Référence



Ainsi sur les 5 premières années, l'effort se concentre sur les régions d'Analamanga, Haute Matsiatra, Amoroni Mania et Vakinankaratra. Sur la période 2026-2030, l'effort d'électrification est plus homogènement réparti (même si Haute Matsiatra reste prédominant). Sur les 5 dernières années, c'est dans la région de Vakinankaratra que l'effort est le plus important.

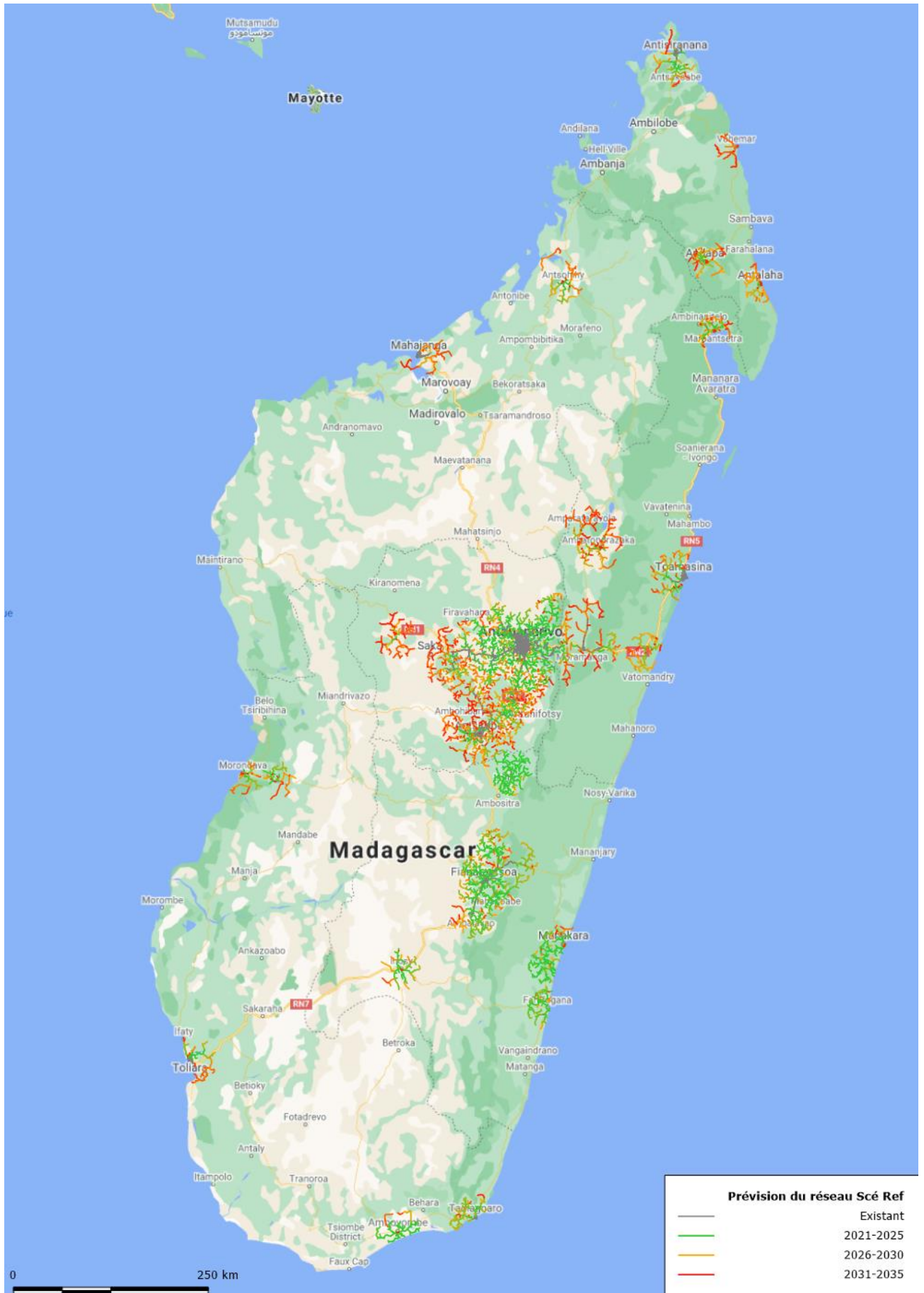
Figure 18 : Nombre de fokontany à électrifier - comparaison entre scénarios



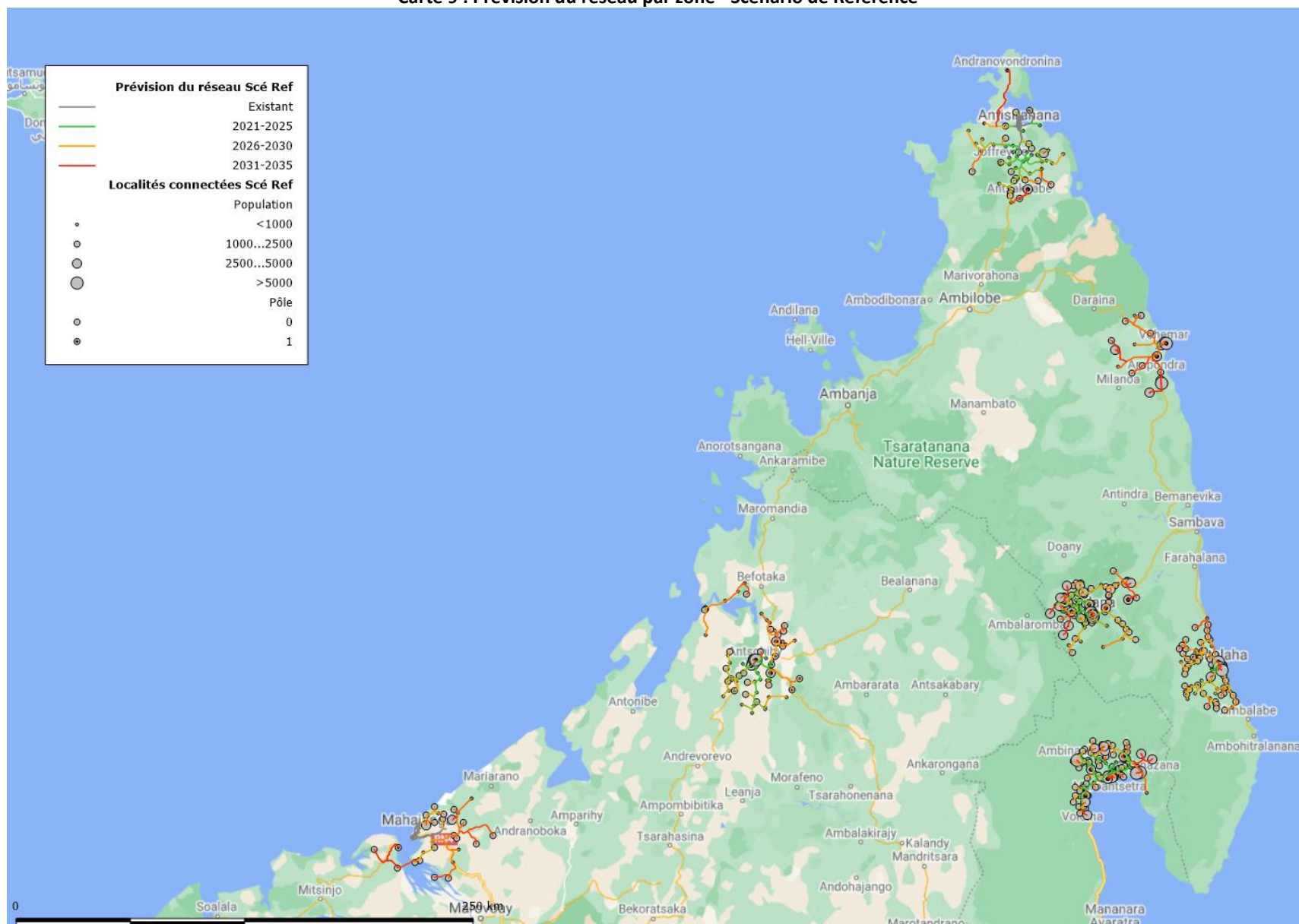
Ainsi entre les divers scénarios, les régions qui voient la plus grande disparité de résultats sont Alaotra Mangoro, Amoron Mania, Atsimo Atsinanana, Atsinanana Sava et Vatovavy Fitovinany. Les cartes ci-après présentent les zones de délimitation de chaque scénario d'expansion ainsi que les cartes des extensions du réseau MT.

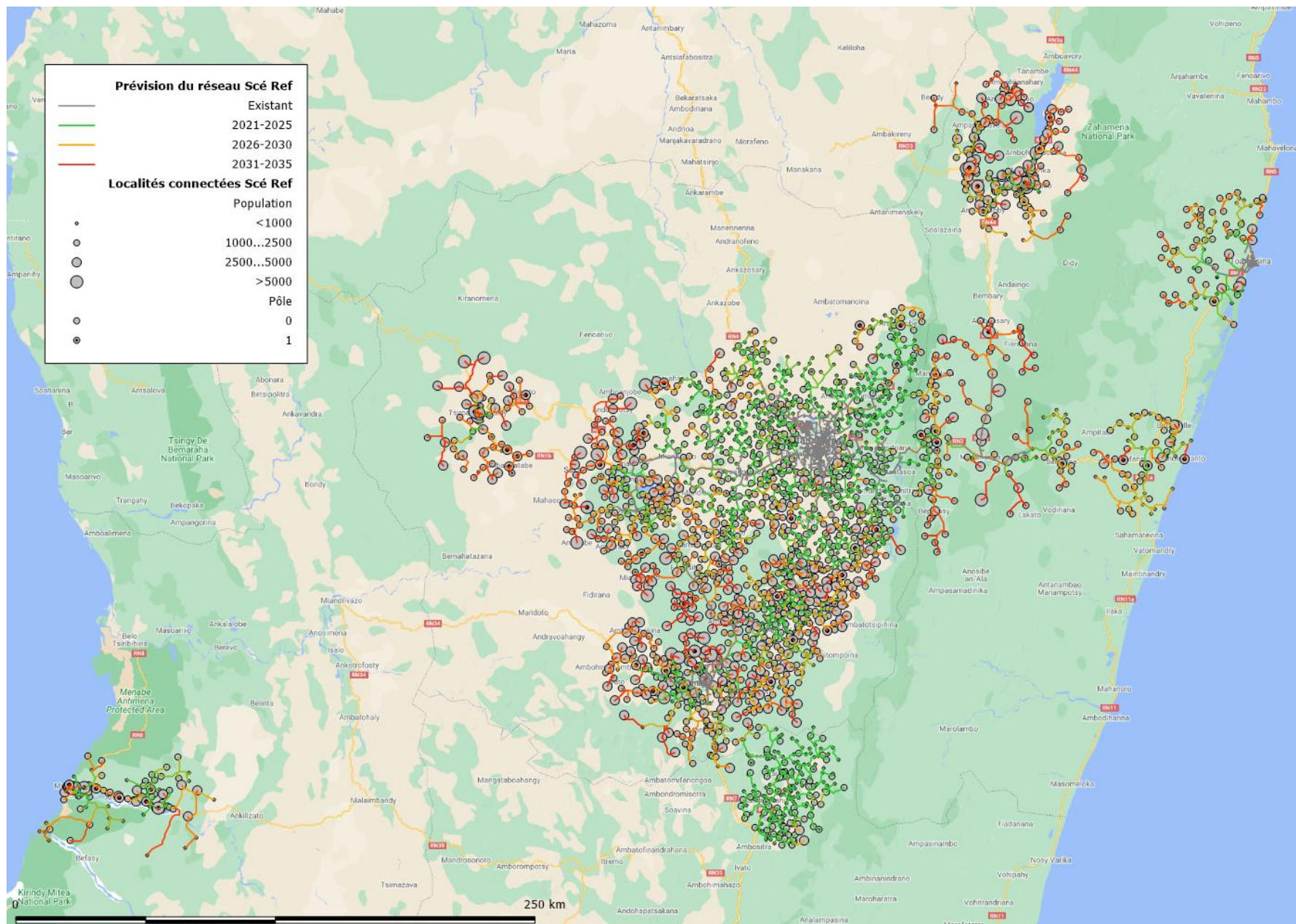
A noter que selon la stratégie d'électrification fixée et pour des raisons d'optimisation et faisabilité technique et économique, les extensions des réseaux existants ne pourront s'étendre pour connecter des petites îles secondaires environnantes de l'île principale de Madagascar. Par contre dans un souci d'optimisation de l'électrification à moindre coût, l'option de permettre au réseau de traverser les détroits reste possible comme nous pouvons l'observer sur le détroit de Mahajanga avec une connexion vers Katsepy.

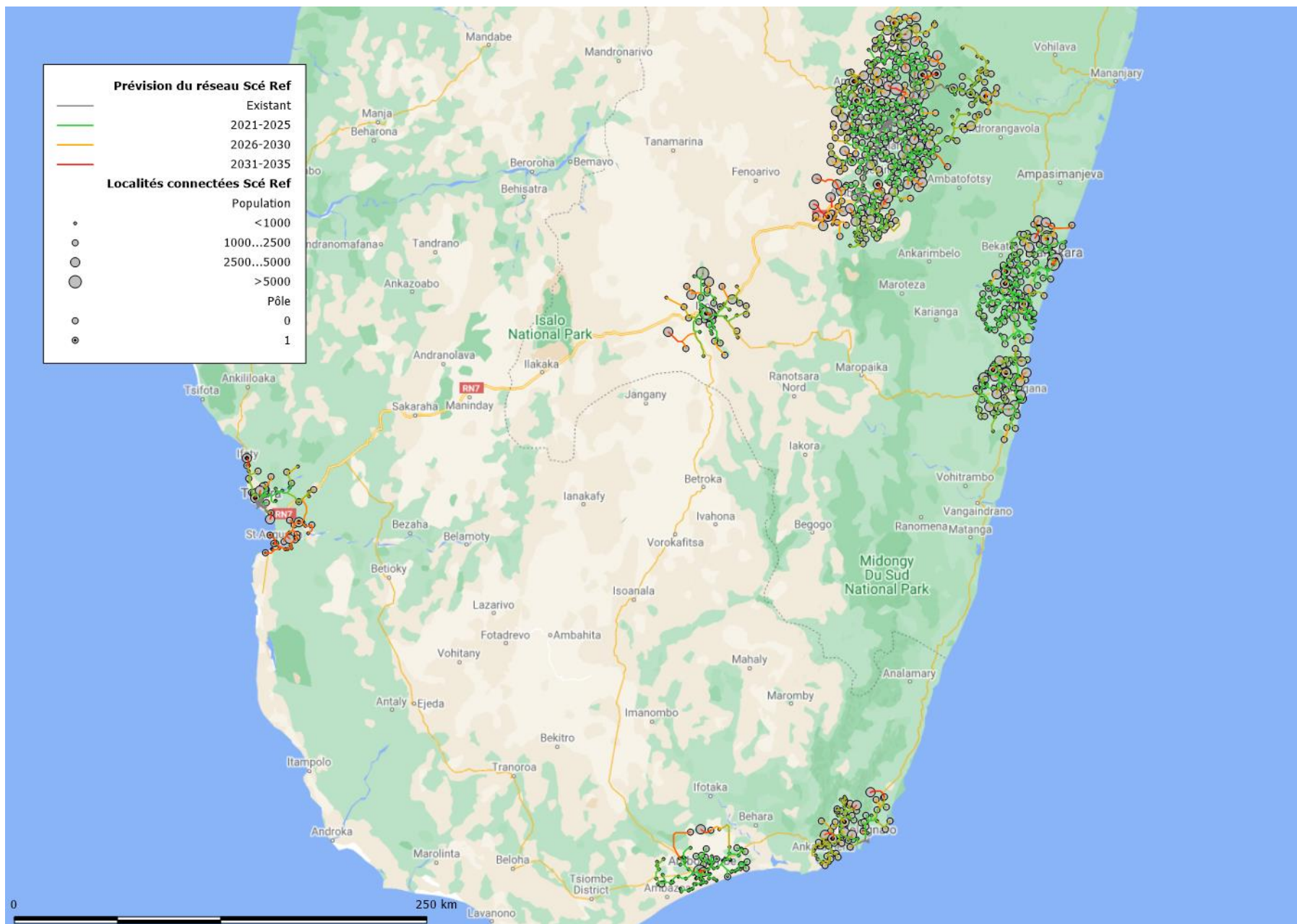
Carte 8 : Extensions du réseau MT - Scénario de Référence



Carte 9 : Prévion du réseau par zone - Scénario de Référence







6.3.2 Résultats en termes d'accès

Le tableau ci-dessous présente les résultats en termes de clients BT additionnels dans les fokontany bénéficiant d'extensions du réseau de distribution. Les résultats suivent une progression exponentielle car deux phénomènes de croissance se cumulent : (i) augmentation du taux de connexion à l'intérieur des fokontany nouvellement raccordé et (ii) raccordement chaque année de nouveaux fokontany. Ainsi en première année d'analyse, le nombre de clients BT additionnel est d'environ 5500, au bout de 5 ans ce nombre est multiplié par 10 pour atteindre 59 640 ; et par 100 au bout de 15 ans avec plus de 545 000 nouveaux clients.

L'objectif de la JIRAMA de connecter plus de 380 000 nouveaux clients BT d'ici à 2025 est donc couvert à 15% par les extensions MT.

Tableau 43 : Nombre de clients BT additionnels connectés par extension réseau

REGION	Scénario de Référence				Scénario Bas	Scénario Haut
	2021	2025	2030	2035	2035	2035
ALAO TRA MANGORO	126	952	6 250	41 877	8 789	128 861
AMORON I MANIA	482	6 453	14 744	22 404	4 062	114 411
ANALAMANGA	1 867	14 511	36 700	67 284	24 567	156 155
ANALANJIROFO	0	774	4 274	14 924	2 699	39 710
ANDROY	162	2 381	5 328	9 070	3 033	25 239
ANOSY	19	346	5 556	12 078	1 184	59 745
ATSIMO ANDREFANA	103	969	3 291	8 237	2 137	37 077
ATSIMO ATSIANANA	227	1 740	9 604	17 113	2 619	87 443
ATSIANANA	21	231	4 040	16 501	2 084	94 300
BETSIBOKA	0	0	0	0	0	2 927
BOENY	0	0	104	2 633	555	19 027
BONGOLAVA	38	200	1 523	12 938	2 058	60 688
DIANA	23	380	2 610	6 356	1 349	23 850
HAUTE MATSIATRA	1 160	11 735	43 543	79 286	23 115	186 651
IHOROMBE	80	807	3 792	8 276	2 117	30 481
ITASY	359	6 023	20 003	53 454	17 441	111 575
MENABE	58	804	4 229	13 759	4 350	37 149
MELAKY	0	0	0	0	0	0
SAVA	0	258	4 497	28 622	4 826	108 416
SOFIA	44	511	2 034	8 038	1 853	40 645
VAKINANKARATRA	605	6 252	22 672	90 892	28 091	218 770
VATOVAVY FITOVINANY	153	4 314	16 522	31 291	5 995	149 385
Total Scé. Référence	5 527	59 641	211 316	545 033		
Total Scé. Bas	1 295	14 143	52 514		142 924	
Total Scé. Haut	13 945	214 033	731 366			1 732 505

Figure 19 : Décomposition par région du nombre de clients issus des extensions du réseaux MT – scénario de référence

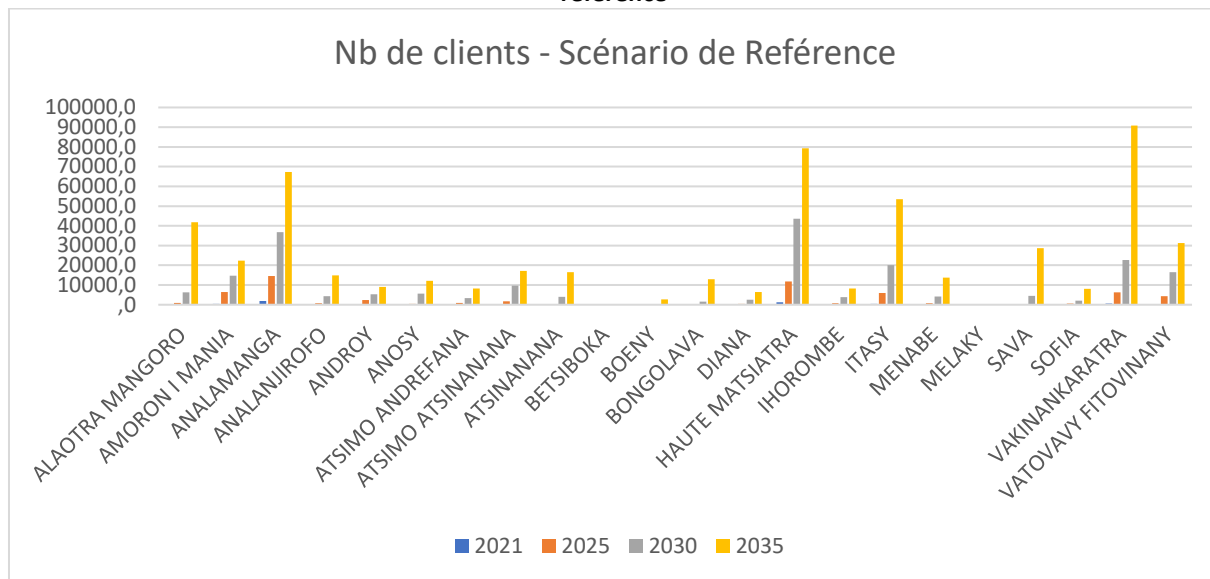
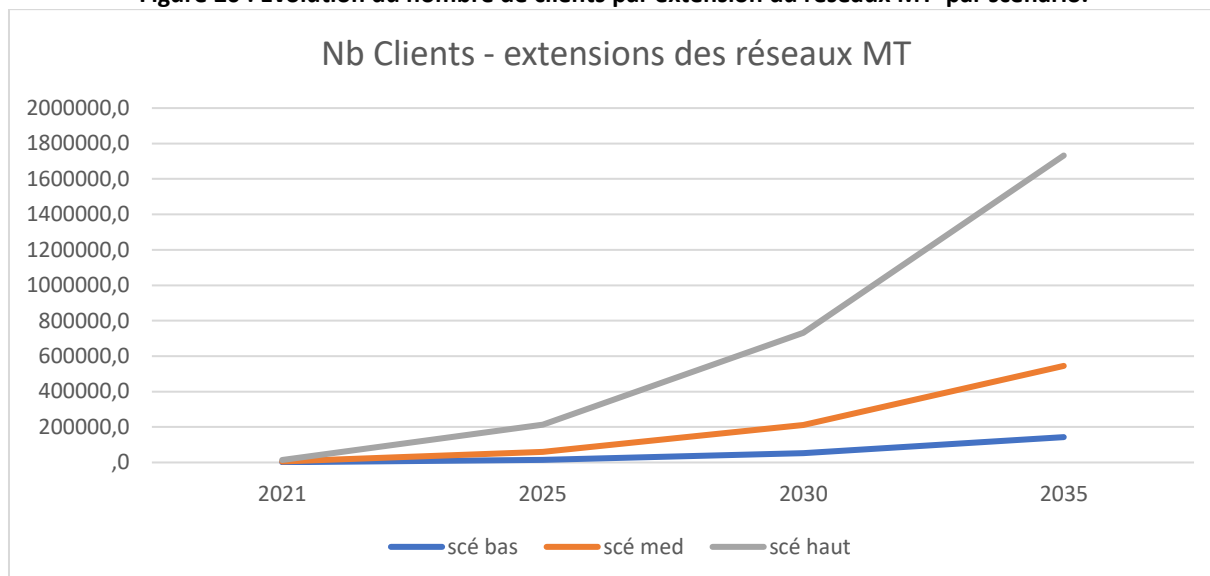


Figure 20 : Evolution du nombre de clients par extension du réseaux MT par scénario.



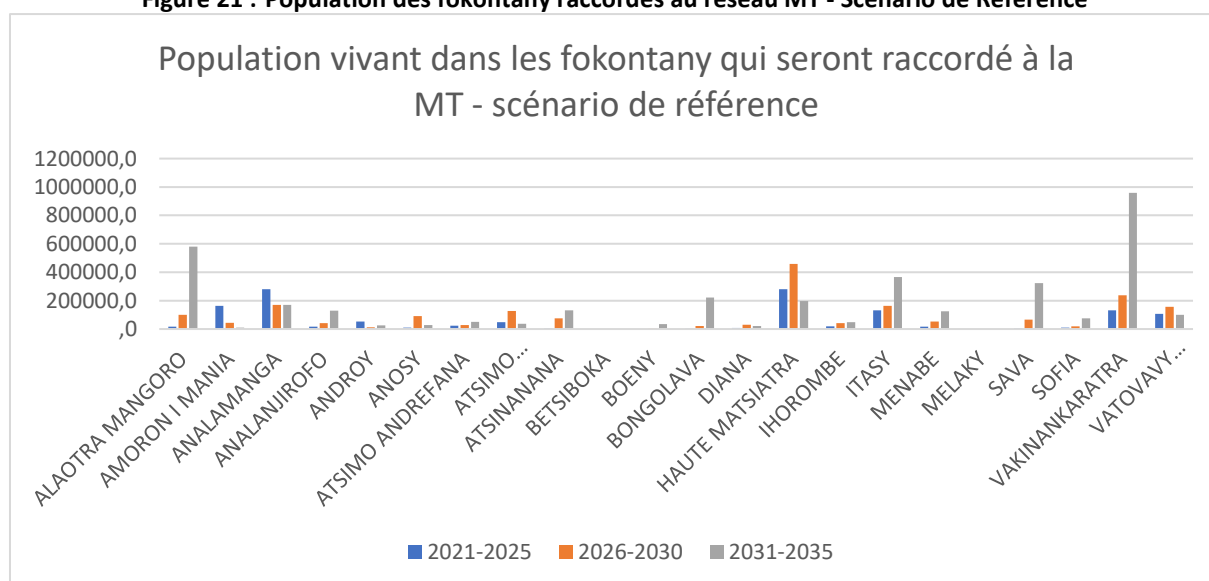
Les deux régions fournissant le plus d'abonnés BT sont Analamanga et Haute Matsiatra, et ce pour tous les scénarios étudiés. Le scénario Bas est environ 3 fois moins ambitieux que le scénario de référence en termes de nombre de clients connectés, le scénario de Référence étant lui-même trois fois moins ambitieux que le scénario Haut. Cette magnitude d'écart entre les scénarios s'explique par les hypothèses différenciées entre scénarios concernant (i) les taux de raccordement à l'intérieur des fokontany (respectivement 15% - 33% et 92% des ménages du centre du fokontany en année 5) et (ii) les zones d'extension des réseaux MT (limites à 10-25-50km).

Le tableau suivant présente l'évolution des populations vivant dans des fokontany électrifiées. La première colonne présente la population vivant dans des fokontany raccordées à des réseaux interconnectés (RIA, RIF, RIT) ou dans des fokontany où les mini-réseaux fournissent un service de qualité suffisante pour être assimilé au Tier1, à partir duquel nous avons fait l'hypothèse qu'il était possible d'étendre des réseaux MT.

Tableau 44 : Evolution de la population électrifiée (service Tier5) par région selon les scénarios

REGION	Population	Population additionnelle					
	2021	2025	2030	2035	Total Réf	Total Bas	Total Haut
ALAO TRA MANGORO	180 763	17 381	99 009	578 991	695 381	302 611	1 034 369
AMORON I MANIA	45 708	162 357	44 007	9 890	216 254	66 629	673 833
ANALAMANGA	2 872 659	279 901	169 233	170 120	619 254	423 444	799 318
ANALANJIROFO	94 617	16 707	40 909	129 355	186 971	70 579	253 928
ANDROY	27 883	53 059	13 081	24 613	90 753	60 175	133 979
ANOSY	108 682	8 914	91 463	28 691	129 068	27 720	311 040
ATSIMO ANDREFANA	222 592	22 627	27 577	51 288	101 492	46 275	203 501
ATSIMO ATSIANANA	48 346	48 505	127 515	35 861	211 881	61 757	533 105
ATSIANANA	445 630	4 247	74 483	132 102	210 832	67 187	529 017
BETSIBOKA	0	0	0	0	0	0	21 216
BOENY	294 431	0	2 403	35 297	37 700	21 044	165 548
BONGOLAVA	50 698	4 093	22 057	222 068	248 218	81 268	602 605
DIANA	266 561	6 620	29 995	21 338	57 953	22 629	113 960
HAUTE MATSIATRA	282 824	280 189	458 783	197 318	936 290	520 896	1 158 418
IHOROMBE	4 788	19 388	41 495	48 397	109 280	58 570	195 743
ITASY	238 517	132 317	162 293	367 054	661 664	424 571	706 551
MENABE	73 135	17 021	52 962	124 636	194 619	133 197	245 344
MELAKY	4 697	0	0	0	0	0	0
SAVA	156 927	5 763	66 290	323 318	395 371	173 055	691 558
SOFIA	20 324	10 314	19 986	75 742	106 042	60 114	260 914
VAKINANKA.	446 741	130 867	238 044	958 082	1 326 993	826 128	1 646 430
VATOVAVY FITOVINANY	75 174	107 804	157 491	99 172	364 467	137 952	821 734
Total Scé Réf	5 961 697	1 328 074	1 939 076	3 633 333	6 900 483		
Total Scé bas	5 961 697	668 428	970 736	1 946 637		3 585 801	
Total Scé haut	5 961 697	2 276 538	3 061 579	5 763 994			11 102 111

Figure 21 : Population des fokontany raccordés au réseau MT - Scénario de Référence



A chaque période quinquennale, la population nouvellement raccordée à des réseaux MT augmente, initialement de 1,3 puis de 1,9 et enfin de 3,6 millions de personnes pour totaliser 6.9 millions de personnes sur l'ensemble de la période de 15 ans étudiée. Ce niveau d'extension du scénario de référence permet de doubler le nombre de personnes vivant dans des fokontany électrifiés puisqu'en 2021, ils sont environ 5.9 Millions. Dans les scénarios Bas et Haut, l'augmentation est respectivement de 3,6 et 11,1 Millions. Ainsi comme présenté dans la figure ci-dessous, le taux d'accès à Madagascar (pour une qualité de service comparable au Tier1) passe de 22% à 47% dans le scénario de référence (dans le scénario Bas, ce taux atteint 35% et 63% dans le scénario Haut).

Figure 22 : Evolution du taux d'accès (service Tier5) pour le scénario de référence

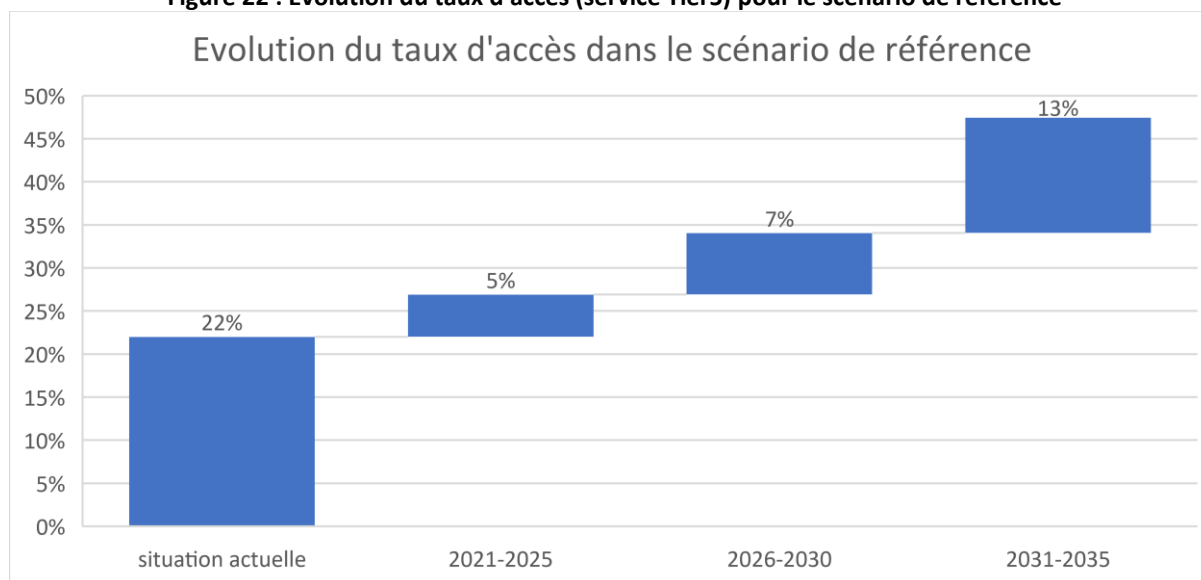
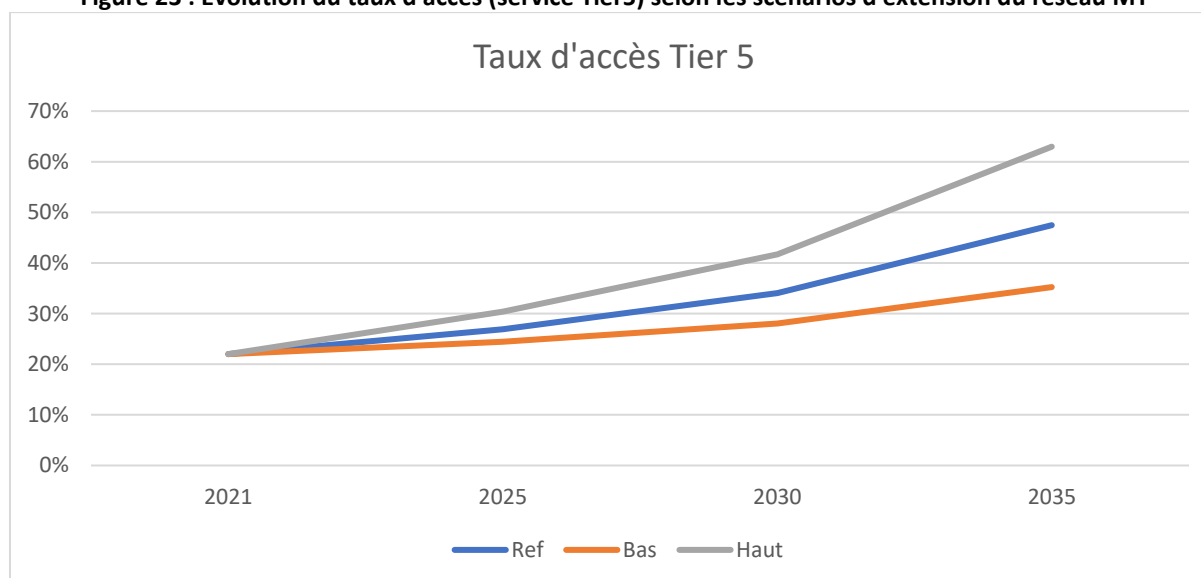


Figure 23 : Evolution du taux d'accès (service Tier5) selon les scénarios d'extension du réseau MT

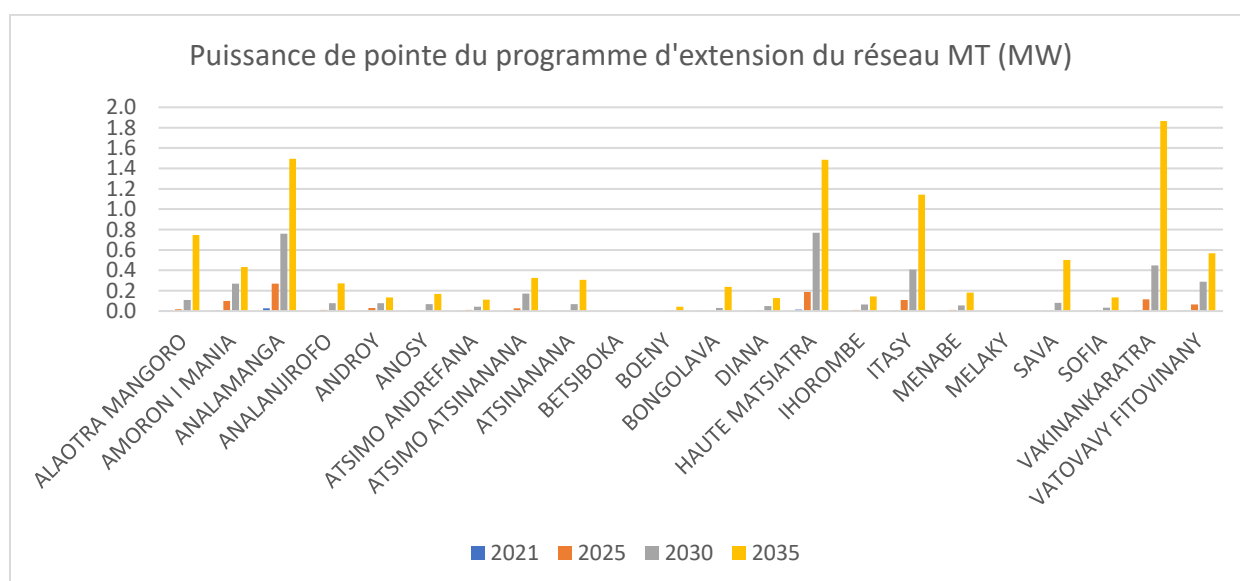


6.3.3 Impact en termes de pointe et demande d'électricité

L'impact du programme d'extension du réseau MT en termes de demande d'électricité est résumé dans les tableaux suivants : puissance de pointe et consommation d'énergie.

Tableau 45 : Puissance supplémentaire appelée par région selon les scénarios d'extension

Puissance (MW)	Scénario de référence				Scé. Bas	Scé. Haut
	2021	2025	2030	2035	2035	2035
ALAOTRA MANGORO	0,0	0,2	1,1	7,5	1,6	21,7
AMORON I MANIA	0,1	1,0	2,7	4,3	0,8	18,7
ANALAMANGA	0,3	2,7	7,6	15,0	5,6	32,0
ANALANJIROFO	0,0	0,1	0,8	2,7	0,5	6,8
ANDROY	0,0	0,3	0,8	1,3	0,5	3,4
ANOSY	0,0	0,0	0,7	1,7	0,2	7,5
ATSIMO ANDREFANA	0,0	0,1	0,4	1,1	0,3	4,6
ATSIMO ATSIANANA	0,0	0,3	1,7	3,3	0,5	14,5
ATSIANANA	0,0	0,0	0,7	3,1	0,4	16,5
BETSIBOKA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
BOENY	0,0	0,0	0,0	0,4	0,1	2,5
BONGOLAVA	0,0	0,0	0,3	2,4	0,4	10,6
DIANA	0,0	0,1	0,5	1,3	0,3	4,1
HAUTE MATSIATRA	0,1	1,9	7,7	14,9	4,6	30,3
IHOROMBE	0,0	0,1	0,7	1,4	0,4	4,7
ITASY	0,1	1,1	4,1	11,4	3,8	22,2
MENABE	0,0	0,1	0,5	1,8	0,6	4,4
MELAKY	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SAVA	0,0	0,0	0,8	5,0	0,8	17,6
SOFIA	0,0	0,1	0,3	1,3	0,3	5,9
VAKINANKARATRA	0,1	1,2	4,5	18,6	5,9	41,4
VATOVAVY FITOVINANY	0,0	0,6	2,9	5,7	1,1	24,0
Total Scénario de Référence	0,8	10,0	38,7	104,3		
Total Scénario Bas	0,2	2,4	10,0		28,7	
Total Scénario Haut	1,9	32,3	117,2			293,7



On constate que 6 des 22 régions voient leur appel à la pointe augmenter de façon significative (plus que 5 MW) : Alaotra Mangoro, Analamanga, Haute Matsiatra, Itasy, Vakinankaratra et Vatovavy Fitovinany. Tout comme pour le nombre de clients BT, les scénarios Bas et Haut sont respectivement 3 fois plus faible et plus élevés que le scénario de Référence. Ces niveaux de demande supplémentaire

sont assez limités, même dans le scénario de Demande Haut à l'horizon 5 ou 10 ans : entre +5 et +10 MW par région. A l'échelle nationale et à l'horizon de 15 ans, l'augmentation de la demande est importante, elle est estimée autour de 104 MW.

Tableau 46 : Demande supplémentaire appelée par région selon les scénarios d'extension

Demande (MWh/an) REGION	Scénario de référence				Scé. Bas	Scé. Haut
	2021	2025	2030	2035	2035	2035
ALAOIRA MANGORO	93	1 031	6 435	44 501	9 838	114 854
AMORON I MANIA	257	5 251	14 794	23 038	4 747	87 461
ANALAMANGA	1 256	14 365	42 112	82 168	32 504	154 825
ANALANJIROFO	0	672	4 544	15 740	2 998	35 020
ANDROY	92	2 081	5 555	9 411	3 387	21 839
ANOSY	11	256	4 563	11 546	1 171	45 581
ATSIMO ANDREFANA	63	780	3 018	7 608	2 221	27 800
ATSIMO ATSINANANA	142	1 482	9 498	17 728	2 969	68 478
ATSINANANA	16	241	3 831	18 516	2 236	86 679
BETSIBOKA	0	0	0	0	0	2 562
BOENY	0	0	86	2 941	566	16 121
BONGOLAVA	26	208	1 649	12 263	2 096	49 393
DIANA	19	421	2 912	7 709	1 808	22 051
HAUTE MATSIATRA	664	10 257	42 157	79 611	25 808	141 195
IHOROMBE	47	648	3 496	7 546	2 072	21 459
ITASY	253	6 008	23 090	63 691	22 374	108 213
MENABE	31	695	3 726	11 799	3 916	26 311
MELAKY	0	0	0	0	0	0
SAVA	0	246	4 865	29 544	4 563	94 539
SOFIA	32	499	2 250	9 165	2 040	37 901
VAKINANKARATRA	420	6 411	25 197	101 971	33 783	197 881
VATOVAVY FITOVINANY	84	3 378	15 486	29 923	6 331	110 031
Total scénario de Référence	3 509	54 930	219 263	586 421		
Total scénario Bas	956	13 795	58 662		167 429	
Total scénario Haut	8 798	156 251	578 436			1 470 193

En termes de consommation énergétique, les conclusions sont logiquement similaires aux conclusions relatives à l'analyse de l'augmentation des appels de puissances : les 6 même régions d'Alaoira Mangoro, Analamanga, Haute Matsiatra, Itasy, Vakinankaratra et Vatovavy Fitovinany se démarquent. De façon similaire, on observe un facteur 3 entre les scénarios de Référence et les scénarios Bas et Haut.

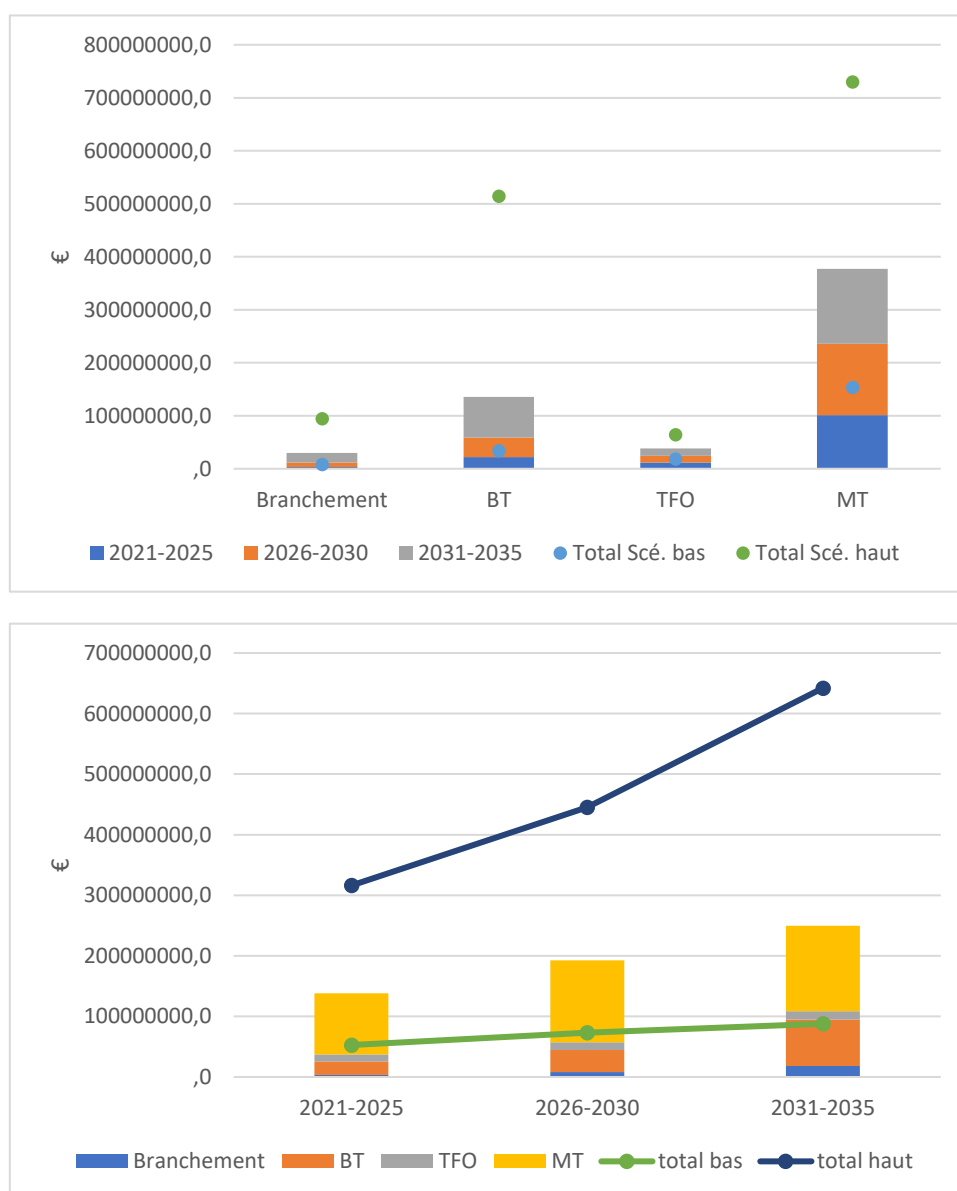
6.3.4 Niveaux d'investissement

Les tableaux ci-dessous présentent les niveaux d'investissement par catégorie, par période de 5 ans et par scénario

Tableau 47 : Investissement par catégorie, année et scénario – extensions du réseau

Investissement (€)	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total Scénario Référence
Branchements	3 255 513	8 279 203	18 215 993	29 750 710
Réseau BT	22 241 683	36 360 975	76 740 971	135 343 629
Transformateurs	11 666 594	12 801 747	13 720 524	38 188 865
Réseau MT	101 097 762	134 952 697	141 179 899	377 230 359
Total Scénario Référence	138 261 553	192 394 622	249 857 388	580 513 562
Total Scénario Bas	52 764 752	73 179 135	87 879 185	
Total Scénario Haut	316 196 948	445 231 969	642 109 624	

Figure 24 : Répartition des investissements (Euros) – Extensions des réseaux MT



La planification propose un effort d'investissement progressif sur chaque période quinquennale : 138 M€ sur les 5 premières années, puis 192 M€ et finalement 250 M€ dans le scénario de référence. Dans tous les scénarios et pour chaque période quinquennale, c'est l'investissement MT qui pèse le plus dans la répartition de l'investissement global : 65%, suivi par la BT (23%) le branchements et les transformateurs ne représentent que 5% et 7% de l'investissement total.

Tout comme pour les autres types d'indicateur, on trouve un rapport proche de 3 entre les investissements totaux des scénarios de référence et bas, et entre les scénarios de référence et haut. Sont présentés en annexe les tableaux détaillant l'investissement total par client (pour le total des clients de l'année 2035) : il est de 1065 €/client dans le scénario de référence et respectivement 1496 €/client et 810 €/client pour les scénarios Bas et Haut.

En terme d'investissement par fokontany électrifié, il faut compter entre 134k€/fokontany dans le scénario de référence et respectivement 96 – 200 k€/fokontany dans les scénarios Bas et Haut. Les résultats par catégorie et région sont également présentés en annexe.

6.4 Développement de Mini Réseaux

6.4.1 Projets en Hydroélectricité

L'évaluation de la ressource hydroélectrique de Madagascar a été principalement réalisée lors de l'étude SHER-Artelia en 2017. L'Atlas issu de cette étude a été utilisé afin d'identifier les potentiels exploitables pour développer l'électrification rurale du pays.

Dans un objectif d'électrification et d'accès, seuls les sites de moins de 2,5 MW ont été retenus pour la constitution de mini-réseaux. Au-delà de ces puissances, les sites sont très généralement développés, non plus pour fournir de l'accès aux populations environnantes, mais en mode injection sur le réseau interconnecté.

Afin de pouvoir étudier la pertinence de chaque site hydro en planification et identifier des opportunités de développement de mini-réseaux hydro à partir de la méthodologie GEOSIM, un certain nombre de données d'entrée sont nécessaires, à savoir :

1/ La puissance nominale & Puissance minimale/garantie

Ces données sont fournies dans l'atlas néanmoins l'étude a considéré 80% de la puissance indiquée dans l'atlas hydro afin de tenir du rendement des équipement électromécaniques⁹

2/ L'investissement de la centrale hydro

Les valeurs suivantes ont été utilisées pour calculer une valeur moyenne d'investissement selon la puissance installée

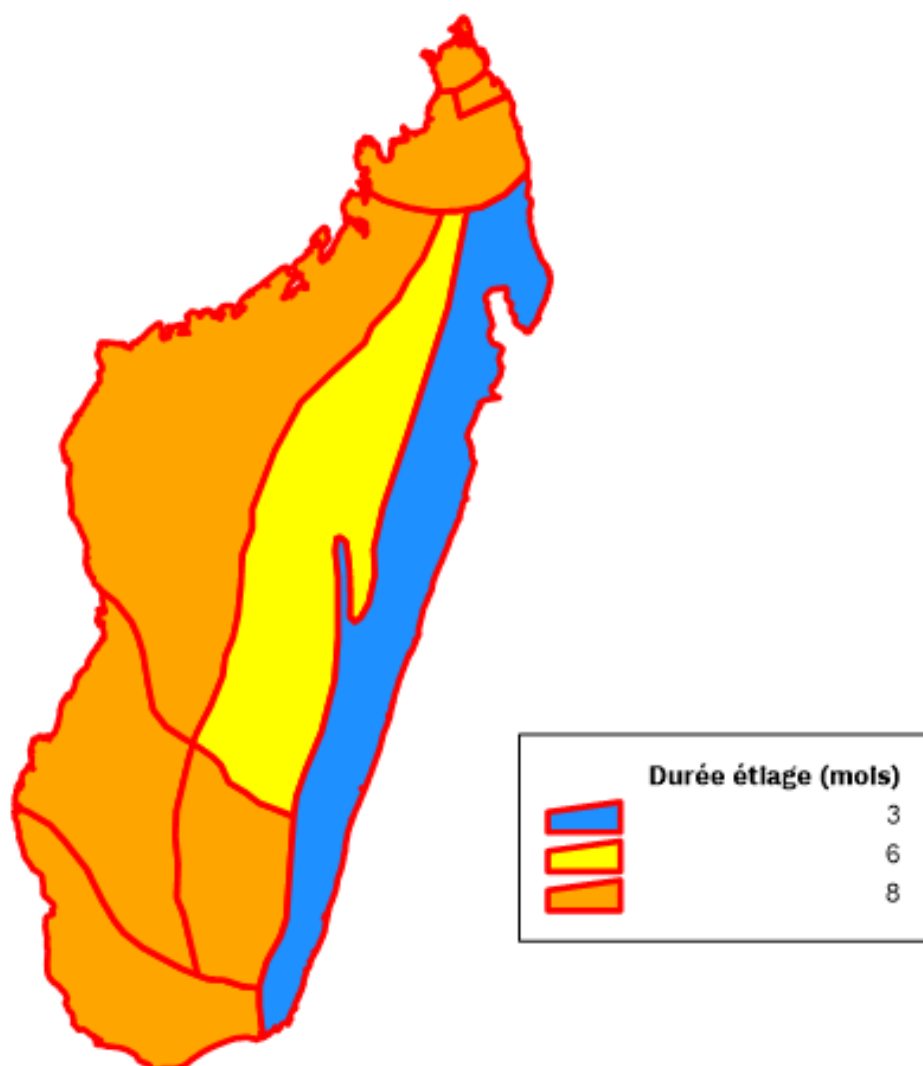
- 0-200 kW : 3000€/kW
- 200-500kW : 2500€/kW
- 500-2500kW : 2000€/kW

3/ La saisonnalité de la production

A partir de la localisation des sites hydro et de la carte de durée moyenne des étiages (cf. carte ci-dessous), les données de période d'étiage et de productible ont pu être déterminée pour chaque site.
Productible = $P_{min} * 365 * 24 + (P_{nom} - P_{min}) * (1 - NbMoisEtiage / 12) * 65\% * 365 * 24$

⁹ Les données contenues dans la base de l'atlas présentent la puissance comme directeur la hauteur de chute multipliée par le débit sans tenir compte des rendements des turbines.

Carte 10 : Zone de Madagascar selon la durée moyenne de l'étiage



Trois scénarios de développement des sites hydro ont été retenus :

Scénario	Distance au réseau MT	Rayon d'action pour le raccordement de fokontany où l'interconnexion à des réseaux MT existant
Bas	>10km	<10km
Référence	>25km	<25km
Haut	>50km	<50km

Ainsi dans le scénario de référence, les sites à moins de 25 km du réseau MT existants ne sont pas retenus car les fokontany à proximité de ces sites doivent être électrifiés par extension des réseaux MT de la JIRAMA. Pour les autres sites, tous les fokontany à moins de 25 km peuvent être raccordés à ce site hydro si le raccordement de ce fokontany rentre dans l'optimisation économique¹⁰. De plus si le site est compris entre 25 et 50 du réseau MT existant, une interconnexion aux réseaux JIRAMA est

¹⁰ Si le raccordement d'un fokontany donné fait baisser le coût actualisé de l'énergie du projet, ce fokontany est retenu, sinon il est exclu du mini-réseau. GEOSIM évalue les gains de raccordement d'un fokontany supplémentaire (énergie placée supplémentaire) par rapport aux coûts (extension du réseau MT, réseau de distribution dans ce fokontany) et ne garde le fokontany dans la liste des fokontany du mini-réseau que si les gains sont supérieurs aux coûts sur la durée du projet (c'est-à-dire si le coût actualisé diminue)

simulée afin que le site puisse évacuer un éventuel surplus d'énergie produit en saison des pluies, et importer des réseaux JIRAMA de l'énergie en défaut en période d'étiage¹¹.

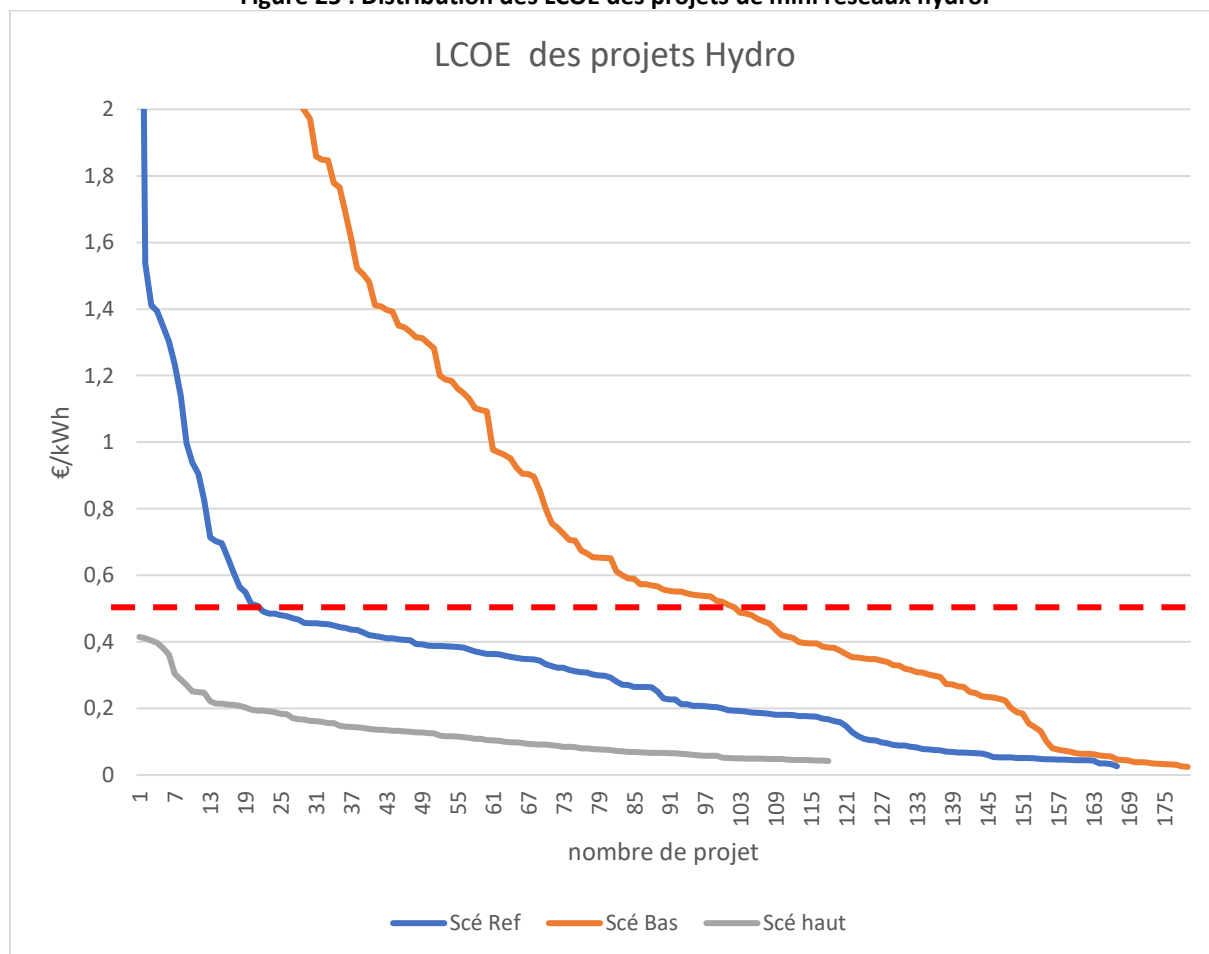
Les cartes en annexe présentent la localisation des sites hydro ainsi que les caractéristiques de ces sites.

L'algorithme d'optimisation à moindre coût de GEOSIM identifie, pour chaque potentiel hydro, le mini réseau le plus adapté en termes de coût au kWh selon les points de charges (ou fokontany) environnant le site considéré. Le critère d'optimisation est le coût actualisé du kWh (LCOE : Levelized Cost of Electricity) calculé sur une période de 20 ans sur la base de l'énergie pouvant être placée sur le mini réseau et des coûts d'investissement et de maintenance sur la période.

L'interconnexion de la grappe constituée, à un réseau interconnecté ou isolé de la JIRAMA est également évaluée dans le cas d'une proximité géographique permettant ainsi au développeur éventuel du site d'injecter un excès d'énergie et de s'affranchir d'un groupe Diesel de sécurité. Les coûts d'achat et vente de l'électricité du réseau ou de génération diesel sont intégrés dans le LCOE.

Selon le modèle de prévision de la demande utilisé et la zone de développement considérée selon le scénario, on obtient ainsi des résultats parfois très différents. Le graphique ci-dessous présente la distribution des mini-réseaux en fonction de leur LCOE.

Figure 25 : Distribution des LCOE des projets de mini réseaux hydro.



¹¹ Comme pour l'algorithme d'évaluation des bénéfices/coûts du raccordement des fokontany, l'alternative d'interconnexion au réseau MT de la JIRAMA par rapport au mode isolé est évalué. L'option d'interconnexion au réseau MT de la JIRAMA n'est conservé que si le coût actualisé du projet est plus bas que le fonctionnement en mode isolé.

Le résultat de l'étude montre que lorsque le réseau est plus développé, il offre de possibilités importantes aux développeurs de projets hydro de se connecter au réseau et ainsi rentabiliser les investissements en injectant les surplus d'énergie produits.

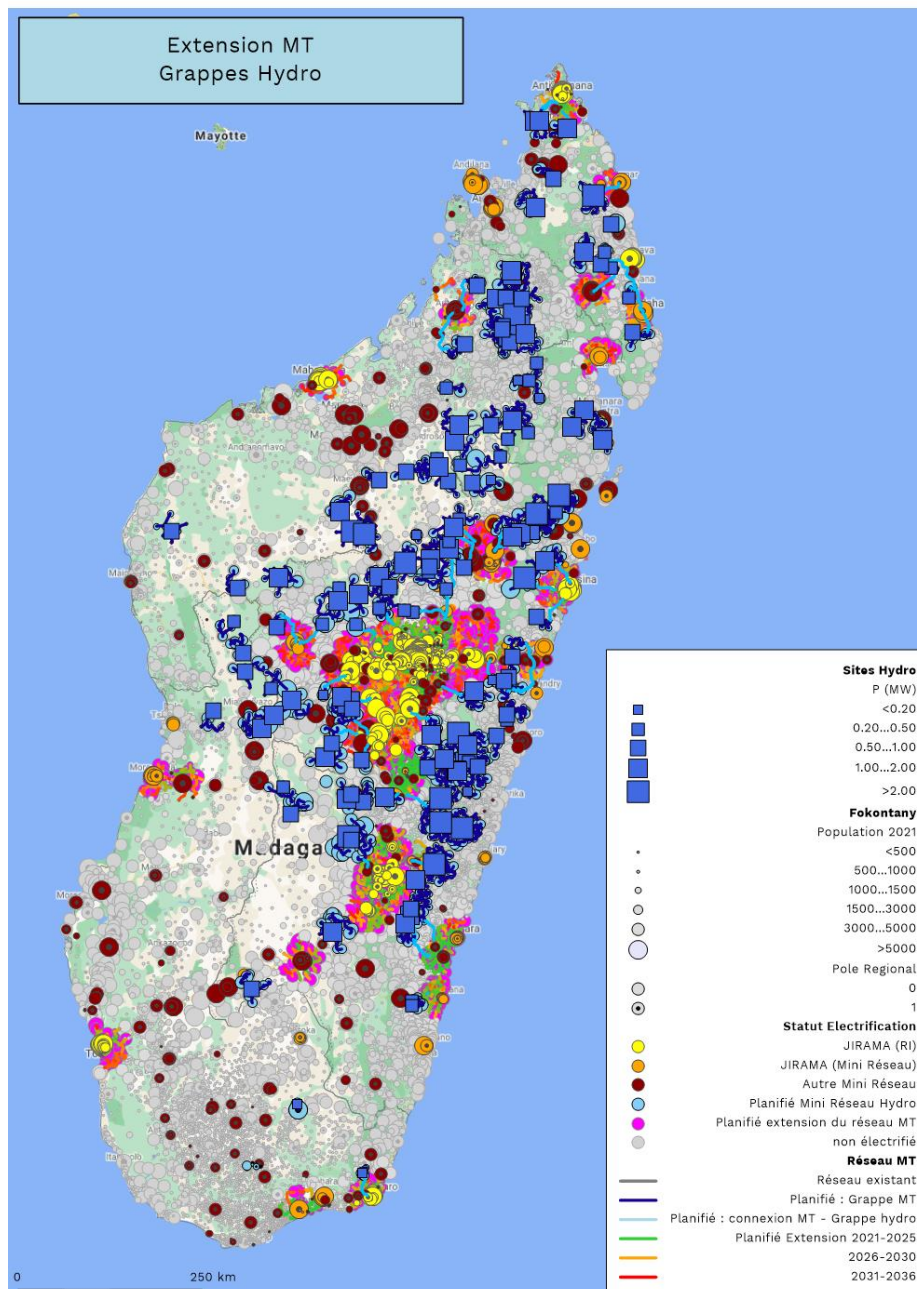
Par ailleurs, un certain nombre de projets présentent un LCOE extrêmement élevé. Même si des études plus approfondies pourraient changer quelque peu les résultats, ce constat est souvent dû au manque de demande énergétique environnante par rapport à la capacité disponible afin de placer toute l'énergie pouvant être produite. Ces projets présentent donc un risque important pour le développeur en termes d'investissement et ne seront pas rentables à court ou moyen terme.

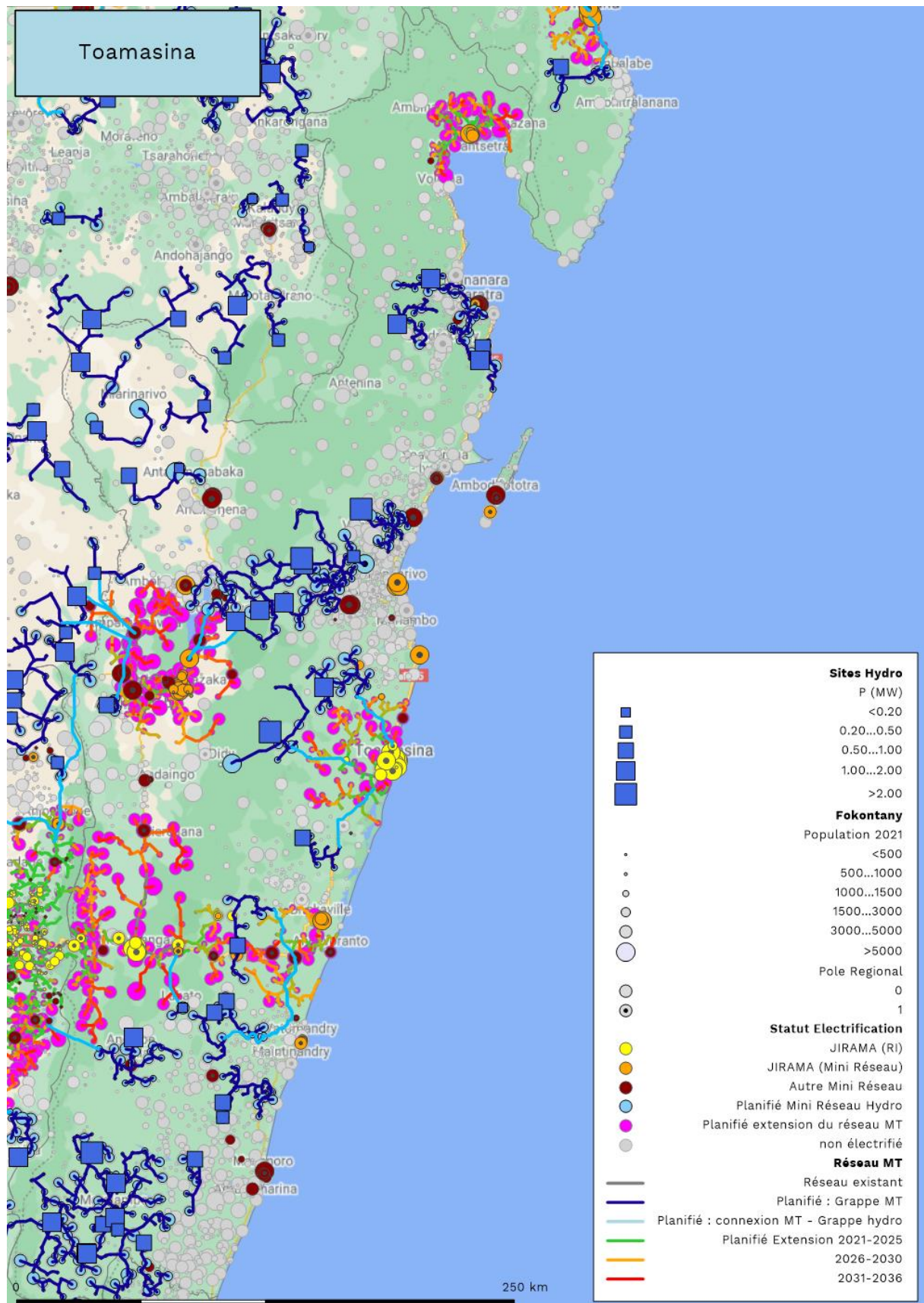
Un seuil de 0.5€/MWh est ainsi fixé afin de sélectionner les projets Hydro présentant un intérêt économique et donc possiblement viable pour un développement futur. Une étude de faisabilité avec des données de terrain, devra nécessairement valider l'intérêt économique des sites.

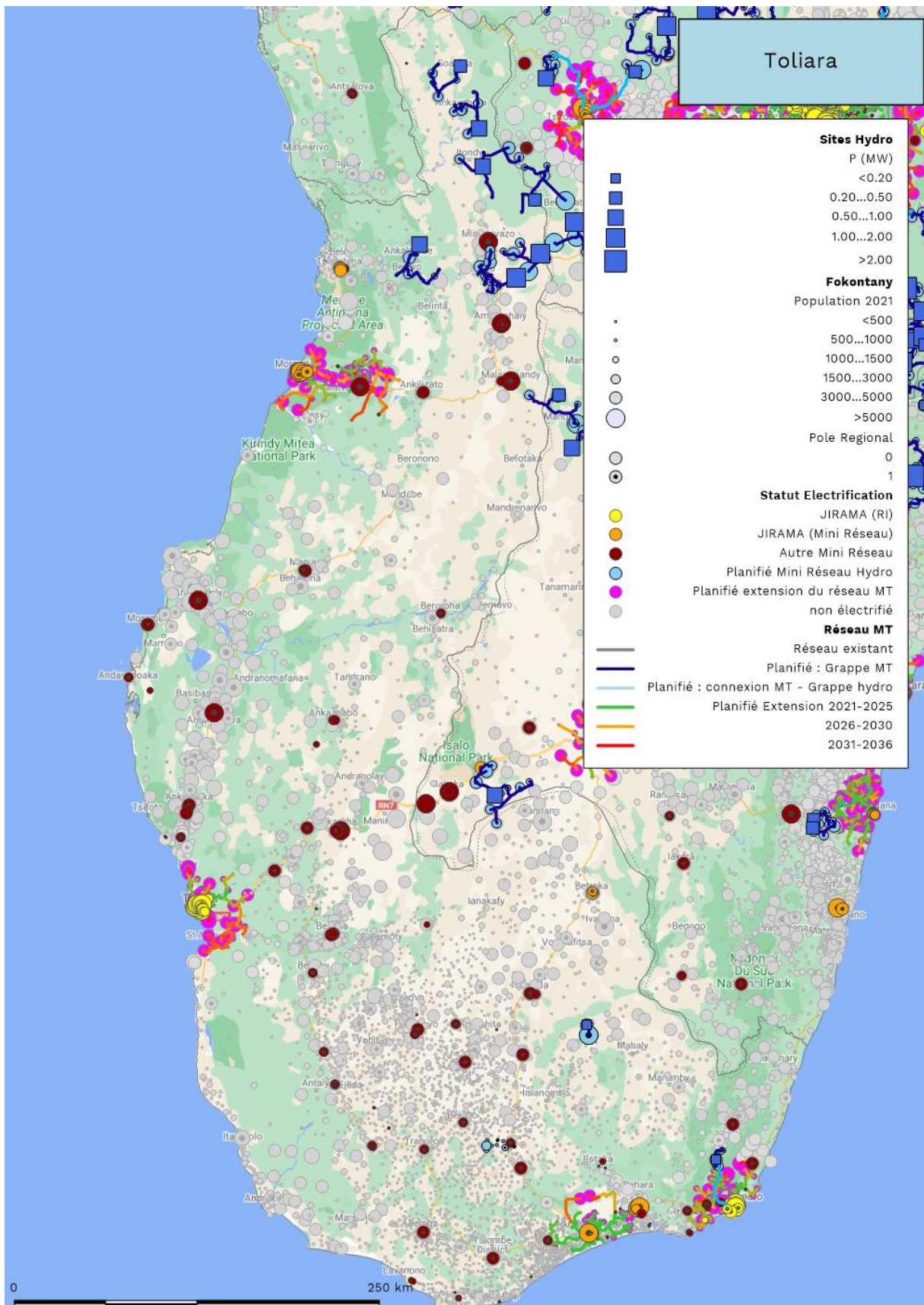
La moitié (plus de 55%) des sites sont ainsi éliminés dans le scénario bas mais seulement 11% dans le scénario de référence. Le scénario haut quant à lui, bien que présentant moins de projets offre de meilleures perspectives.

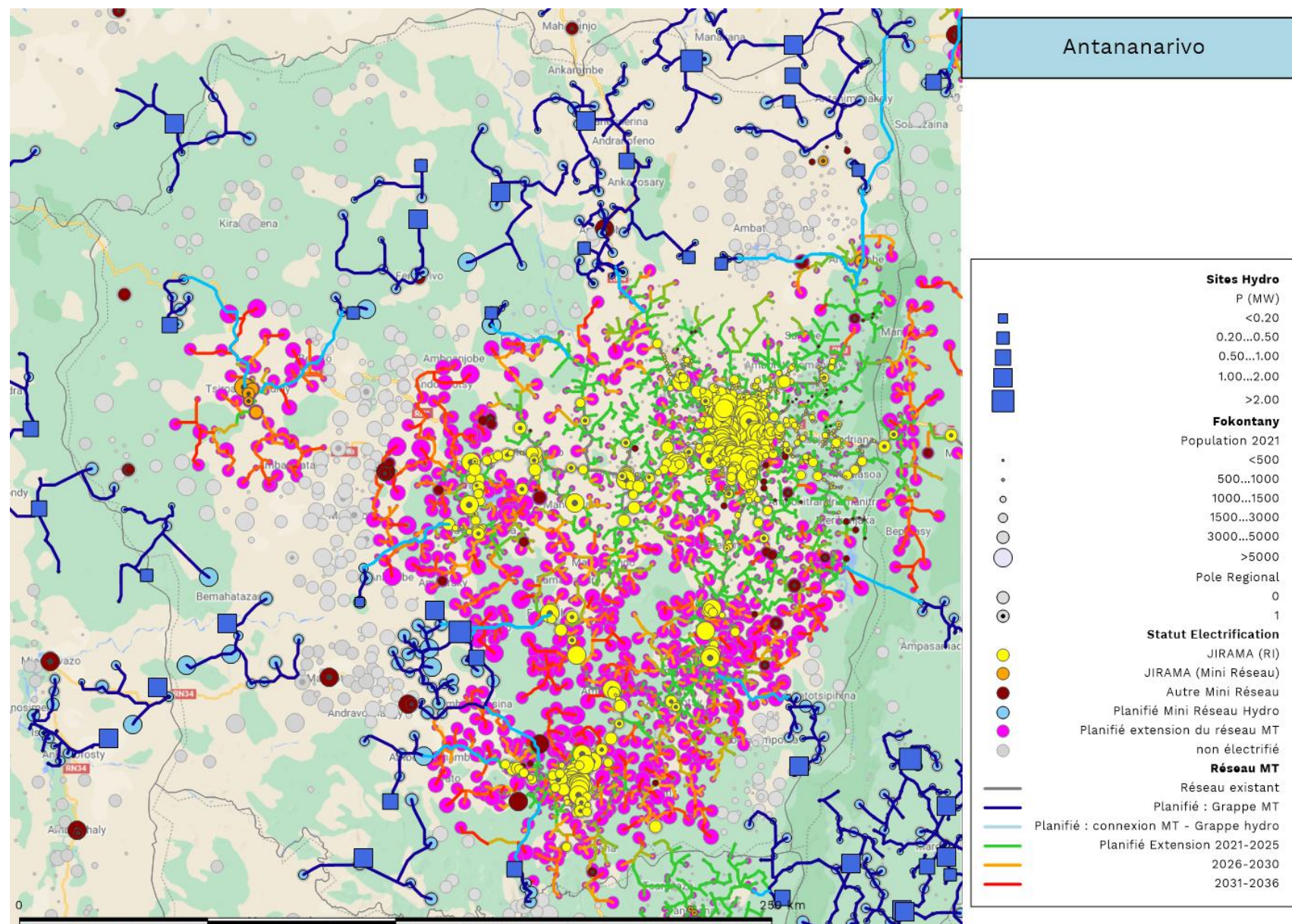
Les cartes ci-dessous présentent les mini-réseaux à moindre coût identifiés par GEOSIM :

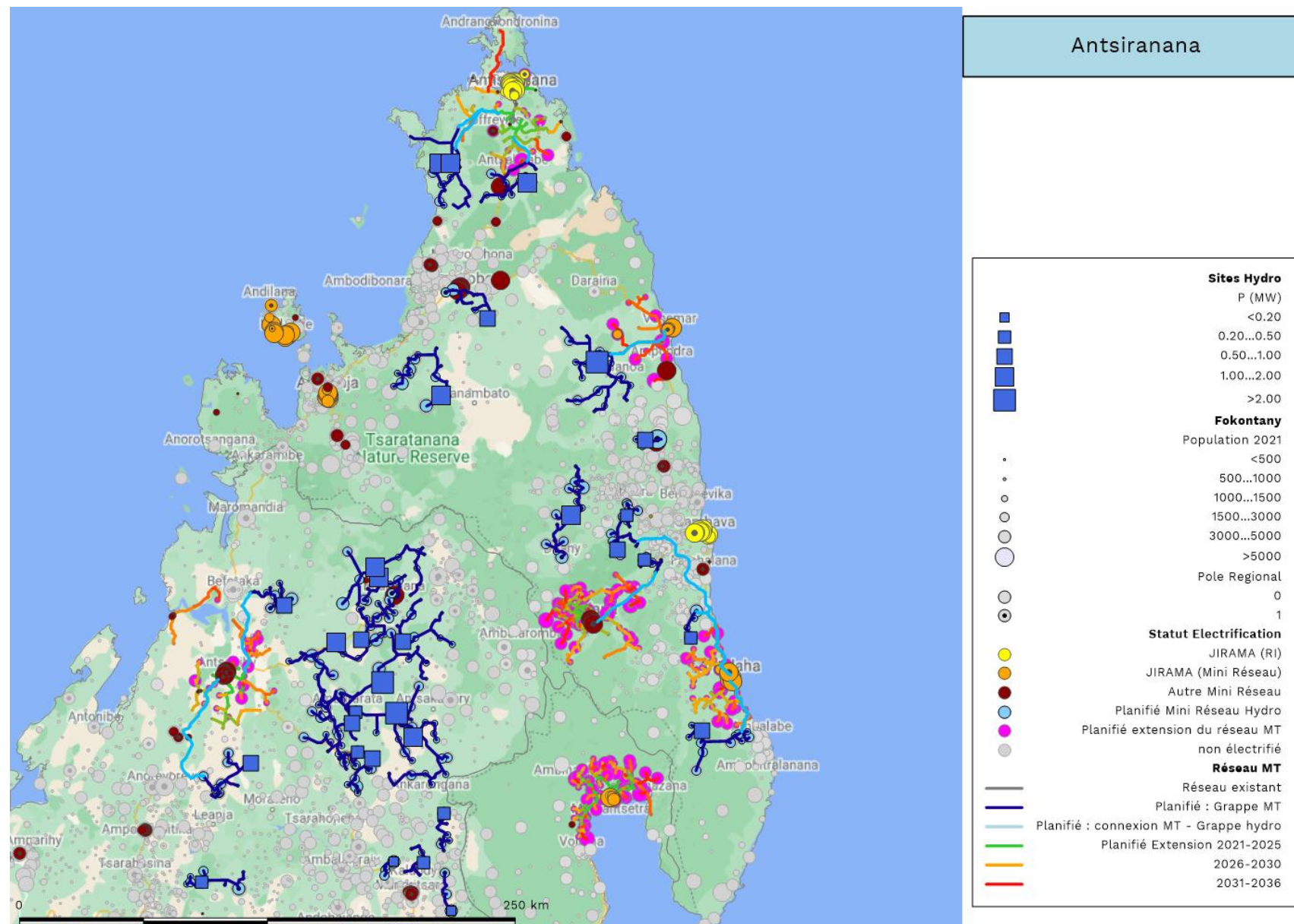
Carte 11 : Mini réseaux hydro & extension des réseaux MT (Scénario de Référence)

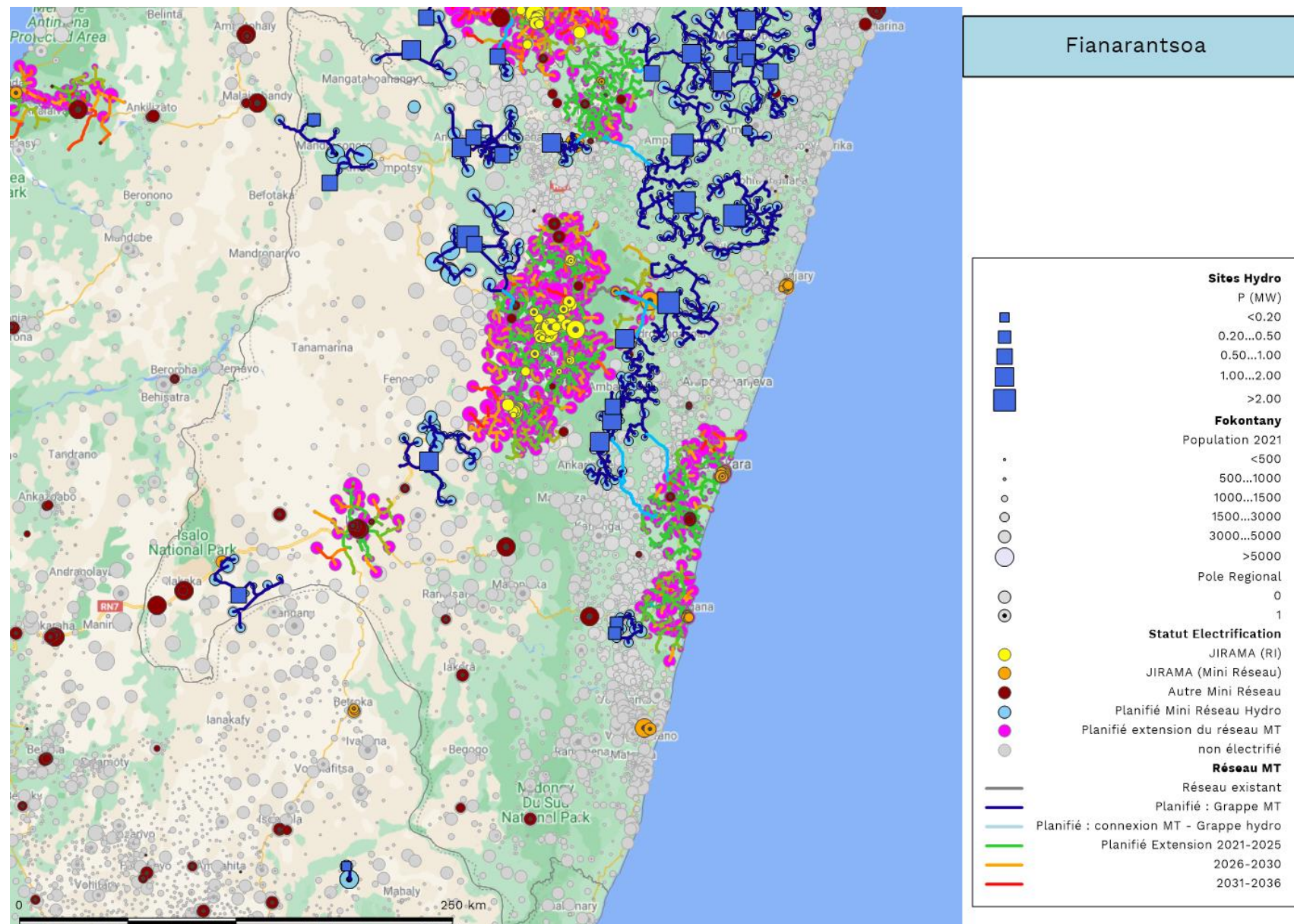


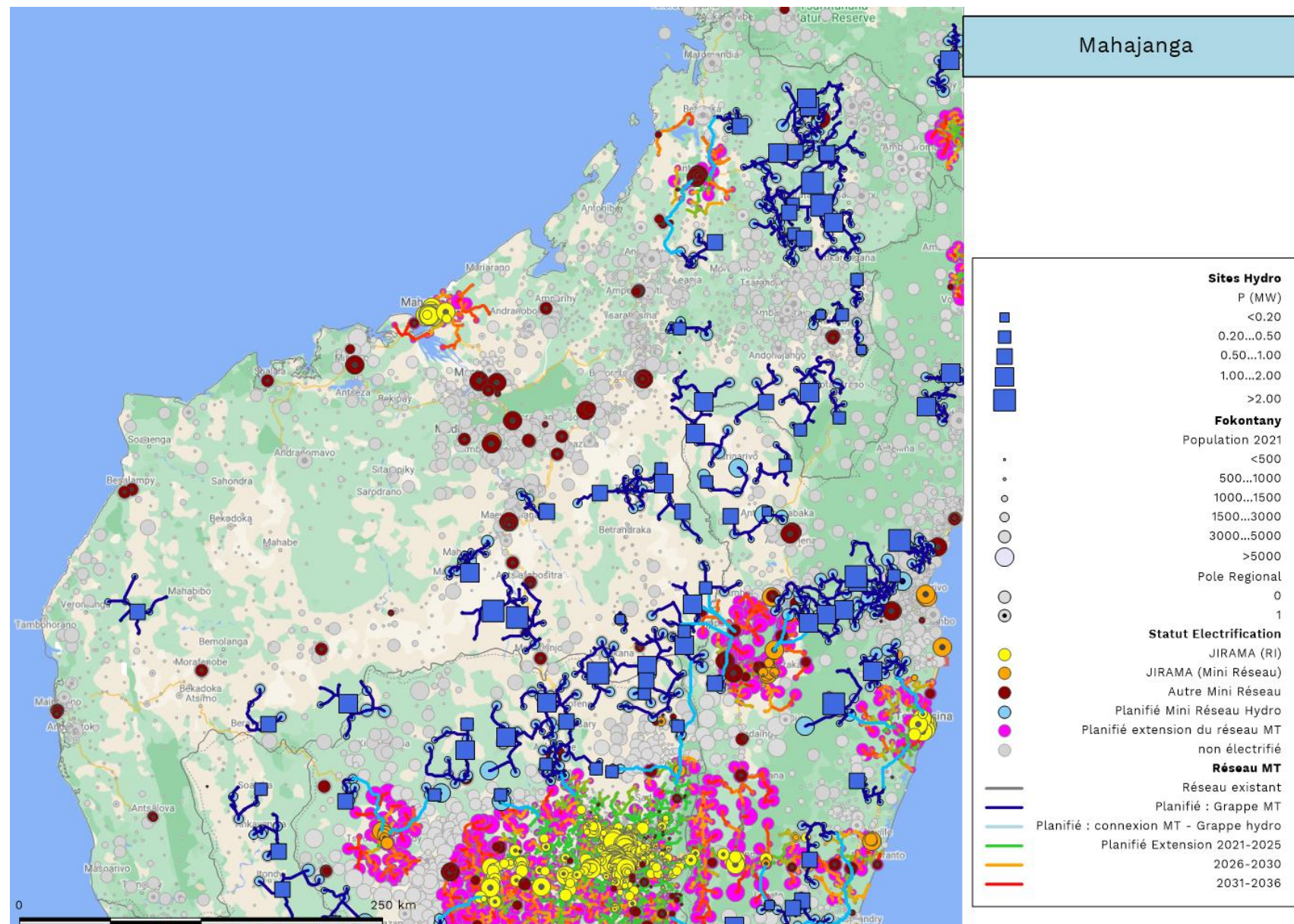












6.4.1.1 Quantitatifs matériels

Les tableaux ci-dessous présentent le nombre de mini réseaux à réaliser afin de valoriser le potentiel hydroélectrique de petite capacité de Madagascar pour augmenter les taux d'accès à l'électricité.

Tableau 48 : Nombre de grappes hydroélectriques & puissance installée

REGION	Nb de Mini-réseaux					Puissance installée hydro (MW)		
	Scénario de Référence			Autres Scénarios		Réf.	Bas	Haut
	Isolés	Connectés	Total	Bas	Haut			
Alaotra Mangoro	8	10	18	7	9	18,392	3,368	5,864
Amoron i Mania	8	3	11	5	10	15,72	6,816	13,848
Analamanga	7	4	11	7	7	10,208	3,72	10,752
Analanjirifo	8	1	9	4	9	12,608	3,44	13,08
Androy	0	0	0	0	0	0	0	0
Anosy	2	1	3	1	2	1,192	0,168	1,024
Atsimo								
Andrefana	0	0	0	0	1	0	0	0,224
Atsimo								
Atsinanana	0	2	2	2	0	0,68	0,68	0
Atsinanana	11	2	13	11	11	11,024	8,976	9,624
Betsiboka	9	2	11	1	10	12,96	0,152	10,152
Boeny	0	0	0	0	3	0	0	4,488
Bongolava	6	3	9	4	4	7,384	1,664	2,544
Diana	2	3	5	2	3	6,744	1,024	3,92
Haute Matsiatra	1	1	2	8	3	2,024	6,4	3,368
Ihorombe	0	0	0	1	0	0	0,336	0
Itasy	0	1	1	4	0	0,16	2,896	0
Melaky	2	0	2	0	4	1,376	0	4,328
Menabe	5	0	5	0	9	4,072	0	8,608
Sava	3	5	8	5	3	7,296	2,64	2,816
Sofia	21	2	23	7	26	20,312	3,576	25,032
Vakinankaratra	0	6	6	5	1	7,568	3,496	0,824
Vatovavy								
Fitovinany	2	5	7	3	3	9,336	2,928	4,752
TOTAL	95	51	146	77	118	149,056	52,28	125,248

Au total, 146 projets de mini-réseaux hydro pourraient être développés, dont 51 avec une interconnexion possible au réseau JIRAMA à proximité afin d'injecter l'excès d'énergie et baisser ainsi les coûts d'exploitation. Les 95 projets restants devraient être développés de manière isolée.

Dans les scénarios Bas et Haut, respectivement 77 et 118 grappes peuvent être construites. Le scénario Bas présentait initialement un nombre de grappe plus élevé car la zone d'extension du réseau MT est plus faible (10 km au lieu de 25 km dans le scénario de Référence) et donc offre plus d'espace géographique et donc d'opportunités au développement de potentiels à des fins d'électrification rurale.

Selon les scénarios, des nouvelles capacités de production entre 52 MW et 125 MW pourraient être développées. Les régions concentrant le potentiel le plus important sont Sofia et Alaotra Mangoro (20 et 18 MW).

A noter que les projets proposés doivent néanmoins faire l'objet d'études de faisabilité et économiques approfondies afin de juger de la pertinence économique et financière des projets.

Le tableau suivant présente le nombre de fokontany couverts et la quantité de réseaux MT à construire pour alimenter ces fokontany :

Tableau 49 : Nombre de fokontany couverts par des mini-réseaux hydro & longueur des réseaux à construire

REGION	Nb fokontany Par Scénario			Réseau MT (km) Par Scénario		
	Référence	Bas	Haut	Référence	Bas	Haut
Alaotra Mangoro	224	47	77	1758	192	2215
Amaron i Mania	223	90	89	1163	308	1637
Analamanga	102	44	83	911	236	1101
Analanjirifo	194	47	139	672	182	977
Androy	0	0	0	0	0	0
Anosy	15	8	9	160	14	310
Atsimo Andrefana	0	0	6	0	0	170
Atsimo Atsinanana	16	24	0	53	89	0
Atsinanana	187	128	144	930	498	1770
Betsiboka	89	5	88	699	22	1781
Boeny	0	0	40	0	0	479
Bongolava	50	16	22	653	129	629
Diana	60	12	30	409	79	493
Haute Matsiatra	31	56	40	229	355	674
Ihorombe	0	6	0	0	50	0
Itasy	2	32	0	53	156	0
Melaky	13	0	35	151	0	735
Menabe	52	0	78	313	0	1600
Sava	105	60	33	683	150	338
Sofia	237	60	249	1516	245	4720
Vakinankaratra	53	33	4	454	195	151
Vatovavy Fitovinany	233	46	83	1050	121	531
TOTAL Hydro	1 886	714	1 249	11856	3021	20312

Les projets décentralisés alimentés par des ressources hydroélectriques concernent 1866 fokontany dans le scénario de Référence, 714 dans le scénario Bas (le périmètre d'extension est de 10 km au lieu de 25 km) et 1249 fokontany dans le scénario Haut. Dans ce dernier cas, si le périmètre est plus important, autour de 50 km au lieu de 25 km, le nombre de sites hydro à valoriser reste plus réduit. Pour alimenter tous ces fokontany à partir des potentiels hydro, entre 3000 et 20000 km de réseaux MT sont nécessaires selon les scénarios.

6.4.1.2 Niveaux d'investissement

Les tableaux suivants présentent le volume d'investissement initial nécessaire pour la construction des mini-réseaux hydro :

Tableau 50 : Investissement initial pour les mini-réseaux hydro par scénario

REGION	Investissement total (Euros)				
	Scénario de référence			Scénario Bas (total)	Scénario Haut (total)
	Hydro isolé	Hydro connecté	Total		
Alaoatra Mangoro	21 291 464	32 232 569	53 524 033	8 951 150	25 439 125
Amoron i Mania	29 393 457	13 335 946	42 729 404	16 431 751	40 239 111
Analamanga	23 875 200	4 684 606	28 559 807	7 971 944	31 883 385
Analanjirofo	28 274 857	4 757 231	33 032 088	8 823 504	37 543 918
Androy	0	0	0	0	0
Anosy	3 218 429	925 593	4 144 023	683 910	4 844 172
Atsimo Andrefana	0	0	0	0	2 041 769
Atsimo Atsinanana	0	2 350 030	2 350 030	2 562 617	0
Atsinanana	26 988 350	4 587 683	31 576 034	23 276 250	23 767 728
Betsiboka	27 541 904	5 315 168	32 857 072	679 849	30 325 457
Boeny	0	0	0	0	13 314 947
Bongolava	16 672 789	4 886 822	21 559 610	5 213 286	8 721 337
Diana	6 345 849	10 988 352	17 334 201	2 948 932	7 788 897
Haute Matsiatra	4 356 264	1 898 602	6 254 866	14 442 511	12 507 832
Ihorombe	0	0	0	1 277 996	0
Itasy	0	32 835	32 835	7 663 810	0
Melaky	4 077 872	0	4 077 872	0	14 922 622
Menabe	11 446 313	0	11 446 313	0	29 372 373
Sava	7 410 864	14 200 158	21 611 022	7 505 969	9 306 702
Sofia	52 596 152	4 388 196	56 984 348	10 489 276	87 333 541
Vakinankaratra	0	19 664 278	19 664 278	9 115 305	2 975 744
Vatovavy Fitovinany	7 664 082	20 875 514	28 539 595	7 235 793	15 123 280
TOTAL	271 153 846	145 123 583	416 277 429	135 273 855	397 451 941

Ces tableaux montrent l'ampleur des besoins pour réaliser le programme de développement des réseaux mini-hydro dans le scénario de référence 416 M€ sont nécessaires pour développer le programme de mini-réseaux hydro. Les scénarios bas et haut sont à 135 et 397M€. Le tableau suivant décompose l'investissement par catégorie.

Tableau 51 : Répartition des investissements initiaux pour les mini-réseaux hydro

M Euros	Réf.	Bas	Haut
Branchements	9,8	1,8	14,5
Réseau BT	5,7	1,1	8,0
Réseau MT	87,1	21,6	134,6
Transformateurs	2,8	1,5	2,1
Production	310,8	109,2	237,5
TOTAL	416,3	135,1	396,7

Comme montré dans les tableaux ci-dessus, près de 73% de l'investissement est consacré à la construction des sites de production, le deuxième poste de dépense étant le réseau MT (20%). Cet investissement total représente 416 Millions d'euros et doit être réparti par période de 5 ans pour ne pas déséquilibrer le plan d'investissement total. La clef de répartition choisie est le coût actualisé de l'énergie de chaque grappe.

Tableau 52 : Répartition des investissements hydro par période quinquennale - Scénario de référence

M Euros	2021-2025	2026-2030	2031-2035
Branchements	3,6	4,0	2,2
Réseau BT	2,1	2,3	1,3
Réseau MT	34,8	29,2	23,0
Transformateurs	0,9	0,9	1,0
Production	104,8	112,9	93,0
TOTAL	146,3	149,5	120,5

Considérant les investissements ci-dessus, il est possible de calculer le coût actualisé de l'énergie pour chacun des mini-réseaux constitués. Le tableau ci-dessous présente la moyenne par région des coûts actualisés de l'énergie pour les solutions proposées. Le détail pour chaque mini-réseau, est présenté en annexe.

Tableau 53 : Coût actualisé moyen de l'énergie des solutions mini-réseau hydro par région

Coût actualisé de l'énergie	Scénario de référence	Scénario Bas	Scénario Haut
REGION	EUR/kWh	EUR/MWh	EUR/MWh
Alaotra Mangoro	0,184	0,243	0,185
Amoron i Mania	0,264	0,165	0,078
Analamanga	0,223	0,216	0,068
Analanjirifo	0,169	0,334	0,051
Androy			
Anosy	0,302	0,348	0,227
Atsimo Andrefana			0,304
Atsimo Atsinanana	0,068	0,282	
Atsinanana	0,175	0,219	0,071
Betsiboka	0,306	0,383	0,141
Boeny			0,404
Bongolava	0,307	0,228	0,142
Diana	0,128	0,320	0,066
Haute Matsiatra	0,274	0,056	0,138
Ihorombe		0,102	
Itasy	0,193	0,247	
Melaky	0,449		0,199
Menabe	0,435		0,147
Sava	0,093	0,223	0,060
Sofia	0,377	0,427	0,153
Vakinankaratra	0,073	0,156	0,093
Vatovavy Fitovinany	0,114	0,410	0,083
Total	0,238	0,237	0,130

Le coût actualisé moyen de l'énergie pour les mini-réseaux hydro est de 1089/kWh (0.238€/kWh) dans le scénario de référence. Dans le scénario Bas, il est sensiblement identique à 0.237€/kWh et diminue à 0.13€/kWh dans le scénario Haut. On observe une très grande variation du taux d'une région à l'autre avec des valeurs comprises entre 0.068€/kWh et 0.448€/kWh.

6.4.1.3 Résultats en termes d'accès

Le grand nombre de fokontany ciblés par les mini-réseaux hydro a une répercussion directe sur la population totale impactée et le nombre de clients concernés dans les zones étudiées. Le tableau suivant présente le détail de cette analyse.

Tableau 54 : Population des fokontany électrifiés par mini-réseaux hydro

Population des fokontany électrifiés	Scénario de référence				Scénario Bas	Scénario Haut
	2021	2025	2030	2035	2035	2035
REGION						
Alaotra Mangoro	127 207	166 493	226 297	253 174	124 315	137 187
Amoron i Mania	55 922	122 881	200 321	225 762	145 312	252 790
Analamanga	29 236	132 379	149 118	167 974	85 726	168 325
Analanjirofo	17 627	314 413	351 757	393 535	76 922	268 805
Androy	0	0	0	0	0	0
Anosy	6 694	10 143	20 187	23 334	14 453	35 230
Atsimo Andrefana	0	0	0	0	0	19 339
Atsimo Atsinanana	28 575	33 160	37 371	42 117	51 948	0
Atsinanana	130 718	372 351	416 575	466 052	216 447	250 949
Betsiboka	18 798	102 200	203 759	237 131	7 504	172 197
Boeny	0	0	0	0	0	54 761
Bongolava	29 619	53 398	108 811	122 571	62 992	47 044
Diana	34 268	82 618	93 795	106 483	15 541	67 820
Haute Matsiatra	16 124	64 036	122 801	138 397	140 411	75 948
Ihorombe	0	17 122	34 395	38 763	8 350	0
Itasy	0	7 147	8 051	9 069	93 019	0
Melaky	0	0	23 966	27 891	0	68 848
Menabe	0	0	109 465	126 531	0	194 302
Sava	126 657	152 633	173 281	196 722	108 017	62 489
Sofia	0	81 687	405 687	472 131	107 333	499 243
Vakinankaratra	151 304	166 426	244 367	275 268	117 082	16 816
Vatovavy Fitovinany	244 248	431 758	497 260	560 412	83 520	141 934
TOTAL Mini-Réseaux Hydro	1 016 997	2 310 845	3 427 264	3 883 318	1 458 890	2 534 026

Dans le scénario de référence, la population touchée par le développement des mini-réseaux hydro en 1ère année est estimée environ à 1 Million d'habitants. En tenant compte de la croissance naturelle de la population et de l'augmentation du nombre de projet hydro, ce total se portera à 3,8 millions en 2035 (respectivement 1,4 Millions dans le scénario Bas et 2,5 millions dans le scénario Haut).

En termes de nombre de clients, les résultats sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 55 : Nombre de clients BT des mini-réseaux hydro

Nombre de clients BT	Scénario de référence				Scénario Bas	Scénario Haut
	2021	2025	2030	2035	2035	2035
REGION						
Alaotra Mangoro	5 214	15 414	26 296	38 072	6 968	21 380
Amoron i Mania	3 039	10 723	20 365	30 585	6 996	33 119
Analamanga	835	5 556	11 571	16 781	5 052	27 210
Analanjirofo	1 327	10 590	22 528	32 826	4 979	48 182
Androy	0	0	0	0	0	0
Anosy	175	892	1 928	2 984	757	5 036
Atsimo Andrefana	0	0	0	0	0	2 736
Atsimo Atsinanana	630	1 498	2 190	3 073	2 309	0
Atsinanana	910	8 006	17 467	25 252	13 286	41 933

Betsiboka	106	1 367	4 803	8 908	413	24 898
Boeny	0	0	0	0	0	8 816
Bongolava	766	2 202	5 521	9 601	3 180	6 964
Diana	1 160	4 145	7 354	10 542	1 090	12 532
Haute Matsiatra	359	857	2 448	4 613	6 519	9 950
Ihorombe	0	0	0	0	422	0
Itasy	0	164	394	579	4 958	0
Melaky	0	0	368	927	0	10 047
Menabe	0	0	1 957	4 669	0	27 652
Sava	4 027	10 073	15 216	21 246	6 868	11 024
Sofia	0	2 014	11 377	23 410	6 147	78 629
Vakinankaratra	3 761	9 029	13 287	18 420	6 124	2 434
Vatovavy Fitovinany	4 862	13 546	21 854	31 145	4 077	19 582
TOTAL	27 171	96 076	186 924	283 633	80 145	392 124

Comme pour la population impactée, le nombre de clients entre les mini-réseaux hydro et les extensions du réseau pour la MT sont dans le même ordre de grandeur en dernière année : 283 000 clients pour les mini-réseaux (80 000 pour le scénario Bas et 392 000 pour le scénario haut).

6.4.2 Projets Solaire PV

Les fokontany non encore électrifiés par aucune des méthodes présentées ci-avant dans le rapport, à savoir la densification, les extensions du réseau MT, les mini-réseaux hydro, sont candidats pour l'électrification par centrales PV.

Tous les pôles de développements identifiés lors de l'analyse spatiale doivent être électrifiés. Ceux, non électrifiés encore lors des phases précédentes seront donc en priorité, ciblés par une électrification par mini réseau PV. Ensuite, selon le scénario, les « meilleurs » fokontany (en termes de score IPD) seront priorisés. Dans le scénario de référence, 50% des fokontany ayant le meilleur IPD de leur région sont électrifiés (Respectivement 20% et 80% dans les scénarios de référence et haut). En choisissant les 50% (20-80%) de fokontany ayant le meilleur IPD par région, nous pouvons nous assurer qu'il y a une répartition équitable à l'échelle du pays des moyens développés pour l'électrification.

Deux types de mini-réseaux PV sont proposés selon les cas de demande en électricité et offrant néanmoins une qualité de service différente :

- Si la demande journalière du fokontany ne dépasse pas 150 kWh/jour en année 5, des mini-réseaux 100% PV sont proposés (panneaux solaires et batteries). Il s'agit de zone peu peuplée, souvent isolée géographiquement car la demande est très faible et correspond généralement à de la demande domestique. Le stockage limité d'énergie dans ce cas ne pourra pas assurer un service continue lors des phases longues d'arrêt de la production solaire (conditions climatiques mauvaises...)
- Si la demande journalière du fokontany dépasse ce seuil de 150kWh/jour en année 5 alors une solution hybride avec groupe diesel, plus stable donc, sera favorisé assurant une meilleure qualité de service. Le groupe diesel assurant le service énergétique lors des phases de production solaire dégradée.

La carte d'ensoleillement du pays (cf. ANNEXE) est alors utilisée afin de connaître de façon précise, la ressource solaire pour chaque fokontany concerné selon la localisation géographique.

6.4.2.1 Quantitatifs matériels des projets PV

Les tableaux ci-dessous présentent le nombre de mini réseaux à réaliser en PV.

Tableau 56 : Nombre de mini réseaux PV et puissance installée

REGION	Nb de mini-réseaux					Puissance installée hydro (MW)		
	Scénario de Référence			Autres Scénarios		Réf.	Bas	Haut
	100% PV	Hybride	Total	Bas	Haut			
Alaotra Mangoro	3	80	83	104	35	8,82	8,66	5,8
Amoron i Mania	45	101	146	120	12	8,22	5,44	0,8
Analamanga	5	51	56	58	21	4,96	3,59	3,6
Analanjirifo	0	218	218	179	354	21,15	13,56	51,2
Androy	175	134	309	242	406	10,52	5,79	20,7
Anosy	67	161	228	147	250	11,12	5,80	18,3
Atsimo Andrefana	133	402	535	300	772	26,19	11,98	54,5
Atsimo Atsinanana	55	252	307	177	295	18,57	8,73	25,5
Atsinanana	10	177	187	133	234	17,67	9,85	34,8
Betsiboka	1	67	68	74	120	4,65	3,67	10,5
Boeny	0	177	177	85	214	15,47	5,65	27,9
Bongolava	2	82	84	59	32	8,74	4,28	4,3
Diana	0	140	140	85	209	11,66	4,68	26,2
Haute Matsiatra	3	43	46	72	3	3,06	3,98	0,1
Ihorombe	12	74	86	53	85	5,42	2,58	7,4
Itasy	0	8	8	24	0	0,97	1,62	0,0
Melaky	0	105	105	63	126	6,84	3,01	13,0
Menabe	23	126	149	99	182	7,68	3,95	14,2
Sava	0	200	200	152	196	19,60	10,96	29,1
Sofia	3	387	390	277	516	29,97	16,21	58,8
Vakinankaratra	1	40	41	81	20	4,29	6,15	2,4
Vatovavy Fitovinany	77	179	256	257	264	14,40	11,89	21,7
TOTAL PV	615	3204	3819	2841	4346	259,96	152,02	430,9

Ainsi au total, environ 3800 fokontany pourront être électrifiés par des mini réseaux PV (2841 et 4346 respectivement dans les scénarios bas et haut). Parmi ces mini-réseaux PV, 84% seront des mini-réseaux hybride PV-diesel.

Au total près de 260 MWc de production solaire devra être installé sur 15 ans (152 MWc dans le scénario Bas et 430 MWc pour le scénario Haut). En termes de capacité installé c'est la région d'Atsimo Andrefana qui nécessite les volumes les plus importants de budget dans le scénario de référence.

6.4.2.2 Niveaux d'investissement

Les tableaux suivants présentent le volume d'investissement initial (sur les 5 premières années) nécessaire pour la construction des mini-réseaux PV :

Tableau 57 : Investissement initial pour les mini-réseaux PV par scénario

REGION	Investissement total (Millions Euros)				
	Scénario de référence			Scénario Bas (total)	Scénario Haut (total)
	100% PV	Hybride	Total		
Alaoatra Mangoro	0,32	27,48	27,80	27,11	18,11
Amoron i Mania	4,04	24,33	28,38	17,90	2,93
Analamanga	0,51	15,54	16,05	11,71	11,47
Analanjirifo	0,00	67,41	67,41	41,85	160,16
Androy	14,35	20,72	35,07	18,62	72,70
Anosy	6,16	31,19	37,35	18,30	61,23
Atsimo Andrefana	11,93	77,77	89,70	40,55	182,40
Atsimo Atsinanana	5,12	57,95	63,07	27,16	88,08
Atsinanana	1,09	55,03	56,12	30,89	109,35
Betsiboka	0,10	14,77	14,87	11,50	32,80
Boeny	0,00	47,85	47,85	18,04	84,67
Bongolava	0,20	27,79	28,00	14,11	13,44
Diana	0,00	38,23	38,23	15,31	85,37
Haute Matsiatra	0,25	10,68	10,93	13,46	0,51
Ihorombe	1,13	18,08	19,21	9,09	26,56
Itasy	0,00	3,07	3,07	5,26	0,00
Melaky	0,00	22,29	22,29	9,60	41,34
Menabe	2,09	24,38	26,47	13,69	46,70
Sava	0,00	62,44	62,44	35,18	89,96
Sofia	0,25	93,84	94,09	51,49	179,70
Vakinankaratra	0,06	13,89	13,95	20,30	7,61
Vatovavy Fitovinany	7,33	40,89	48,22	36,74	75,67
Total (Million Euros)	55	796	851	488	1 391

Ces tableaux montrent l'ampleur des besoins financiers pour réaliser le programme de développement des réseaux PV, dans le scénario de référence 851 M€ sont nécessaire pour développer le programme de développement de projets PV. Les scénarios bas et haut sont à 488 et 1391 M€. Le tableau suivant décompose le budget par type d'investissement.

Tableau 58 : Répartition des investissements initiaux pour les mini-réseaux PV

M Euros	Référence	Bas	Haut
Branchements*	22,5	10,1	51,3
Réseau BT*	13,1	6,0	28,2
Production*	815,0	471,8	1311,3
TOTAL	850,6	487,8	1390,7

*Les investissements initiaux sont évalués sur les 5 premières années du projet

Plus de 95% de l'investissement est dédié aux moyens de production (générateur diesel, modules PV, onduleurs, batteries...)

L'investissement initial proposé dans le tableau ci-dessus doit être réparti dans le temps et proposer ainsi un déploiement plus progressif de la technologie sur le pays par des opérateurs privés. Néanmoins, la répartition sera réalisée selon le score IPD de chaque fokontany afin de proposer une priorisation des projets maximisant l'impact socio-économiques des projets. Ainsi plus l'IPD est élevé, plus le fokontany est prioritaire pour bénéficier d'un mini-réseau PV.

Tableau 59 : Répartition des investissements PV par période quinquennale

M Euros	2021-2025	2026-2030	2031-2035
Branchements*	8,9	7,2	6,3
Réseau BT*	5,2	4,2	3,7
Production*	309,8	267,5	237,6
Total Réf	324,0	279,0	247,6
Total bas	159	175	154
Total haut	551	456	384

*Les investissements initiaux sont les investissements sur les 5 premières années du projet

Considérant les investissements ci-dessus, il est possible de calculer le coût actualisé de l'énergie pour chacun des mini-réseaux constitués. Le tableau ci-dessous présente la moyenne par région des coûts actualisés de l'énergie pour les solutions proposées.

Tableau 60 : Coût actualisé moyen de l'énergie des solutions mini-réseau PV par région

Coût actualisé de l'énergie (LCOE)	Scénario de référence	Scénario Bas	Scénario Haut
REGION	EUR/kWh	EUR/MWh	EUR/MWh
Alaotra Mangoro	0,758	0,715	0,777
Amoron i Mania	0,674	0,591	0,780
Analamanga	0,727	0,692	0,751
Analanjirifo	0,786	0,692	0,788
Androy	0,553	0,441	0,758
Anosy	0,653	0,517	0,764
Atsimo Andrefana	0,667	0,565	0,755
Atsimo Atsinanana	0,741	0,593	0,822
Atsinanana	0,754	0,704	0,779
Betsiboka	0,740	0,602	0,738
Boeny	0,737	0,702	0,725
Bongolava	0,732	0,747	0,738
Diana	0,753	0,668	0,747
Haute Matsiatra	0,768	0,656	0,800
Ihorombe	0,737	0,685	0,800
Itasy	0,735	0,675	-
Melaky	0,752	0,591	0,739
Menabe	0,706	0,617	0,753
Sava	0,770	0,742	0,764
Sofia	0,746	0,685	0,740
Vakinankaratra	0,740	0,735	0,711
Vatovavy Fitovinany	0,689	0,575	0,822
Total	0,709	0,624	0,765

Le coût actualisé moyen de l'énergie pour les mini-réseaux hydro est de 0.7€/kWh dans le scénario de référence. Dans le scénario Bas, ce coût diminue à 0.62€/kWh car des fokontany plus importants sont sélectionnés.

6.4.2.3 Résultats en termes d'accès

Le grand nombre de fokontany ciblés par les mini-réseaux PV a une répercussion directe sur la population impactée et le nombre de clients concernés dans les zones étudiées. Le tableau suivant présente le détail de cette analyse.

Tableau 61 : Population des fokontany électrifiés par les mini-réseaux PV

Population des fokontany électrifiés	Scénario de référence				Scénario Bas	Scénario Haut
	2021	2025	2030	2035	2035	2035
REGION						
Alaoatra Mangoro	54 522	129 622	208 824	233 626	369 110	81 838
Amoron i Mania	102 703	205 843	317 356	357 660	364 840	20 903
Analamanga	28 192	73 406	129 612	146 002	173 505	59 033
Analanjirifo	159 562	291 898	448 714	502 008	519 076	751 434
Androy	168 673	257 241	372 710	430 816	340 888	540 741
Anosy	133 303	262 872	410 694	474 722	379 332	477 300
Atsimo Andrefana	431 452	763 442	1 157 264	1 337 683	966 439	1 650 745
Atsimo Atsinanana	206 384	403 400	646 786	728 928	508 333	617 960
Atsinanana	102 787	260 213	393 861	440 641	386 768	512 422
Betsiboka	49 263	106 048	152 084	176 993	204 360	234 363
Boeny	133 093	305 876	488 721	568 766	348 565	629 187
Bongolava	67 080	154 107	283 760	319 641	267 425	112 858
Diana	73 899	179 410	309 075	350 885	212 538	463 394
Haute Matsiatra	34 553	71 574	132 495	149 322	283 874	3 906
Ihorombe	69 144	141 622	221 184	249 274	191 751	215 281
Itasy	11 243	17 805	31 937	35 976	98 813	0
Melaky	72 530	127 410	197 066	229 342	157 374	249 537
Menabe	108 311	208 245	340 060	393 076	325 962	419 812
Sava	129 502	276 055	439 690	499 170	471 895	428 608
Sofia	298 567	534 355	824 535	959 580	840 304	1 068 381
Vakinankaratra	54 703	93 103	148 138	166 870	370 849	82 150
Vatovavy Fitovinany	158 281	318 225	475 388	535 762	655 730	497 893
TOTAL Mini-Réseaux PV	2 647 747	5 181 771	8 129 954	9 286 742	8 437 730	9 117 747

Dans le scénario de référence, la population impactée en 1ère année est d'environ 2.6 Millions d'habitants, avec la croissance naturelle de la population et l'augmentation du nombre de fokontany sur chaque période quinquennale, ce total se portera à 9.2 millions en 2035 (8.4 Millions dans le scénario Bas, 9.1 millions dans le scénario Haut).

Dans le scénario haut, le nombre d'habitants concernés par les mini-réseaux PV est plus faible car les fokontany concernés sont plus petits : 1400 habitants (contre 1700 habitants dans le scénario de référence). Donc même si le nombre de fokontany du scénario haut est plus élevé que le nombre de fokontany du scénario de référence, la population totale impactée est plus faible. Pour avoir une population totale du scénario haut égale ou supérieure à la population du scénario de référence, il faudrait qu'environ 90% des fokontany non pris en compte par les autres solutions (extension MT ou hydro) bénéficient de mini-réseaux PV.

En termes de nombre de clients, les résultats sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 62 : Nombre de clients BT des mini-réseaux PV

Nombre de clients BT	Scénario de référence				Scénario Bas	Scénario Haut
	2021	2025	2030	2035	2035	2035
REGION						
Alaoitra Mangoro	1 557	5 756	11 897	17 196	13 741	11 514
Amoron i Mania	2 508	8 267	16 065	23 051	12 157	2 388
Analamanga	838	3 271	7 185	10 645	6 238	8 024
Analanjirofo	5 264	16 668	31 464	44 739	24 604	104 173
Androy	4 457	13 121	22 874	32 212	14 812	68 624
Anosy	3 697	12 105	23 386	33 862	14 105	59 988
Atsimo Andrefana	10 450	32 811	62 308	89 707	35 433	188 626
Atsimo Atsinanana	4 752	15 604	30 400	43 569	16 425	68 472
Atsinanana	3 171	12 181	24 804	35 289	15 367	70 795
Betsiboka	1 279	4 381	8 321	11 931	7 117	26 007
Boeny	3 324	12 554	26 253	38 741	12 214	71 113
Bongolava	1 814	6 490	14 094	21 089	9 752	10 631
Diana	2 356	9 041	19 286	28 380	9 351	65 402
Haute Matsiatra	829	2 759	5 787	8 647	8 629	408
Ihorombe	1 803	5 961	11 540	16 564	6 397	24 556
Itasy	305	893	1 701	2 490	3 687	0
Melaky	1 974	6 174	11 530	16 684	5 970	32 362
Menabe	2 914	9 078	17 819	26 052	11 432	49 291
Sava	4 222	14 584	29 019	41 868	20 150	63 712
Sofia	8 495	26 840	50 487	72 831	33 804	140 087
Vakinankaratra	1 444	4 376	8 169	11 593	12 312	6 035
Vatovavy Fitovinany	4 091	13 560	25 796	36 364	22 999	62 033
Total projets PV	71 544	236 475	460 185	663 504	316 696	1 134 241

Concernant la population impactée, le nombre de clients électrifiés par mini-réseaux PV se monte à 663 000 clients contre 316 000 clients pour le scénario Bas et 1 134 000 clients pour le scénario Haut. Comme définis dans les hypothèses, les 3 scénarios proposent des niveaux efforts très différents. Cette technologie étant la plupart du temps implémentée par des opérateurs privés, il s'agira alors de fournir un cadre favorable au développement du marché privé soit pas des subventions ou par des appels à projets.

6.5 Diffusions de solutions de pré-électrification

Comme expliqué dans les paragraphes précédents, 3 options sont proposées quant à la diffusion de solution de pré-électrification :

- Pico-système : lanterne de 6 Wc, requérant un investissement de 65€ (297 700 Ar), voué à couvrir entre 50% et 20% des habitant des fokontany n'ayant pas accès au réseau
- Solar Home système : système de 40Wc pour 330€, avec la même distribution que pour les pico-système
- Nano-réseau : embryon de réseau de distribution en BT alimenté par un système de 140Wc couvrant en moyenne 4.4 ménages pour 630€ (2 885 400 Ar)

La répartition de chacun de ces systèmes obéit à la logique suivante : pas plus de 3 types de système par fokontany. Les plus petits fokontany (<500 habitants) sont couverts par les 3 systèmes décrit précédemment. On utilisera également les pico-systèmes et les SHS pour couvrir les ménages trop éloignés du centre des fokontany pour bénéficier des autres sources d'électrification : extension du réseau et mini-réseaux (hydro et PV).

Tableau 63 : Répartition des solutions de pré-électrification

	Puissance (Wc)	<250 hab.	250-499 hab.	>500 hab. Non couvert par MT ou MR	>500 hab. Couvert par MT ou MR
Pico système	6	50%	30%	20%	20%
SHS	40	50%	30%	20%	20%
Nanoréseau	140		40%	60%	0%
Extension MT ou MR (hydro ou PV)				0%	60%

Tout comme pour l'électrification par le réseau interconnecté ou les mini-réseaux, le taux de pénétration de ces solutions suit une évolution linéaire sur 20 ans :

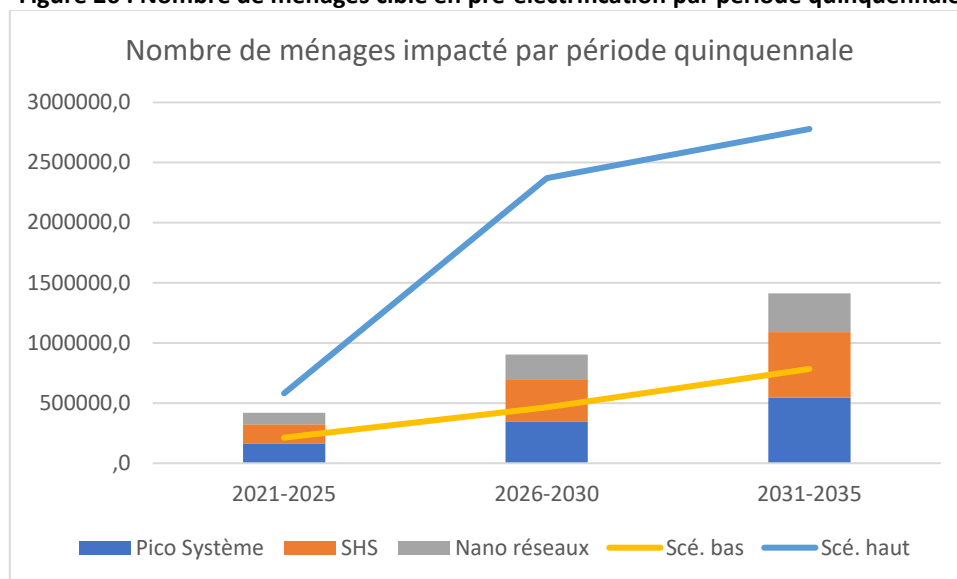
Tableau 64 : Taux de pénétration des solutions d'électrification distribuées

	Scénario bas	Scénario référence	Scénario haut
An 1 (2021)	8%	17%	25%
An 5 (2025)	15%	33%	92%
An 20 (2040)	40%	70%	100%

Le tableau ci-dessous présente le nombre de ménages impactés pour les 3 types de technologies et selon les scénarios étudiés :

Tableau 65 : Nombre de ménages totaux impactés par les solutions décentralisées

	Scénario	2021-2025	2026-2030	2031-2035
Pico Système	Bas	76 324	158 612	280 641
Pico Système	Référence	162 187	348 947	545 246
Pico Système	Haut	238 511	972 823	1 138 602
SHS	Bas	76 324	180 831	280 641
SHS	Référence	162 187	348 947	545 246
SHS	Haut	238 511	972 823	1 138 602
Nano réseaux	Bas	106 492	221 451	392 149
Nano réseaux	Référence	96 633	208 643	327 464
Nano réseaux	Haut	52 983	217 340	256 194
Total	Bas	259 139	560 895	953 431
Total	Référence	421 007	906 537	1 417 957
Total	Haut	530 005	2 162 986	2 533 398

Figure 26 : Nombre de ménages ciblé en pré-électrification par période quinquennale

Compte tenu des hypothèses identiques pour la diffusion des SHS et des pico-systèmes, les résultats obtenus sont relativement également similaires : 160 000 ménages sont concernés par chacune de ces solutions en 2021, ce chiffre monte à 350 000 en 2025 dans le scénario de Référence.

Dans les scénarios Bas et Haut, ces chiffres sont respectivement de 76 000 - 168 000 et 238 000–978000. Cette différence s'explique par les taux de pénétrations différents dans chacun des scénarios. Les deux régions particulièrement ciblées par ces solutions sont Analanjirofo et Atsimo Andrefana.

La totalité de fokontany non électrifiés est concerné par la diffusion des solutions individuelles soit près de 17049 fokontany. Selon la planification établie, les nano-réseaux cibleront 6130 fokontany (+/- 50% dans les scénarios bas et haut).

Les nano-réseaux concernent 96 000 ménages en première année et 208 000 en 2025 ; 106 000 -221 000 dans le scénario bas, 52 000 – 217 000 dans le scénario haut.

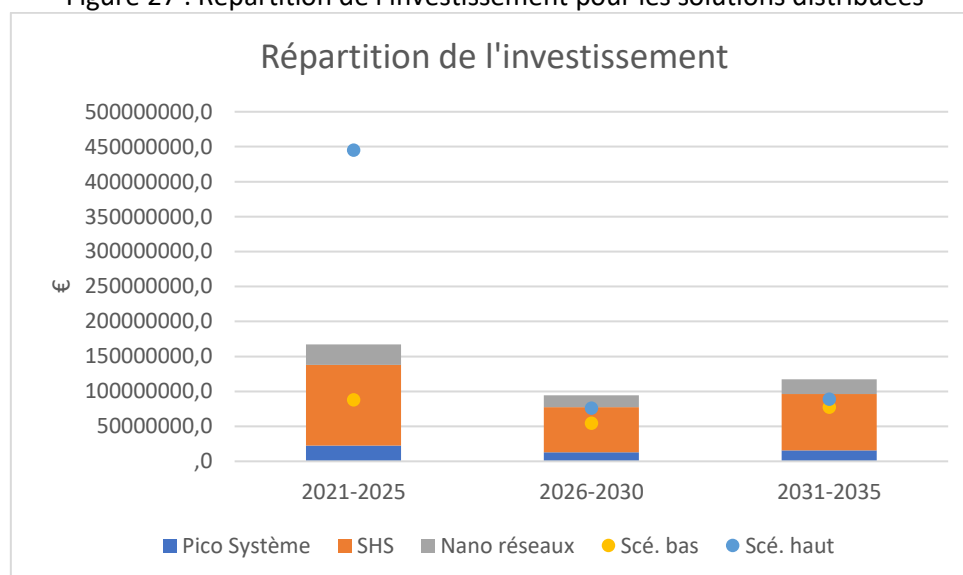
Au total, sur les 5 premières années ce sont donc environ 420 000 ménages qui bénéficieront de solutions décentralisées, dont 22% de nanoréseaux, 39% de SHS et 39% de nano systèmes. Dans le scénario bas, ces chiffres sont réduits de moitié, dans le scénario haut ils sont augmentés de 38%. La différence entre le scénario de référence et le scénario haut est plus importante sur la 2^{ème} période quinquennale. Près de 2,1 millions de ménages bénéficient de ces solutions dans le scénario Haut alors que seulement 0,9 million de ménages en bénéficient dans le scénario de référence.

6.5.1 Investissement requis en pré-électrification

Les tableaux suivants présentent l'investissement pour chacune de ces technologies par type de système et par période quinquennale.

Tableau 66 : Investissement en solutions distribuées par scénario et période

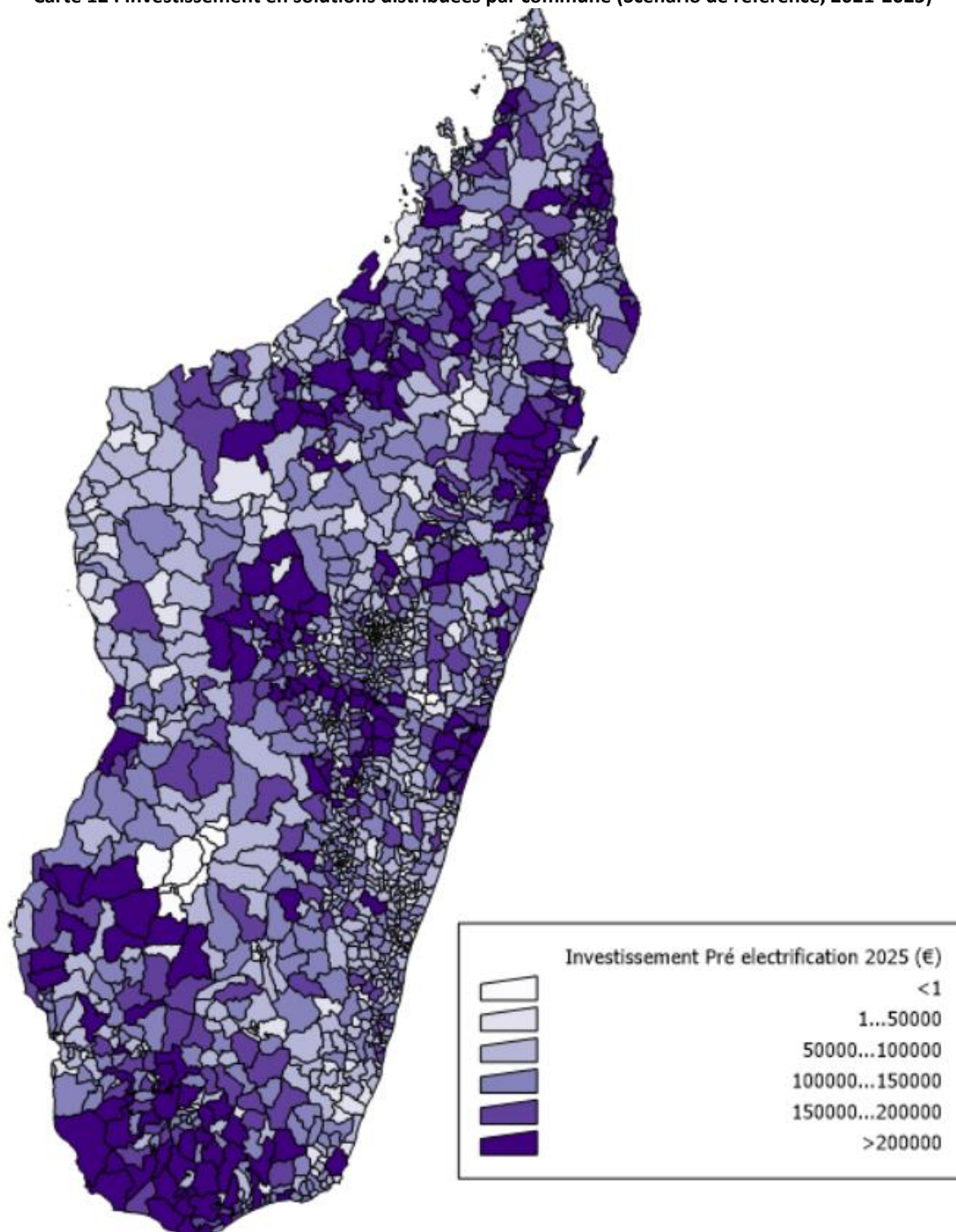
	Scé.	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total
		Euros	Euros	Euros	Euros
Pico Système	Bas	10 309 807	7 931 883	9 923 419	28 165 110
	Référence	22 681 576	12 759 422	15 849 149	51 290 147
	Haut	63 233 485	10 775 659	12 561 509	86 570 653
SHS	Bas	59 674 270	32 937 389	50 380 437	142 992 096
	Référence	115 152 618	64 778 605	80 464 910	260 396 133
	Haut	321 031 542	54 707 190	63 773 817	439 512 548
Nano réseaux	Bas	31 686 166	24 423 650	30 595 182	86 704 998
	Référence	29 873 858	17 013 070	21 270 493	68 157 421
	Haut	30 986 625	5 538 578	6 503 288	43 028 491
TOTAL	Bas	101 670 243	65 292 922	90 899 038	257 862 204
	Référence	167 708 052	94 551 098	117 584 552	379 843 701
	Haut	415 251 652	71 021 426	82 838 615	569 111 693

Figure 27 : Répartition de l'investissement pour les solutions distribuées

Ainsi, au total la diffusion de solution distribuée pour la pré-électrification dans les fokontany non ciblées par les technologies extension du réseau, et mini réseau (hydro ou PV), représente un investissement de 379 millions d'euros, dont 51 Millions pour des pico-systèmes, 260 millions pour des SHS et 68 millions pour des nanoréseaux. Cette dernière solution représente donc 17% de l'investissement mais 23% des ménages contrairement aux SHS qui concernent 38% des ménages pour 38% de l'investissement.

La carte ci-dessous montre l'investissement par commune pour le scénario de référence sur la période 2021-2025.

Carte 12 : Investissement en solutions distribuées par commune (Scénario de référence, 2021-2025)



6.6 Résultats de la planification à moindre coût

6.6.1 Investissements

Le tableau ci-dessous résume les investissements nécessaires par type d'équipement.

Tableau 67 : Consolidation des investissements

		2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total (€)
Solutions distribuées	Pico Système	22 681 576	12 759 422	15 849 149	51 290 147
	SHS	115 152 618	64 778 605	80 464 910	260 396 133
	Nano réseaux	29 873 858	17 013 070	21 270 493	68 157 421
Branchements	Bcht Densif	17 975 172	19 062 704	23 056 346	60 094 222
	Bcht Ext	3 255 513	8 279 203	18 215 993	29 750 710
	Bcht MR	12 507 587	11 262 555	8 514 083	32 284 225
Réseau BT	BT Densification	12 507 587	11 262 555	8 514 083	32 284 225
	BT Extension	22 241 683	36 360 975	76 740 971	135 343 629
	BT MR	7 305 997	6 573 508	4 972 605	18 852 111
Transformateur	TFO Densif	13 066 421	15 453 676	18 806 070	47 326 167
	TFO Ext	11 666 594	12 801 747	13 720 524	38 188 865
	TFO MR	942 140	922 489	962 882	2 827 511
Réseau MT	MT Densification	31 352 462	37 080 604	45 124 566	113 557 632
	MT Ext	101 097 762	134 952 697	141 179 899	377 230 359
	MT MR	34 843 455	29 249 718	23 031 783	87 124 957
Production MR		361 217 245	414 656 604	380 419 550	330 672 521
Total par composante	Densification	98 759 673	114 606 656	139 326 820	352 693 149
	Extension MT	138 261 553	192 394 622	249 857 388	580 513 562
	MR Hydro	146 273 522	149 472 777	120 531 121	416 277 421
	MR PV	323 982 261	278 955 043	247 622 753	850 560 057
	Solution Distrib.	167 708 052	94 551 098	117 584 552	379 843 701
Total par scénario	Scé Référence	874 985 062	829 980 196	874 922 633	2 579 887 891
	Scé Bas	463 148 444	467 497 708	516 847 179	1 447 493 331
	Scé Haut	1 539 462 576	1 223 265 975	1 350 284 914	4 113 013 465

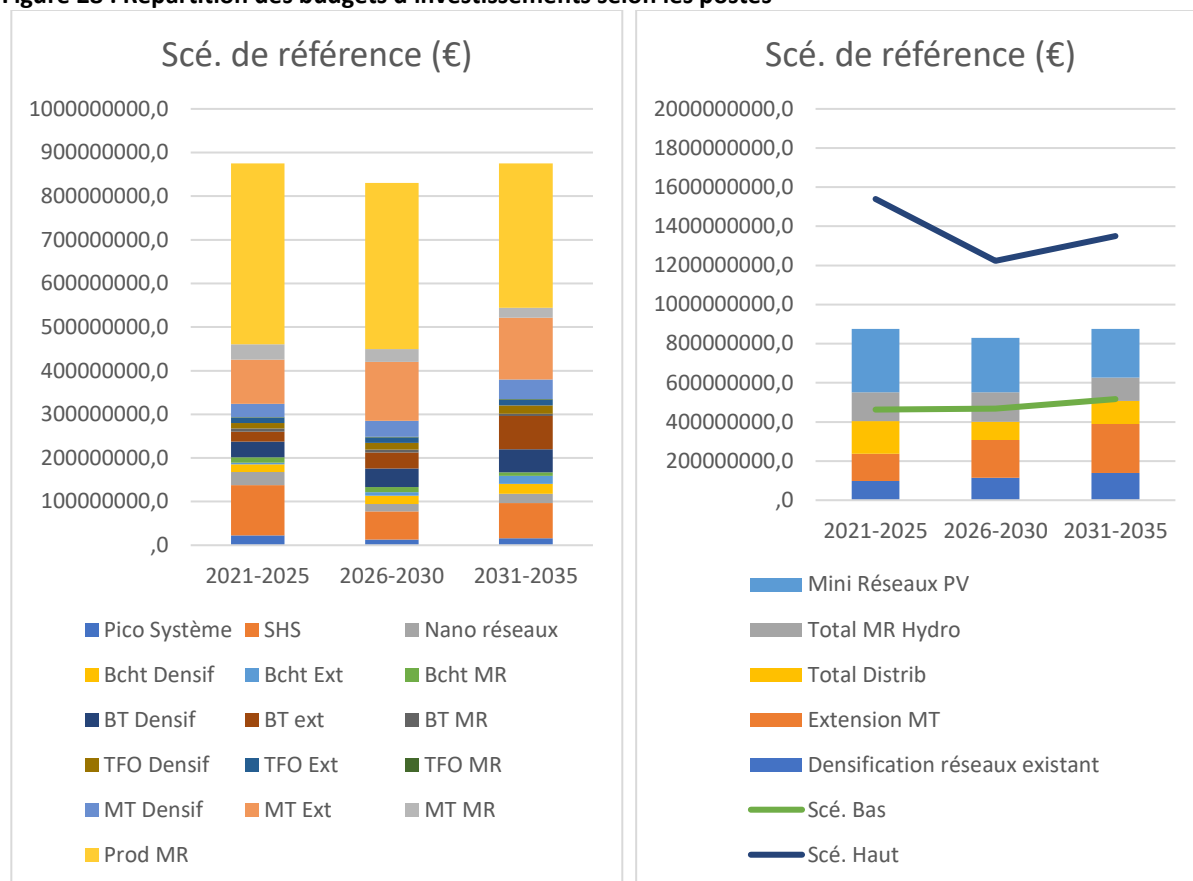
Ainsi dans le scénario de Référence, la première période quinquennale requiert la mobilisation de près de 875 millions d'euros, principalement pour les moyens de production hydroélectriques et PV des mini réseaux (41%). Les autres postes de dépenses sont plus équilibrés : densification (11%), solutions distribuées (19%), extensions MT (16%), réseaux de distribution pour les mini-réseaux (13%).

Dans les autres scénarios, les budgets sont relativement équilibrés :

- Dans le scénario Bas, l'investissement pour la production d'énergie pour les mini-réseaux représente 22% de l'investissement sur les 5 premières années, vient ensuite la densification des réseaux existants (27%), les solutions distribuées (20%), les extensions MT (11%) et la distribution des mini-réseaux (10%).
- Dans le scénario Haut, la répartition est plus similaire, le premier poste est occupé par les mini-réseaux (35%, dont 23% uniquement pour la production), puis les solutions distribuée (26%), puis les extensions MT (20%), la densification (9%)

Sur l'ensemble de la période d'étude, pour le scénario de Référence, ce sont les mini-réseaux PV qui occupent la première place de l'investissement : 33% des 2.6 milliards d'euros nécessaire, vient ensuite les extension MT (22%), les mini-réseaux hydro (16%) la densification (14%), et les solutions distribuées (15%). Les figures ci-dessous présentent de façon graphique ces mêmes résultats.

Figure 28 : Répartition des budgets d'investissements selon les postes



6.6.2 Evolution de l'accès

En cumulant les résultats du nombre de ménages connectés de tous les segments, on obtient les résultats présentés dans les tableaux et graphes ci-dessous.

Il est à noter qu'un taux de 85% a été appliqué aux statistiques pour les solutions de type Tier4 et Tier5 afin d'estimer le nombre de clients domestiques BT par rapport au nombre de clients BT total.

Il est à noter aussi que tous les kits proposés dans le futur ne serviront pas uniquement à alimenter de nouveaux ménages mais ils viendront également en remplacement de kits existants en panne.

Tableau 68 : Evolution du nombre de ménages ayant accès à l'électricité (Scénario de Référence)

Nb ménages - Scénario de Référence	2020	2021	2025	2030	2035
Tier1 (kits existants + pico systèmes)	972 732	1 134 920	1 321 680	1 517 979	1 761 812
Tier2 (SHS + nano réseaux)		258 820	557 590	872 710	1 265 099
Tier3 (Micro réseau PV + MR non JIRAMA)		27 533	28 158	28 797	29 451
Tier4 (MR Hydro + MR PV)	0	83 908	282 668	550 043	805 066
Tier5 (Existant + Ext MT + densif JIRAMA)	759 263	861 436	1 196 738	1 672 717	2 378 768
Ménages avec accès	1 731 996	2 366 616	3 386 834	4 642 245	6 240 196
Ménages sans accès	4 503 469	4 029 160	3 693 021	3 397 890	2 892 240
Nb total de ménages	6 235 464	6 395 776	7 079 855	8 040 135	9 132 437

Figure 29 : Evolution du nombre total de ménages connectés

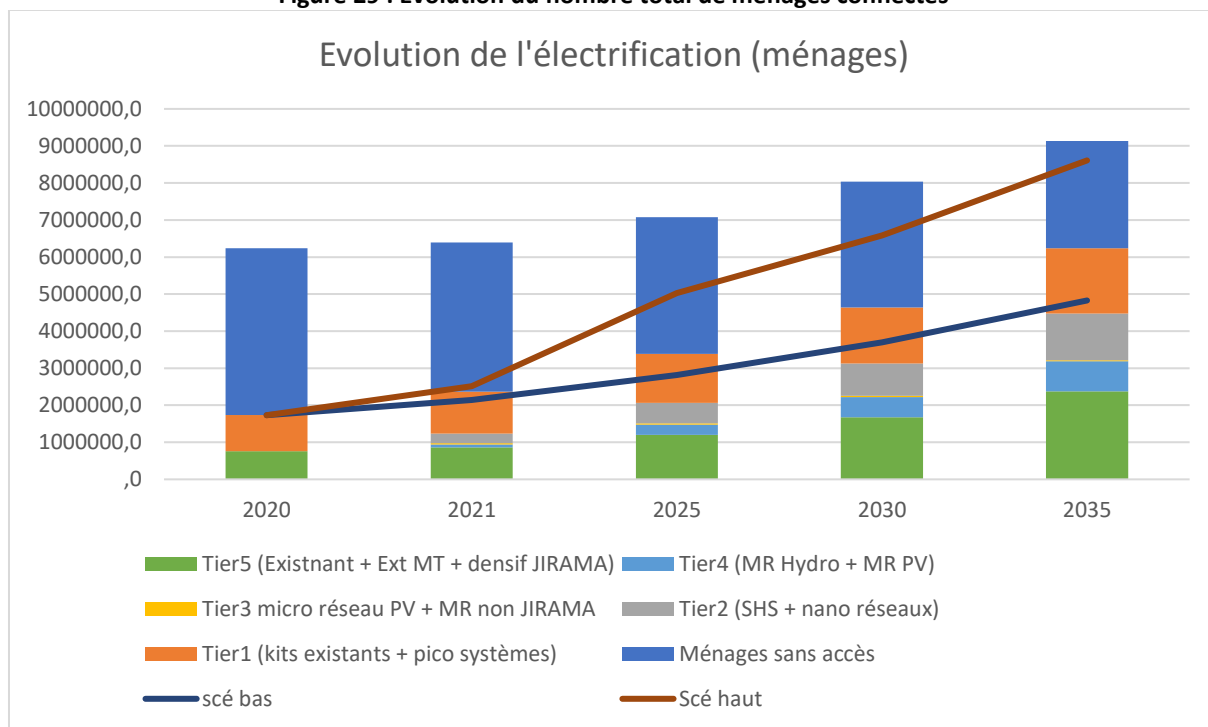
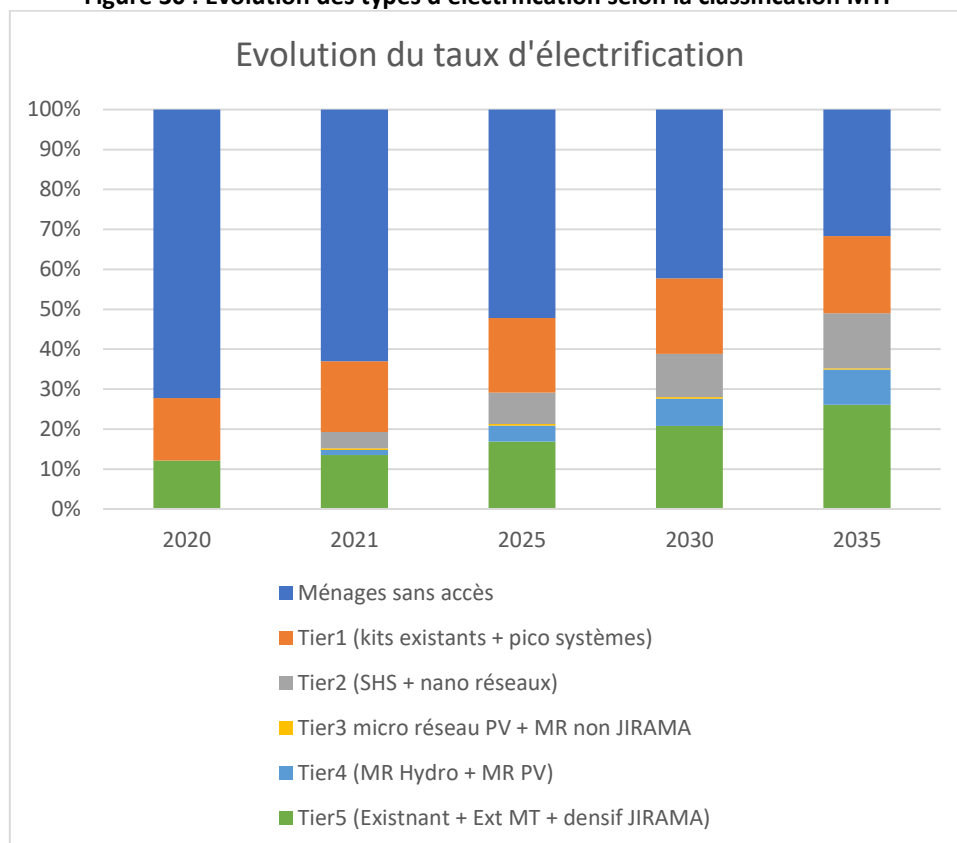


Figure 30 : Evolution des types d'électrification selon la classification MTF

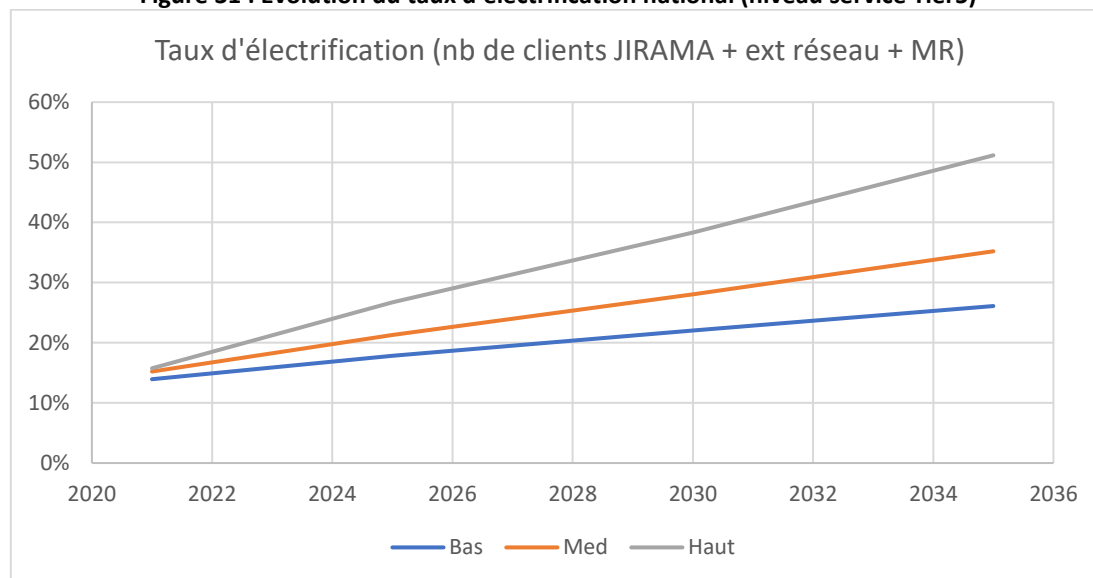


Le programme d'accès à l'électricité présenté dans cette étude aboutit donc à relever le taux d'électrification (défini dans le rapport de stratégie et dans une section antérieure de ce rapport comme le ratio entre le nombre de ménages électrifié et le nombre de ménage total) d'environ 28% (2020) à 48% en 2025 et 68% en 2035. Le nombre de ménages sans accès à l'électricité passe de 4,5 Millions à 2,9 Millions. Parmi les ménages ayant accès à l'électricité, environ la moitié ont au moins

accès au Tier 4, l'autre moitié n'a accès qu'à des solutions distribuées permettant des accès type Tier1-2-3 (3 millions en 2035).

Le graphique ci-dessous présente l'évolution du taux d'électrification national pour les clients JIRAMA (densification et extension du réseau) et les clients de mini réseaux Hydro et PV. Les scénarios Bas et de Référence augmentent ce taux de 15% (2021) à 28%-21% en 2025 et 26-35% en 2035. Ce n'est que le scénario Haut qui permet au taux d'électrification (Tier5) de réellement décoller et d'atteindre 51% en 2035.

Figure 31 : Evolution du taux d'électrification national (niveau service Tier5)



En termes de taux d'accès (rapport de la population vivant dans des fokontany électrifiés et de la population totale), l'évolution est tout aussi rapide. Le taux actuel est d'environ 20%. Il devrait atteindre 50% en 2025 et 80% en 2035 grâce notamment à la progression du nombre d'habitants vivant dans des fokontany électrifiés dans de nouveaux mini réseaux (33% en 2035). La part de la population vivant dans des fokontany couverts par le réseau MT passe de 20% à 45% en 2035.

(Dans les schémas ci-dessous, la série de données « existant » désigne les fokontany électrifiés en 2021 dont les infrastructures d'électrification sont existantes)

Figure 32 : Evolution de la population dans des fokontany électrifiés

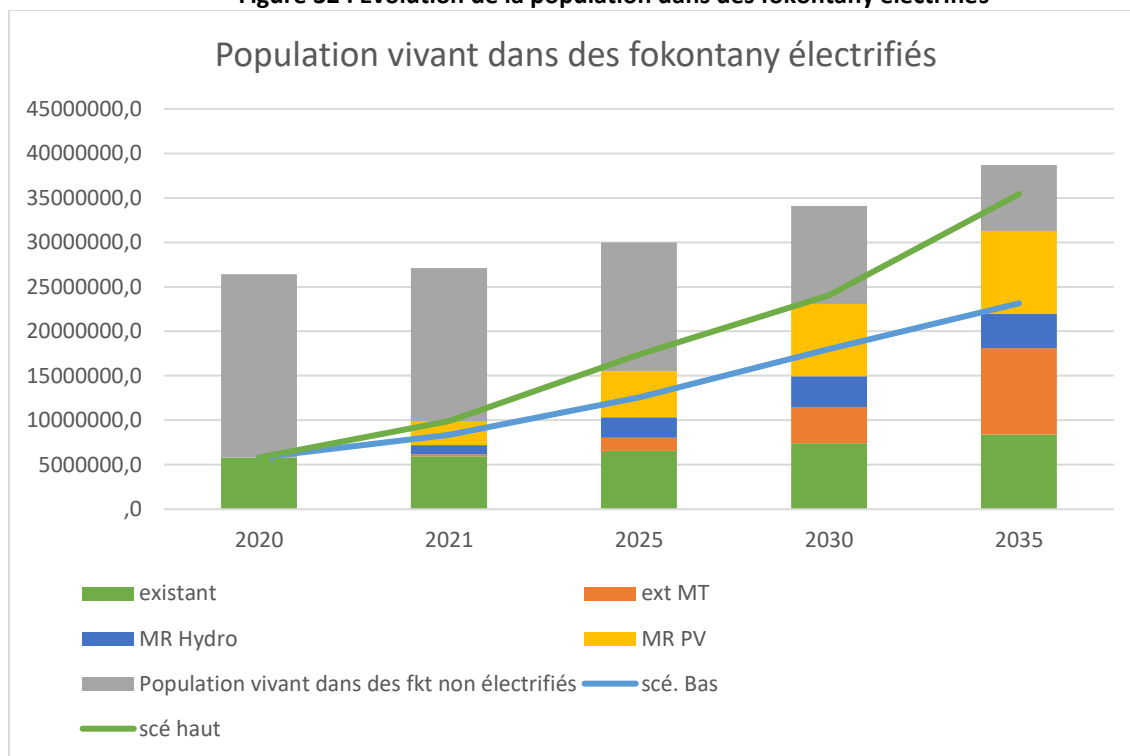
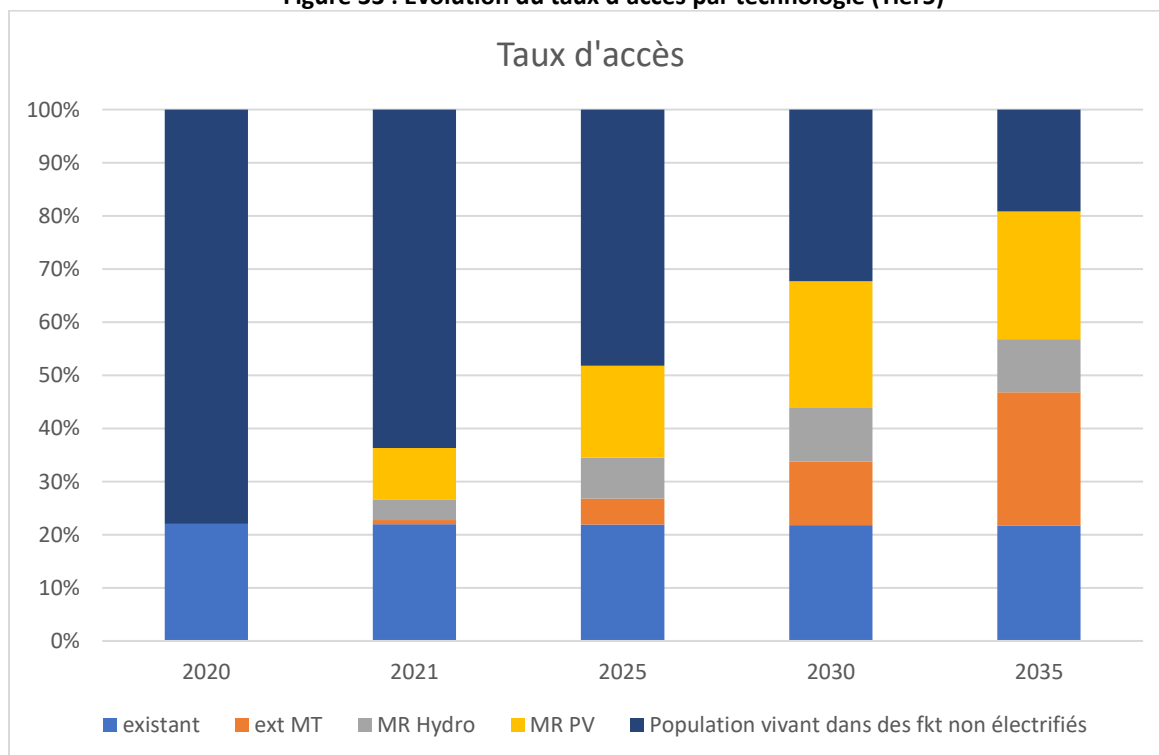


Figure 33 : Evolution du taux d'accès par technologie (Tier5)



Les 2 dernières figures ci-dessus présentent les statistiques concernant les populations totales des fokontany en fonction de leur statut électrique (sans tenir compte de l'information relative au branchement effectif des ménages au sein de ces fokontany, contrairement à la figure 29 du taux d'électrification)

Les résultats détaillés pour tous les fokontany sont donnés en annexe.

7 Conclusion

Au regard de la situation actuelle de l'électrification du pays et du rythme annuel de connexions de nouveaux ménages, la planification proposée reste extrêmement ambitieuse.

Au niveau des objectifs d'électrification, il convient néanmoins de distinguer l'investissement en électrification (réseau ou mini réseau) et l'investissement en pré-électrification (solutions individuelles ou pico système) qui offrent des niveaux de services électriques très différents :

- La connexion à un réseau ou mini réseau, propose un service électrique continue (24h/24) ou proche aux ménages
- Les kits individuels offrent à la population concernée, un service limité dans la journée en durée et en puissance

Ainsi, concernant la composante dite d'« électrification », l'étude de planification propose, au terme de la période d'étude en 2035, d'atteindre un taux de 30% à 60%. Le scénario de référence proposant un taux de 40% en combinant des efforts d'investissement au niveau de la densification (connexion de nouveaux clients dans les zones déjà électrifiées), de nouvelles extensions du réseau (électrification de nouveaux fokontany) et du développement de mini réseaux alimentés par des ressources ENR (Energie solaire et hydro principalement).

Figure 34 : Evolution des taux d'électrification (Réseaux et mini réseau)

	2021	2025	2030	2035
Scénario Bas	14%	18%	22%	26%
Scénario de référence	15%	21%	28%	35%
Scénario Haut	16%	27%	38%	51%

Le budget devant être consacré à cette composante est estimée à 2 579 Millions d'Euros sur la période de 15 ans. Ce budget comprend la distribution de l'électricité mais également le coût des branchements qui pourraient être prise en compte dans les programmes d'électrification ainsi que le développement de nouvelles capacités de production ENR (149 MW en Hydro et 259 MW en PV pour le scénario de référence). Les projets LEAD et PRIRTEM investissent dans cette composante avec des possible subvention aux branchements.

En ce qui concerne la composante « pré-électrification », il est plus difficile d'évaluer son impact, en particulier pour les besoins de remplacement d'équipements. Cette solution reste primordiale pour le pays ou la distribution de ces systèmes impacterait déjà 15% de la population nationale ciblant particulièrement la population rurale du pays (cf. Etude GOOGA). Une composante LEAD se focalise sur l'accès aux populations les plus pauvres à des solutions de type SHS avec un budget de plus de 40M\$ consacré à cette activité.

Différentes solutions technologies, basées sur l'énergie solaire, sont proposées (pico-système, SHS, nano-réseaux...) pour répondre au mieux aux besoins locaux.

Les besoins pour atteindre les objectifs en termes d'accès à l'horizon de 15 ans serait de 380 M€. Sur ce montant, il est à noter que le financement provient en grande partie des utilisateurs finaux qui financent eux même l'équipement. Des mécanismes de subvention pourraient néanmoins faciliter l'accès aux ménages les plus pauvres qui comme le démontre l'analyse de la capacité à payer, auront des difficultés pour acquérir de tels équipements.

On constate que, selon l'étude SEE4ALL, les solutions distribuées comptent pour une part très importante de la population ayant accès à un service énergétique. Ainsi on estime à 15% le chiffre de la population ayant accès à l'électricité via des solutions individuelles soit autant que la population connectée à une réseau interconnecté JIRAMA ou réseau isolé.

L'étude prévoit de cibler plus de 2,7 Millions de ménage à l'horizon 2035 par des solutions de pré-électrification dans le scénario de référence pour une capacité de production totale de 65 MW.

Figure 35 : Nombre de ménages ciblés par la pré-électrification

Nb Ménages	2021-2025	2026-2030	2031-2035	TOTAL	Production
Scénario bas	259 067	560 744	953 161	1 772 971	45 MW
Scénario de Référence	421 007	906 537	1 417 957	2 745 501	65 MW
Scénario haut	529 781	2 162 060	2 532 301	5 224 142	165 MW

Ces solutions distribuées peuvent avoir un impact très significatif sur l'accès aux services de base de la population malgache dans un contexte où les revenus des ménages en zone rurale sont très bas et présentent un réel frein à l'électrification.

L'accélération de l'accès à ces équipements permettrait de renforcer fortement le taux d'accès de la population comme le montre le tableau ci-dessous .

Figure 36 : Evolution des taux d'électrification (solutions distribuées)

	2021	2025	2030	2035
Scénario Bas	15%	25%	35%	45%
Scénario de Référence	15%	27%	40%	52%
Scénario Haut	15%	31%	47%	64%

Il faut noter que néanmoins qu'une partie significative de l'investissement sur ces solutions distribuées sera consacré au remplacement d'équipements défectueux. Il est donc difficile de prévoir le taux d'électrification au final en 2035 sachant que la durée de vie des solutions est très variable et dépend de la qualité des équipements et de sa maintenance (remplacement des batteries, nettoyage...).

Au final, le tableau suivant résume les besoins en investissement sur la période 2021-2035.

Tableau 69 : Bilan des investissements par composante d'électrification

	2021-2025	2026-2030	2031-2035	Total (€)
Densification	98 759 673	114 606 656	139 326 820	352 693 149
Extension MT	138 261 553	192 394 622	249 857 388	580 513 562
Mini réseau Hydro	146 273 522	149 472 777	120 531 121	416 277 421
Mini réseau PV	323 982 261	278 955 043	247 622 753	850 560 057
Solutions distribuées	167 708 052	94 551 098	117 584 552	379 843 701