



MADAGASCAR

Planification Energétique Intégrée

RAPPORT SUR L'ÉLECTRIFICATION

JUIN 2024

EN PARTENARIAT AVEC :



Autres ressources dans cette série

Planification intégrée de l'accès à l'énergie à Madagascar



Electrification

- Rapport de synthèse
- Rapport technique



Cuisson Propre

- Rapport de synthèse
- Rapport technique



Chaînes du froid médicales et agricoles

- Rapport de synthèse
- Rapport technique



Collecte de données primaires

- Rapport technique



Données IEP en ligne

- Outil interactif de planification

Powering Social Infrastructure à Madagascar



Powering Healthcare à Madagascar

- Evaluation du marché et feuille de route pour l'électrification des établissements de santé

EN SAVOIR PLUS SUR LE TRAVAIL DE SEforALL À MADAGASCAR

Table des matières

TABLE DES FIGURES ET TABLEAUX	5
ACRONYMES ET ABRÉVIATIONS	8
TERMES CLES.....	10
INTRODUCTION	13
Aperçu du PEI de Madagascar.....	14
Objet du présent rapport	16
APERÇU ET DEFIS DE L'ELECTRIFICATION A MADAGASCAR	16
Le défi de l'accès à l'électricité.....	16
Ministère de l'énergie et des hydrocarbures : Politique d'électrification.....	17
JIRAMA : Service du réseau	18
Aperçu des principaux projets de développement de l'infrastructure de réseau	19
ADER : Planification et coordination hors réseau	22
Les opérateurs privés d'électricité hors réseau	24
ARELEC : Réglementation sectorielle	26
Marché du système photovoltaïque individuel.....	27
METHODOLOGIE	28
Collecte des données.....	29
Enquêtes sur les dépenses énergétiques.....	34
Cadre de modélisation géospatiale.....	39
Hypothèses de conception.....	46
Hypothèses de coûts	54
SCENARIOS D'ELECTRIFICATION A MADAGASCAR	58
ANALYSE DE L'ELECTRIFICATION A MOINDRE COUT	60
Densification.....	60
Extension du réseau.....	65
Mini-réseaux.....	70
Systèmes Photovoltaïques Individuels (SPI).....	90
Analyse de l'électrification des infrastructures publiques	96
MISE EN ŒUVRE DE L'ELECTRIFICATION ET BESOINS DE FINANCEMENT	101
Scénario de base - Accès universel d'ici 2030	101
Scénario 2 - Accès universel d'ici 2040	106
ANALYSE DE SENSIBILITE	110
Sensibilités à l'analyse de l'électrification.....	110
RECOMMANDATIONS	115
ANNEXE	121
A1 - Règles de routage pour Madagascar.....	121
Annexe A1 : Tableau de la demande à utiliser pour le regroupement dans les zones situées à moins de 15 km d'un réseau de la JIRAMA	130
Annexe A2 : Tableau de la demande à utiliser pour le regroupement dans les zones situées à plus de 15 km d'un réseau JIRAMA.....	131
Annexe A3 : Hypothèse de synthèse des coûts (sur la base des coûts régionaux de l'ASS).....	132

Annexe A4 : Hypothèses de charge (structures situées à moins de 15 km du réseau de la JIRAMA)	134
Annexe A5 : Hypothèses de charge (structures au-delà de 15 km du réseau de la JIRAMA)	135
B1- Liste des projets d'extension du réseau	136
B2- Liste des projets de mini-réseaux	136
C1 - Potentiel hydroélectrique pour les zones non électrifiées de Madagascar	136
C2 - Intégration de la demande dans le PEI de Madagascar	149

Table des figures et tableaux

Figure 1. Organigramme de l'élaboration du PEI.....	15
Figure 2. Estimation des zones électrifiées par rapport aux zones non électrifiées à Madagascar (Source : IEP, 2023).....	17
Figure 3. Réseau interconnecté et systèmes de centres production-distribution isolés de la JIRAMA	21
Figure 4. Zones d'appel à projet d'ADER.	23
Figure 5. Mini-réseaux du secteur privé en 2023 (Source : ADER).....	24
Figure 6. Google Open Buildings and Roads for Madagascar (consulté en avril/mai 2023)	31
Figure 7. Principaux cours d'eau, caractéristiques du terrain et zones protégées.....	31
Figure 8. Localisation des enquêtes sur les dépenses énergétiques, juillet 2023.	36
Figure 9. Illustration de l'analyse de regroupement et de routage pour Madagascar.	42
Figure 10. Paramètres permettant de déterminer la modalité d'électrification	51
Figure 11. Cadre à plusieurs niveaux pour l'accès à l'électricité	58
Figure 12. Taux de densification par année.	64
Figure 13. Illustration du potentiel de densification du réseau par zone géographique.	64
Figure 14. Résultats de l'expansion du réseau.....	65
Figure 15. Résultats de l'expansion du réseau de RIA.	65
Figure 16. Résultats de l'expansion du réseau de RIF	66
Figure 17. Connexions annuelles pour l'extension du réseau.....	70
Figure 18. Carte des mini-réseaux BT et MT	71
Figure 19. Carte des mini-réseaux MT	73
Figure 20. Carte montrant des exemples de mini-réseaux MT au bord du réseau.	74
Figure 21. Mini-réseaux isolés, y compris une vue détaillée du district de Maevatanana, région de Betsiboka.	75
Figure 22. Calendrier de mise en œuvre d'un mini-réseau MT.	79
Figure 23. Répartition de la taille et des coûts prévus des mini-réseaux MT.....	80
Figure 24. Mini-réseaux BT à Madagascar, y compris une vue détaillée d'un exemple dans le district de Maevatanana, région de Betsiboka.....	81
Figure 25. Caractéristiques des mini-réseaux BT illustrant le nombre de foyers en fonction de la longueur du réseau BT	81
Figure 26. GHI avec les mini-réseaux proposés.....	84
Figure 27. Caractéristiques du mini-réseau BT.....	88
Figure 28. Mise en place de mini-réseaux BT	90
Figure 29. Carte thermique solaire autonome / SPI	91
Figure 30. Exigences du calendrier de mise en œuvre des SPI par année jusqu'en 2030	92
Figure 31. Solutions d'électrification des établissements de santé par technologie.....	97
Figure 32. Localisation des établissements de santé à Madagascar (Ministère de la santé, 2023)	98
Figure 33. Localisation des écoles à Madagascar (Source : OSM, 2023) - Il s'agit de lieux ouverts à tous les types d'écoles.....	99
Figure 34. Solutions d'électrification scolaire par technologie	100

Figure 35. Part de l'accès à l'électrification dans les connexions par technologie. 102

Figure 36. Résumé de l'analyse géospatiale de l'électrification du PEI 103

Figure 37. Prévisions de mise en œuvre de l'accès à l'électrification avec connexions annuelles par technologie et impact sur le taux d'électrification 103

Figure 38. Prévisions de mise en œuvre de l'accès à l'électrification avec connexions annuelles par technologie et impact sur le taux d'électrification (scénario d'accès universel 2040) 108

Figure 39. Atlas hydroélectrique - Potentiel hydroélectrique à petite échelle par région 137

Figure 40. Atlas hydroélectrique - Moyenne annuelle des précipitations..... 138

Figure 41. Sites hydroélectriques sélectionnés de la côte Est ayant une hauteur de chute brute supérieure à 15 mètres..... 140

Figure 42. Des petits sites pour les centres hydroélectriques et sélection de mini-réseaux dans un rayon de 15 km..... 144

Figure 43. Listes complètes de sites - de petites sites pour les centres hydroélectriques et mini-réseaux MT..... 145

Figure 44 Potentiel de cuisson électrique mesuré en pourcentage des structures connectées au réseau en 2023..... 155

Figure 45. Potentiel de cuisson électrique mesuré en pourcentage des structures connectées au réseau en 2030..... 155

Figure 46. Rendements du riz et du maïs en MT/Ha (FAO AgroMaps, 1997) 157

Figure 47. Moulins à maïs indicatifs par district..... 158

Figure 48. Rizeries indicatives par district..... 158

Figure 49. Carte thermique indicative de l'emplacement des moulins à maïs..... 159

Figure 50. Carte thermique indicative de l'emplacement des rizeries..... 159

Figure 51. Emplacements commerciaux des POI d'Open Street Map..... 161

Tableau 1. Estimation des connexions en 2023 (Source : JIRAMA, ADER et MTF, 2023) 16

Tableau 2. Base de données d'ADER sur les opérateurs hors réseau actifs (Source : ADER, mai 2023).....25

Tableau 3. Échantillons complétés par base de sondage.....36

Tableau 4. Dépenses énergétiques résidentielles mensuelles par zone pour les zones Nord, Centre et Sud.....38

Tableau 5. Dépenses énergétiques commerciales mensuelles par zone pour les zones Nord, Centre et Sud.....38

Tableau 6. Données entrées dans la plate-forme géospatiale.....39

Tableau 7. Consommation moyenne pondérée pour les structures situées à plus de 15 kilomètres des réseaux/systèmes de distribution connus de la JIRAMA.....48

Tableau 8. Consommation moyenne pondérée pour les structures situées à moins de 15 kilomètres des réseaux/systèmes de distribution connus de la JIRAMA.....48

Tableau 9. Hypothèses de synthèse des coûts (Source : NRECA International, 2023)54

Tableau 10. Hypothèses de coûts pour les mini-réseaux du PEI de Madagascar.....56

Tableau 11. Scénarios d'électrification.....59

Tableau 12. Potentiel de densification par quartier.61

Tableau 13. Potentiel d'extension du réseau par district.67

Tableau 14. Mini-réseaux MT par district.....77

Tableau 15. Mini-réseaux BT par district.....84

Tableau 16. Systèmes PV individuels par Région.....93

Tableau 17. Taux de mise en œuvre de l'électrification par technologie pour atteindre l'accès universel d'ici 2030.....	102
Tableau 18. Besoins de financement pour réaliser l'accès universel d'ici 2030	104
Tableau 19. Taux de mise en œuvre de l'électrification par technologie pour atteindre l'accès universel d'ici 2040.....	106
Tableau 20. Besoins de financement pour réaliser l'accès universel d'ici 2040	109
Tableau 21. Besoins de financement pour réaliser l'accès universel d'ici 2040	113
Tableau 22. Comparaison de l'hybridation des mini-réseaux BT	114
Tableau 23. Exigences pour atteindre l'accès universel d'ici 2030	119
Table 24. Comparaison des mini-réseaux MT avec des sites de petites centrales hydroélectriques situés dans un rayon de 15km	141
Table 25. Estimations du CAPEX pour l'hydroélectricité.	146
Tableau 3. Potentiel d'e-cooking par modalité d'électrification	153
Tableau 6. Besoins des foyers en matière d'e-cooking.....	153
Tableau 7. Consommation globale d'énergie pour la cuisson électrique entre 2023 et 2030 pour les ménages et les institutions, pour les deux scénarios.....	154
Tableau 8. Analyse de la chaîne du froid agricole pour une adoption de la chaîne du froid de 20 % par culture.....	156
Tableau 9. Types d'entreprises étudiées dans le cadre de l'enquête sur les dépenses énergétiques du PEI, avec leur nombre respectif et leur pourcentage d'occurrence dans chaque base de sondage. (PEI, 2023)	160

ACRONYMES ET ABRÉVIATIONS

ADER	Agence de Développement de l'Electrification Rurale
AFD	Agence Française de Développement
ARELEC	Autorité de Régulation de l'Electricité
BAD	Banque Africaine de Développement
BT	Basse Tension
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program
FBR	Financement Basé sur les Résultats (« Result Based Finance » RBF en anglais).
FNE	Fonds National de l'Electricité
FNED	Fonds National de l'Energie Durable
GdM	Gouvernement de Madagascar
GEAPP	Global Energy Alliance for People and Planet
GHI	Global Horizontal Irradiation – Irradiation Solaire Horizontale Globale
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit – Agence allemande de coopération internationale pour le développement
GLCEP	Geospatial Least-Cost Electrification Plan – « Plan Géospatial d'Electrification à moindre coût »
HdU	Heure d'Utilisation
HT	Haute Tension
INSTAT	Institut National de la Statistique
IPP	Independent Power Producer - Producteur d'électricité indépendant
JIRAMA	Jiro sy Rano Malagasy - Service publique historique d'électricité malagasy
JSI	John Snow Inc. : Organisation internationale focalisée sur la santé, l'éducation et l'inclusion socioéconomique
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau – Banque de Développement Allemande
kV	kilovolt
kVA	Kilovoltampère
kWc	Kilowatt-crête
kWh	Kilowatt-heure
LCOE	Levelized Cost of Electricity – Cout actualisé de l'énergie
LEAD	Least-Cost Electricity Access Development Project – « Projet de développement de l'accès à l'électricité au moindre coût » de la Banque Mondiale
MECS	Modern Energy Cooking Services
MEH	Ministère de l'Energie et des Hydrocarbures
MINAE	Ministère de l'Agriculture et l'Elevage
MT	Moyenne Tension
NPE	Nouvelle Politique de l'Energie
ODD	Objectif de Développement Durable
ONU	Organisation des Nations Unies
ORE	Office de Régulation de l'Electricité

OSM	Open Street Map
PDMC	Plan de Développement au Moindre Coût
PEI	Plan Energétique Intégré
PME	Petites et Moyennes Entreprises
PNUD	Programme des Nations Unies pour le Développement
PRIRTEM	Projet de Renforcement et d'Interconnexion du Réseau de Transport d'Electricité à Madagascar
PV	Photovoltaïque
RIA	Réseau Interconnecté Antananarivo
RIF	Réseau Interconnecté Fianarantsoa
RISE	Réglementation, Incitations, Stabilité, Évaluation
RIT	Réseau Interconnecté Toamasina
SEforALL	Sustainable Energy for All
SIG	Système d'Information Géographique
SPI	Système/Solution Photovoltaïque Individuel
UE	Union Européenne
UEF	Universal Energy Facility – traduction littérale : Fonds pour l'accès universelle à l'Energie - Programme de SEforALL
UNIDO	Organisation des Nations Unies pour le Développement Industriel
UPE	Usage Productif de l'Electricité

TERMES CLES

Basse tension (BT) : La basse tension est le niveau de tension utilisé par les consommateurs. Les réseaux basse tension à Madagascar sont alimentés en 400 volts. Le code de réseau de Madagascar définit la basse tension comme étant toute tension inférieure à 1 000 volts.

Biocarburants : Les combustibles renouvelables fabriqués à partir de matières organiques, telles que les plantes et les matériaux dérivés des plantes.

Chaîne du froid agricole : Une série de processus de stockage et de transport réfrigérés et à température contrôlée utilisés pour maintenir la qualité, la sécurité et la durée de conservation des produits agricoles périssables, tels que les fruits, les légumes, les produits laitiers et les viandes.

Chaîne du froid médicale : Chaîne du froid utilisée pour les produits de santé non liés aux vaccins. Il s'agit du sang, des prélèvements de laboratoire, les réactifs et certains tests spécifiques à une maladie.

Chaîne du froid pour les vaccins : Équipement de la chaîne du froid (réfrigérateurs et congélateurs) utilisé pour stocker les vaccins dans les structures sanitaires et les dépôts (régionaux, communaux). Il peut également s'agir de chambres froides de type "walk-in", qui sont des équipements de plus grande taille, généralement utilisés aux niveaux national et régional.

Combustible solide : combustible sous forme solide utilisé comme source d'énergie pour produire de la chaleur ou de l'électricité, par exemple "le bois, le charbon, le charbon de bois et la tourbe".

Combustibles de cuisson : Les combustibles utilisés pour fournir de la chaleur pour la cuisson, qui peuvent inclure, sans se limiter au bois, au charbon de bois, au pétrole lampant, à l'essence, à l'éthanol, au propane, au gaz naturel, au butane.

Composante : Les composantes du plan intégré d'accès à l'énergie sont le plan d'électrification à moindre coût, le plan de cuisson propre, le plan de chaîne du froid médical et le plan de chaîne du froid agricole.

Connecté au réseau : Service fourni par la JIRAMA par le biais d'une combinaison de réseaux électriques nationaux et de systèmes de production et de distribution isolés.

Densification : en de nombreux endroits du réseau existant de la JIRAMA, des habitations et des petites entreprises sont situées à proximité du réseau de distribution basse tension mais ne sont pas raccordées. La densification consiste à raccorder ces habitations et ces entreprises non desservies au réseau électrique par le biais extensions BT de courte distance et de raccordements au service électrique.

Dispositifs de cuisson/appareils de cuisson : Désigne un dispositif et/ou un appareil indépendamment du combustible utilisé. Par exemple " Les cuisinières" ou " Les autocuiseur ".

Électrification hors réseau : Cela comprend les mini-réseaux et les SPI pour les foyers, les entreprises et les institutions publiques. Il ne s'agit pas de systèmes de production d'énergie renouvelable connectés au réseau existant.

Extension du réseau : L'extension du réseau électrique est le processus consistant à connecter des habitations et des entreprises non desservies au réseau électrique existant. Cela implique l'extension du réseau de distribution moyenne tension (MT), l'installation de nouveaux transformateurs de distribution et l'extension du réseau de distribution basse tension (BT) pour raccorder de nouveaux branchements.

Haute tension (HT) : La haute tension est également considérée comme la tension de transmission ou transport. La plupart des réseaux de transmission fonctionnent à 66 kV ou plus. Le code de réseau de Madagascar définit la haute tension comme étant toute tension supérieure à 50 000 volts.

Mini-réseau : Systèmes de distribution (basse tension ou moyenne tension) indépendants des systèmes de distribution électrique et reposant sur des ressources de production distribuées telles que l'énergie solaire photovoltaïque, les petites centrales hydroélectriques, l'énergie thermique ou d'autres sources. Dans le cadre de ce rapport, trois catégories de mini-réseaux sont utilisées : 1) les mini-réseaux MT en limite du réseau existant qui se réfèrent à des mini-réseaux plus importants proches des réseaux de la Jirama, 2) les mini-réseaux MT isolés qui fourniront d'électricité aux localités qui ne sont pas connectées au réseau existant, et 3) les mini-réseaux BT qui desserviront des localités plus petites avec des systèmes d'alimentation isolés utilisant un réseau de distribution BT.

Modèle géospatial : Les analyses spatiales ont été effectuées dans un système d'information géographique (SIG). Les SIG combinent des données et des bases des données géospatiales et non géospatiales pour effectuer des analyses à l'aide de modèles et d'algorithmes géospatiaux. L'expression "modèle géospatial" fait référence à l'analyse géospatiale et aux modèles de données contenus dans la base de données du SIG utilisé pour le projet.

Moyenne tension (MT) : La moyenne tension est considérée comme une tension de distribution qui est utilisée pour distribuer l'électricité depuis les sous-stations du réseau vers les communautés ou les consommateurs industriels plus importants. Les niveaux de moyenne tension à Madagascar comprennent les niveaux de tension 35 kV, 20 kV, 15 kV et 5 kV. Le code de réseau de Madagascar définit la basse tension comme étant toute tension entre 1 000 et 50 000 volts.

Plan énergétique intégré (PEI) : Le Plan d'électrification et d'accès à l'énergie (PEI) est un plan qui vise à atteindre l'accès universel à l'énergie pour l'électrification et la cuisson à Madagascar. Il fournit également des options pour un stockage optimal du froid pour les chaînes du froid médicales et agricoles.

Plateforme de visualisation (plateforme) : une plateforme de visualisation de données en ligne, accessible au public, interactive et conviviale, qui fournit aux décideurs politiques et aux professionnels de l'énergie des données et des informations leur permettant de prendre des décisions éclairées sur les stratégies et les opérations visant à faire progresser l'accès à l'énergie dans le pays.

Projet d'électrification (projet) : Dans ce rapport, le terme "projet" est utilisé pour désigner un investissement individuel visant à étendre une ligne moyenne tension de plus de 500 mètres de long afin de relier un ou plusieurs transformateurs. Ce projet comprend également un réseau de distribution basse tension à partir de chaque transformateur, qui permet de raccorder les consommateurs.

Réseaux isolés : réseaux de distribution nationaux non interconnectés au réseau principal, qui peuvent également contenir leur propre source d'énergie, qu'elle soit renouvelable, thermique, hydroélectrique ou autre.

Sous-station : Une installation qui comprend des transformateurs, des équipements de protection et de control, des commutateurs et des portiques dont le but est de transformer l'énergie électrique d'un niveau de tension à un autre. Les postes de réseau transforment les tensions de transmission (normalement supérieures à 32 kV) en niveaux de tension moyenne, généralement 20, 15 ou 5 kV.

Structure des bâtiments : données géoréférencées des bâtiments. En général, ce sont les données polygones représentant les toitures des maisons prises à partir d'une vue d'en haut et visualiser sur une image satellite dans un logiciel de traitement des données géospatiales. Elles sont sous formes de fichier vectoriel.

Système Photovoltaïques Individuel (SPI) : systèmes photovoltaïques et de batteries autonomes de différentes capacités destinées à fournir de l'électricité à des charges spécifiques d'un seul consommateur. Ce dernier peut être un foyer, une institution ou une entreprise.

Technologies de cuisson : Se réfère aux combinaisons potentielles de combustibles et d'appareils de cuisson, par exemple les " Les cuisinières à gaz liquéfié de pétrole (GPL) ".

Temps d'utilisation : principe consistant à ajuster le prix de l'électricité à différents temps de la journée. Généralement, ce principe est utilisé pour mieux refléter les coûts de production pendant les périodes de forte et de faible demande.

Transformateurs de distribution : Les transformateurs de distribution transforment la moyenne tension (20, 15 ou 5 kV dans la plupart des cas) en une basse tension pour l'utilisation par les consommateurs résidentiels et commerciaux. Les réseaux basse tension à Madagascar sont alimentés à 400 volts.

Transformateurs de puissance : Les transformateurs de puissance transforment la haute tension (50 kV ou plus) en niveaux de tension moyenne - généralement 35, 20, 15 ou 5 kV - en tant que partie intégrante d'une sous-station de réseau.

INTRODUCTION

Madagascar est le deuxième plus grand pays insulaire du monde avec une superficie de 572 000 kilomètres carrés et une population d'environ 29,6 millions d'habitants¹. L'île détient également le triste record d'avoir l'un des taux de pauvreté les plus élevés de l'Afrique Australe. L'agriculture emploie près de 80 % des adultes à Madagascar et représente près de 43 % du PIB². Le riz, le manioc, le maïs et la patate douce constituent les principales cultures pratiquées. On estime à 2 600 le nombre de dispensaires qui assurent la vaccination à Madagascar³. Cependant, le taux de couverture vaccinale systématique a récemment baissé en raison des perturbations liées à la COVID-19, et est actuellement estimé à 51 % pour le BCG et à 70 % pour la première dose du vaccin DPT⁴. Ces faibles taux de couverture sont plus prononcés dans les zones rurales et reculées⁵.

La JIRAMA (Jlro sy RAno MAlagasy), la société publique d'électricité et d'eau exploite trois réseaux électriques principaux du pays (Antananarivo, Fianarantsoa et Toamasina), ainsi qu'une série de petits réseaux de production et de distribution qui desservent les principales agglomérations, avec un service limité dans les zones rurales. L'Agence pour le développement de l'électrification rurale (ADER) coordonne la planification de l'électrification hors réseau. Plusieurs mini-réseaux et distributeurs solaires autonomes mettent en œuvre et exploitent plus de 100 mini-réseaux. Le taux d'électrification actuellement est d'environ 35 %⁶ (rapport sur le suivi de l'ODD 7, 2023), tandis que l'accès à des appareils de cuisson propres est beaucoup plus faible, puisqu'il ne concerne que 5 % des foyers malgaches⁷.

Face aux défis énergétiques, sanitaires et agricoles de Madagascar, SEforALL et le Gouvernement de Madagascar (GdM) ont convenu de parrainer et développer le Plan Énergétique Intégré (PEI) de Madagascar. Le PEI fournit une analyse intégrée de l'électrification, de la cuisson propre et de la chaîne du froid afin de soutenir un accès accru à l'énergie moderne et aux services associés pour les communautés urbaines, périurbaines et rurales à travers Madagascar. Le plan d'accès à la chaîne du froid évaluera les moyens d'améliorer les services de réfrigération pour subvenir au besoin de stockage et de distribution des vaccins, ainsi que les systèmes de conservation par froid pour les produits agricoles et alimentaires. Le PEI est destiné à soutenir l'amélioration des politiques énergétiques et d'électrification ainsi qu'à fournir un point de référence public pour l'investissement dans les ressources énergétiques pour les entreprises et les communautés malgache, afin que les parties prenantes publiques et privées identifient les voies optimales pour améliorer l'accès à l'énergie et la fourniture de services.

¹ Banque mondiale, 2022. <https://data.worldbank.org/country/madagascar>

² FIDA 2021. Programme d'options stratégiques pour le pays 2022-2026

³ Analyse du réseau de la chaîne d'approvisionnement des vaccins à Madagascar, 2019, JSI.

⁴ Performance de la Vaccination de Routine, Janvier 2023. Direction du Programme Elargi de Vaccination.

⁵ SEforALL, Services de conseil pour la planification énergétique intégrée (PEI) Madagascar, 2023

⁶ En 2020, suivi du rapport sur l'ODD 7 (2022)

⁷ Madagascar Vaccine Supply Chain Network Analysis, JSI, 2019

Le plan d'accès à la chaîne du froid analysera les solutions pour optimiser les systèmes de conservation par le froid, tant pour les vaccins nécessitant un stockage et une distribution à basse température, que pour les produits agricoles et alimentaires exigeant une réfrigération adéquate.

Aperçu du PEI de Madagascar

SEforALL a engagé un consortium d'experts dirigé par NRECA International (NRECA) pour élaborer Le PEI. Les membres du consortium du PEI comprennent JSI, Arizona State University, DGrid Energy, et Fraym. Les résultats du PEI de Madagascar sont dérivés d'une analyse géospatiale détaillée qui utilise un cadre de modélisation géospatiale dynamique conçu par l'équipe NRECA. Ce cadre intègre des données provenant de nombreuses sources, notamment les données et les caractéristiques de l'infrastructure du réseau de production, transport et de distribution de la JIRAMA, les réseaux routiers, les données hydrologiques, la population et les données démographiques, les données sur la cuisine propre, les données sur l'infrastructure des centres de santé et des vaccins, et les données sur la production agricole et la chaîne de valeur, parmi d'autres. Ces données géoréférencées permettent d'évaluer les solutions d'électrification, de chaîne du froid et de cuisson propre pour toutes les zones urbaines, périurbaines et rurales de Madagascar en utilisant des modèles développés par les membres de l'équipe du consortium NRECA.

Ce projet ambitieux s'appuie sur les expériences des précédents projets SEforALL de planification énergétique intégrée au Nigeria (2021) et au Malawi (2022). Ainsi, pour Madagascar, Le PEI a comme buts et objectifs les points suivants :

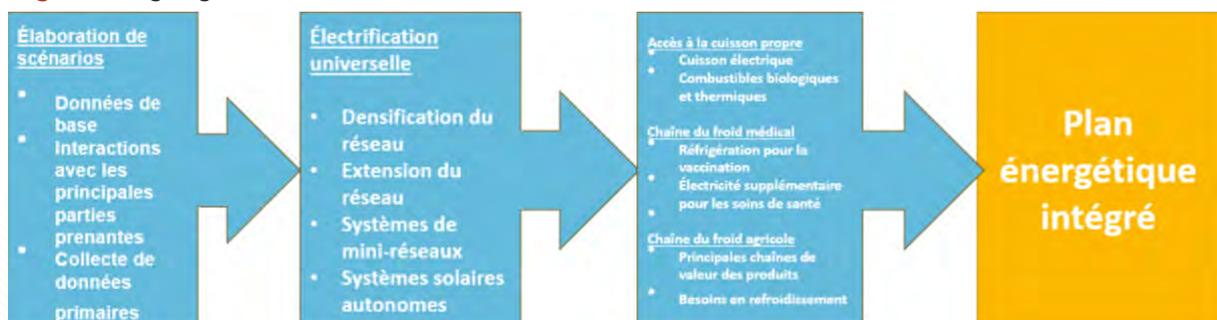
- Préparer et présenter un plan énergétique intégré sensible au genre qui synthétise une approche d'électrification géospatiale à moindre coût pour l'expansion des services en s'appuyant sur les analyses d'électrification récemment réalisées en 2018 et 2021⁸. Ces analyses permettent d'évaluer la voie la moins coûteuse vers l'électrification universelle à Madagascar. Le PEI accorde une attention particulière à l'électrification des infrastructures publiques et aux possibilités d'optimiser le potentiel de leur utilisation productive en exploitant à la fois les données existantes et les nouvelles données issues de l'analyse de l'accessibilité financière. Le cadre de modélisation de l'électrification évaluera les options technologiques en se basant sur l'approvisionnement le plus économique possible, donc à moindre coût, ce qui donnera lieu à une liste concrète de projets d'extension du réseau, de développement de mini-réseaux et de projets solaires autonomes, plutôt que de se limiter à des estimations approximatives de l'accès à l'électricité. La liste des projets, associée à l'analyse des coûts des technologies, est utilisée pour évaluer les besoins de financement par technologie proposée et par zone géographique à Madagascar. Il s'agit d'une avancée importante dans la planification de l'électrification qui n'a pas encore été réalisée à Madagascar.
- Préparer un modèle géospatial de cuisson propre pour promouvoir l'adoption de services de cuisson à l'énergie moderne (MECS) à travers Madagascar. Cette analyse comprend l'introduction de dispositifs de cuisson améliorés, de combustibles biomasses alternatifs

⁸ Assistance Technique à la Préparation d'une analyse des options d'électrification géospatiale au moindre cout pour un déploiement sur réseau et hors réseau Madagascar, Rapport Finale. World Bank, August 2021

et/ou d'électricité pour remplacer les combustibles de cuisson traditionnels. L'analyse intégrée de l'électrification et de la cuisson propre sera réalisée sur un système d'information géographique commun partageant des couches d'attributs afin d'évaluer les options technologiques et les coûts totaux de possession des technologies alternatives, tout en garantissant un accès et des avantages équitables pour les hommes et les femmes. Cette analyse couvre à la fois la cuisine des foyers et des institutions conformément à la portée du projet.

- Développer des modèles géospatiaux pour évaluer les coûts logistiques, les contraintes et les défis des chaînes du froid médicales et agricoles. Les modèles intégreront les chaînes du froid médicales pour les vaccinations de routine, la vaccination contre la COVID-19 et les besoins futurs en matière de vaccination, ainsi que l'analyse des chaînes du froid agricoles pour évaluer l'ampleur, la demande d'énergie et le coût total de refroidissement de certains produits agricoles sélectionnés tels que le poisson, les produits laitiers et d'autres denrées ou produits agricoles thermosensible. Les analyses de la chaîne du froid seront ensuite incorporées dans les modèles d'électrification et de cuisson afin d'identifier les zones où des priorités supplémentaires en matière d'accès à l'énergie peuvent se présenter à Madagascar pour un accès équitable au refroidissement et à la réfrigération.
- Garantir à l'ensemble des parties prenantes publiques et privées un accès facile et une utilisation aisée des modèles et des résultats du PEI, y compris les données primaires et secondaires. Pour atteindre cet objectif, des programmes renforcement des capacités à plusieurs étapes sont prévus au cours de la mise en œuvre du projet, notamment un renforcement des capacités qui cible les femmes afin de garantir leur accès équitable et l'utilisation des données, ainsi que la coordination de la gestion des données, jusqu'au transfert de la base de données et des modèles à la partie étatique.
- Développer une plateforme de visualisation conçue pour fournir un accès ouvert à toutes les couches de données, aux résultats et à l'analyse des scénarios aux parties prenantes publiques et privées auxquelles ces analyses étaient destinées. La conception de la plateforme de visualisation sera axée sur la facilité d'utilisation afin de permettre aux parties prenantes d'accéder, d'interagir, de télécharger et d'analyser les données et les résultats du PEI d'une manière conviviale. La plateforme sera accessible au public.

Figure 1. Organigramme de l'élaboration du PEI.



Objet du présent rapport

Ce rapport présente le plan d'électrification du PEI. Il commence par décrire le défi de l'électrification à Madagascar, suivi d'une présentation sur la méthodologie utilisée pour développer Le PEI. La méthodologie commence par un résumé du processus de collecte et de validation des données, suivi d'une discussion sur la base du cadre de modélisation géospatiale. La méthodologie est suivie d'une présentation des résultats de la modélisation de l'électrification, des analyses de sensibilité et des besoins de financement de l'électrification. La dernière section présente les conclusions et les considérations pour la prochaine étape de la mise en œuvre du PEI.

APERCU ET DEFIS DE L'ELECTRIFICATION A MADAGASCAR

Le défi de l'accès à l'électricité

Bien que le taux d'électrification à Madagascar soit estimé à 35 %, il n'existe pas de statistiques définitives sur les taux d'électrification en milieu urbain et rural. La Banque mondiale estime que plus de 18 millions de personnes n'ont actuellement pas accès à l'électricité à Madagascar, ce qui classe le pays au treizième rang mondial en termes de population non électrifiée⁹. Le tableau 1 donne un aperçu des connexions estimées par modalité d'électrification en 2023, tandis que la figure 2 fournit une représentation visuelle des zones électrifiées et non électrifiées du pays.

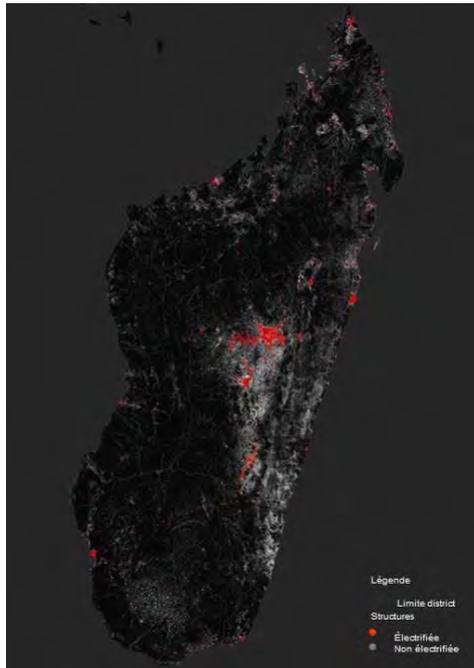
Tableau 1. Estimation des connexions en 2023 (Source : JIRAMA, ADER et MTF, 2023)

Modalité	Estimation des connexions en 2023 ¹⁰
Clients existants de la JIRAMA	620 839
Mini-réseaux	50 882
Solaire PV Individuel (SPI)	1 260 000
Total	1 931 721

⁹ Banque mondiale, avril 2023 (voir lien)

¹⁰ Cette estimation représente toutes les connexions, dans le cas des consommateurs de la JIRAMA le total de 2022 (620,839), et les estimations solaires autonomes sont dérivées de l'enquête Madagascar MTF, qui estime l'utilisation solaire à 1,26 million (sur la base d'environ 20 pour cent des ménages disposant d'une forme de systèmes PV Individuels (SPI)).

Figure 2. Estimation des zones électrifiées par rapport aux zones non électrifiées à Madagascar (Source : PEI, 2023)



Ministère de l'énergie et des hydrocarbures : Politique d'électrification

Le Ministère de l'Energie et des Hydrocarbures (MEH) a la responsabilité statutaire d'établir et de superviser la politique d'électrification, de mener la planification stratégique et de faciliter les investissements dans l'électrification. La Nouvelle Politique de l'Energie de Madagascar (NPE) 2015-2030, élaborée avec l'appui de l'Union européenne, fixe un objectif de 70 % d'accès à l'horizon 2030. Pour opérationnaliser la NPE, la Banque mondiale a financé en 2021 l'élaboration d'un plan d'électrification à moindre coût en, appelé "Analyse des options d'électrification

géospatiale au moindre coût" (GLCEP), tandis que le Plan de développement au moindre coût (PDMC) contient les études de la demande, de la production et du réseau électrique. Le MEH est en train de mettre à jour le NPE qui sera dorénavant appelé Plan d'Emergence Energétique.

Le MEH supervise la JIRAMA (la compagnie d'électricité), l'ADER (l'Agence de Développement de l'Electrification Rurale) et l'ORE (l'autorité de régulation). Le décret n° 2023-245 du 14 mars 2023 fixant les procédures relatives aux Concessions de Production, de Transport et de Distribution ; aux Autorisations de Production et de Distribution, et aux Déclarations de Production d'énergie électrique ordonne à la JIRAMA de régulariser les zones de service par site de production. Ce décret vise à définir les limites des zones de service de la JIRAMA, ce qui permettra d'améliorer la clarté pour les investissements privés dans les mini-réseaux. Le MEH a également lancé un programme de renforcement de l'ADER, qui prévoit le recrutement et la formation de personnel pour soutenir les investissements en électrification au niveau régional et pour accroître l'utilisation du Fonds National pour l'Energie Durable (FNED) une fois qu'il sera opérationnel.

JIRAMA : Service du réseau

La JIRAMA est le fournisseur d'électricité et d'eau de l'État malgache. Elle exploite une série de réseaux de transport et de distribution qui desservent les principales agglomérations. Les réseaux détenus et exploités par JIRAMA incluent trois réseaux distincts de transmission-distribution qui desservent Antananarivo (RIA), Toamasina (RIT) et Fianarantsoa (RIF). La JIRAMA exploite également 94 systèmes de production-distribution plus petits et isolés qui desservent des villes plus petites à travers. Au total, la JIRAMA dessert 620 839 clients, dont 95 %, soit 587 429, sont des particuliers. Le nombre de nouvelles connexions varie d'une année à l'autre, principalement en fonction du financement disponible. En 2018, la JIRAMA a enregistré 35 186 nouvelles connexions, contre seulement 13 737 en 2022. Dans l'ensemble, 100 501 consommateurs ont été raccordés entre 2018 et 2022, à un rythme d'environ 20 000 par an. La JIRAMA n'a pas encore élaboré de plan directeur de distribution ni de système d'information géospatiale. Sa planification se concentre principalement sur l'expansion de l'approvisionnement en énergie, l'expansion de la production, transport et l'installation de compteurs de revenus pour tous les consommateurs connectés.

La JIRAMA est en grande difficulté financière étant donné que les tarifs sont bien inférieurs au coût du service. En outre, la JIRAMA souffre de pertes élevées, d'un faible taux de recouvrement des recettes et de ressources inadéquates pour faire face à ces conditions d'exploitation. Comme l'indique la BAD¹¹, le taux de recouvrement de la JIRAMA est d'environ 60 % en 2018. Pour sa part, la JIRAMA estime que les pertes sont de 30 à 35 %¹², dont environ 10 % sont attribuées aux pertes techniques et 20 à 30 % aux pertes commerciales et aux vols. Les responsables de JIRAMA ont noté que les réseaux de distribution interconnectés de RIA, RIT et RIF sont fortement chargés par rapport aux indicateurs SAIDI ou SAIFI, mais ceux-ci n'ont pas été évalués pour fournir une compréhension claire de la fiabilité de l'alimentation électrique, et des études de flux de charge n'ont pas été effectuées pour évaluer les problèmes de qualité de l'électricité. Cependant, les

¹¹ BAD, Réseaux électriques décentralisés durable/Mini-grid vertes, 2018.

¹² Entretien des parties prenantes avec la JIRAMA, 2023

études sont réalisées en fonction de la demande, donc de façon ponctuelle pour le moment. Toutefois, les discussions avec la direction de planification de la JIRAMA ont révélé que la qualité et la fiabilité de l'électricité sont des défis qu'elle reconnaît, tant dans les trois principaux réseaux que dans les multiples petits réseaux isolés.

En ce qui concerne les tarifs, la JIRAMA a reçu l'autorisation d'augmenter son tarif en 2017, 2018, 2021¹³ et à nouveau en janvier 2023. La base de données des clients de la JIRAMA de 2022 indique que la JIRAMA facturait en moyenne 550 Ariary par kWh soit 0,12 USD par kWh pour toutes les catégories confondues. Cela équivaut à environ la moitié du coût de production¹⁴ selon les données d'une étude antérieure¹⁵. Étant donné que les tarifs sont inférieurs au coût du service, la JIRAMA n'a en fait aucune incitation financière à développer de manière significative les connexions.

Aperçu des principaux projets de développement de l'infrastructure de réseau

Alors que la JIRAMA ; en particulier ses réseaux isolés, aura besoin d'implémenter des réformes, par exemple d'augmentations tarifaires significatives ou d'une diminution de son coût de production pour atteindre la viabilité financière (renvoi au Plan de Redressement de la JIRAMA pour plus d'informations); les investissements de la BAD, de la Korean Exim Bank, de la Banque Européenne d'Investissement et de la KfW soutiennent l'expansion des installations de transport de la JIRAMA sur plusieurs phases. L'une de ces phases comprend le projet intitulé « Projet de Renforcement et d'Interconnexion du Réseau de Transport d'Electricité à Madagascar » (PRIRTEM). La première phase de PRIRTEM, d'un coût d'environ 200 millions de dollars, est conçue pour interconnecter les RIA et RIT avec une tension de 220 kV de 267 km et pour construire quatre nouvelles sous-stations. La deuxième phase, d'un coût estimé à 400 millions de dollars, comprendra une ligne de transport de 220 kV de 135 km entre RIA et Antsirabe, liée à un projet distinct de construction de la centrale hydroélectrique de Sahofika, d'une capacité de 192 MW. Il est entendu que la phase 1 de PRIRTEM s'apprête à commencer les travaux proprement dits tandis que la phase 2 dépend des accords entre le consortium de développeurs de Sahofika et les financiers du projet. Les deux phases du projet PRIRTEM comprennent également de petites composantes d'électrification rurale axées sur l'extension du réseau et le développement des mini-réseaux hydroélectriques. Un dernier projet à Antananarivo, Tana Medium Ring, est également proposé pour renforcer les réseaux de transmission RIA et RIF (la création de 8 sous-stations autour de Tanà et Antsirabe, de près de 200 km de lignes de transport 90 kV). Ce nouveau réseau est conçu pour alléger la saturation du RIA et recevoir les énergies solaires qui sont en cours de développement et attendues à court terme. Le schéma de bouclage de réseau de transport proposé dans le projet PAGOSE entame aussi ses dernières phases préparatives. Les acquisitions et travaux vont commencer bientôt pour le bouclage du réseau de transport dans le RIA avec renouvellement de différentes sous stations.

¹³ Avec notamment le changement en tarifs OPTIMA des catégories « Résidentielles »

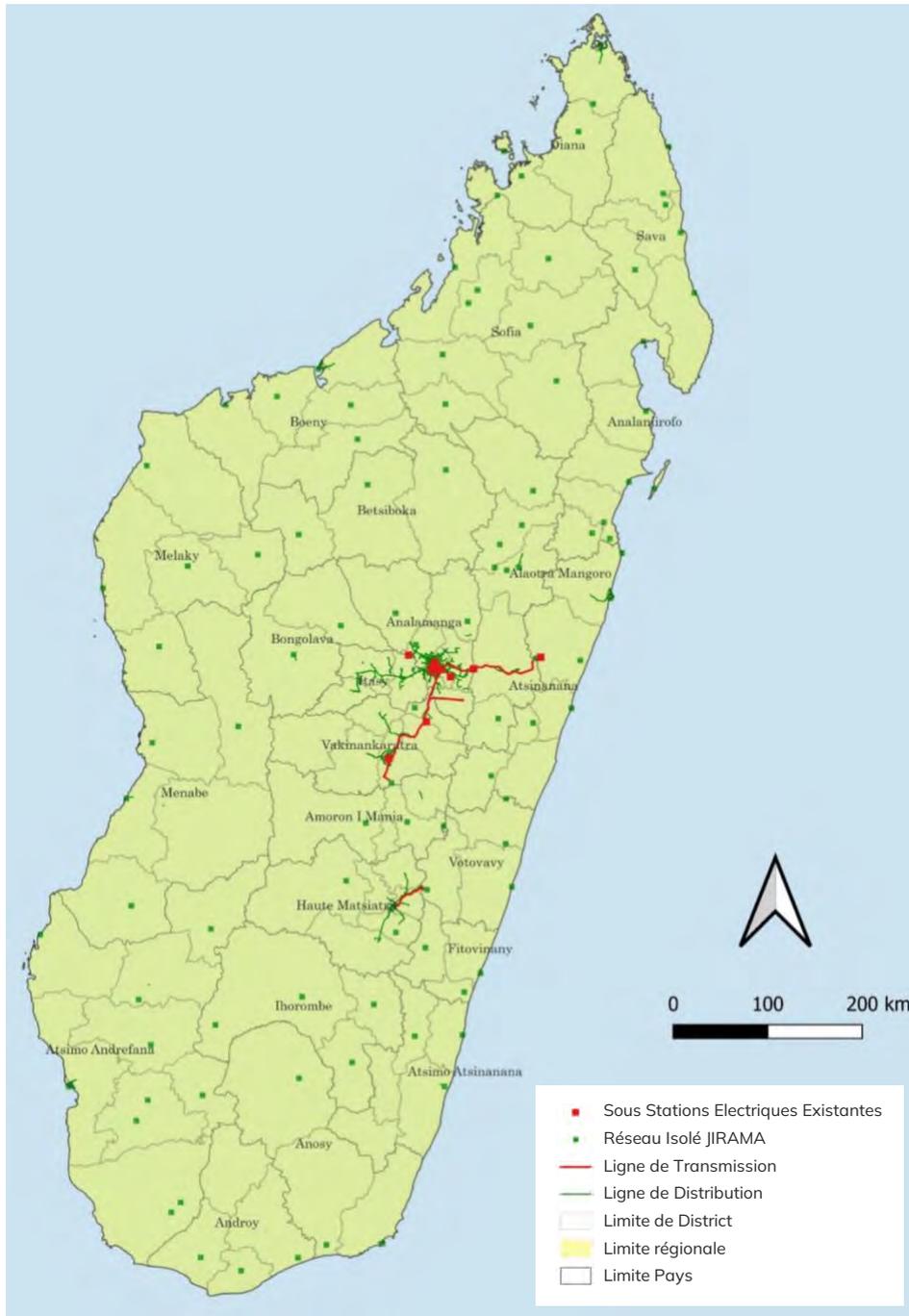
¹⁴ BAD, Réseaux électriques décentralisés durable /Mini-grid vertes, 2018.

¹⁵ GIZ, Opportunités pour les entreprises solaires à Madagascar, 2016.

De plus, d'autres projets financés par la Banque mondiale auront également un impact majeur sur l'infrastructure du réseau électrique et la prestation de services à Madagascar dans les années à venir. Le prochain projet de connectivité numérique et énergétique pour l'inclusion à Madagascar (DECIM) contribuera à doubler l'accès à l'énergie à 67% à Madagascar, bien que les modalités de mise en œuvre spécifiques ne soient pas encore finalisées. Le projet LEAD (Least-Cost Electricity Access Development) financé par la Banque mondiale met en œuvre, entre autres, environ 195 000 nouvelles connexions au réseau électrique à faible coût en utilisant la technologie du tableau électrique prêtes à l'emploi entre 2023 et 2024, en plus des 52 000 connexions qui seront financées par la JIRAMA entre 2023 et 2028. Dans l'ensemble, cela entraînera 247 000 nouvelles connexions d'ici 2028, soit une moyenne d'environ 41 000 connexions par an, ce qui représente approximativement le double du taux actuel d'expansion de la JIRAMA. Il est important de souligner que la plupart de ces nouveaux consommateurs seront desservis par des efforts de densification, soit environ 90 % des nouvelles connexions principalement dans la zone couverte par le réseau RIA. En d'autres termes, l'extension physique du réseau ne contribuera que de manière marginale aux nouvelles connexions, car la majorité des nouveaux consommateurs seront desservis dans les zones urbaines et périurbaines de la zone servie par la JIRAMA.

Figure 3. Réseau interconnecté et systèmes de centres production-distribution isolés de la JIRAMA

(Sources : JIRAMA et ADER, 2023).



ADER : Planification et coordination hors réseau

L'ADER a été créée pour coordonner la planification de l'électrification hors réseau en complément des efforts déployés par la JIRAMA pour étendre ses services, au nom du gouvernement malgache. L'ADER est avant tout une agence de planification et de coordination des donateurs. Elle ne possède ni n'exploite d'infrastructures hors réseau. Outre la planification, elle coordonne également les efforts visant à étendre la mise en œuvre par le secteur privé des investissements hors réseau pour les mini-réseaux et les solutions solaires autonomes. L'ADER s'est précédemment engagée dans des efforts de planification régionale pour l'électrification hors réseau et développe actuellement des zones de concession de mini-réseaux dans des zones distinctes de Madagascar appelées zones Appels à Projets (AP), qui sont développés dans le cadre du Plan de Développement Régionaux Indicatifs (PDRi), illustrées dans la Figure 4 ci-dessous. L'initiative de concession de mini-réseau de l'ADER comprend une caractérisation de chaque AP et des communautés (fokontany) que les concessionnaires de mini-réseau desserviront. L'ADER prévoit de publier des appels d'offres pour solliciter des propositions d'investisseurs afin de développer des mini-réseaux pour le portefeuille de projets. Environ 1 876 projets sont inclus dans la base de données des AP, mais on ne sait pas exactement combien d'entre eux ont atteint le stade de la mise en œuvre.

Le processus qui a précédé cette approche de concession permettait aux investisseurs privés de présenter des propositions spontanées (via appel à candidature ou candidatures spontanées) pour les zones de service des mini-réseaux. L'approche de la concession remplacera les propositions spontanées à l'avenir¹⁶. Bien que la méthodologie d'expansion des mini-réseaux de l'AP soit fondée sur des données, la plupart des sites de projet dans la base de données de l'AP partagée par ADER sont assez petits et pourraient donc ne pas être attrayants pour les investisseurs privés. Toutefois, il est entendu que l'objectif du processus d'AP est d'étendre les zones de concession afin d'attirer davantage d'engagement du secteur privé, ainsi que de délimiter davantage le territoire de service de la JIRAMA par rapport à celui des futurs fournisseurs de services énergétiques du secteur privé.

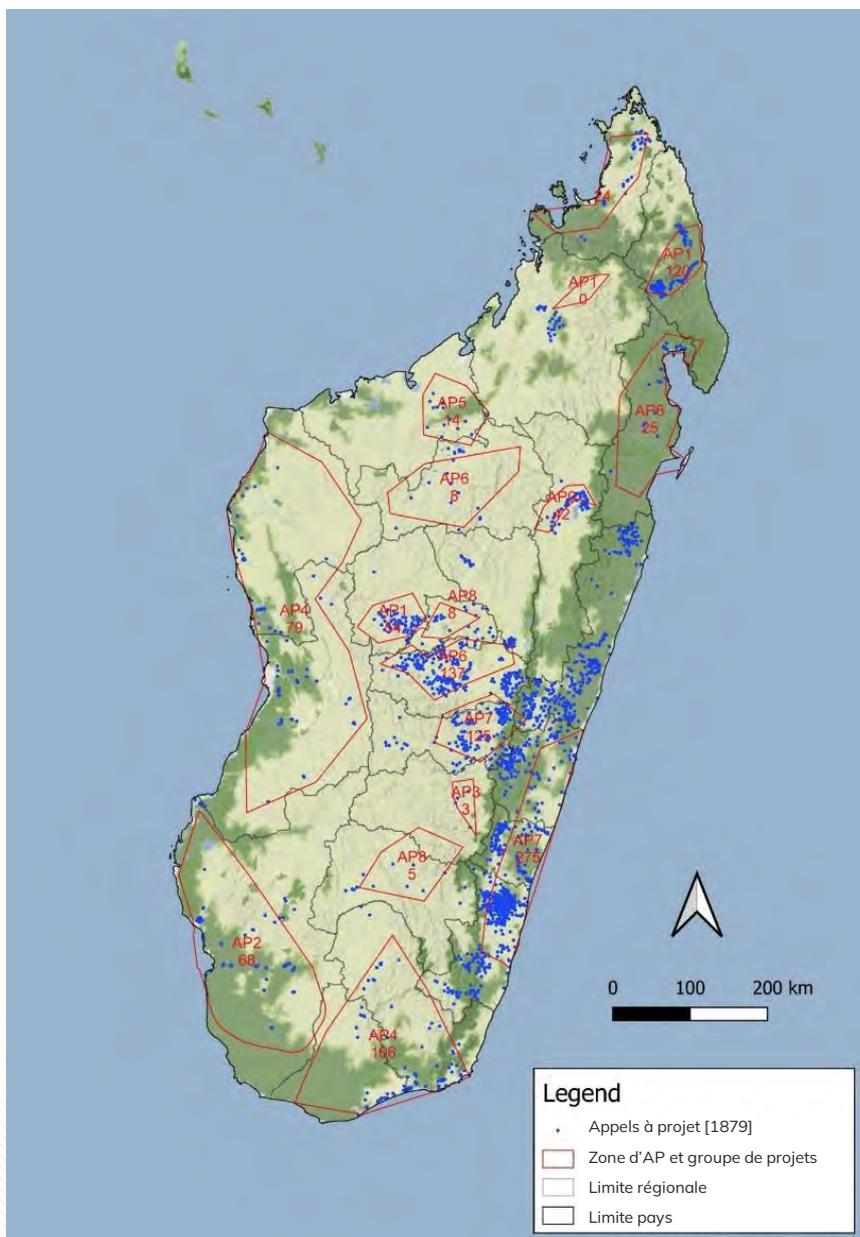
ADER fonctionne avec une équipe de trois professionnels responsables de l'identification, de l'analyse et de la conception des projets. La dernière équipe devra s'agrandir au fur et à mesure que le programme hors réseau se développera. L'organigramme d'ADER ne propose que 27 postes. ADER devra donc se développer de manière significative pour répondre aux besoins d'expansion de l'électrification. Dans cette optique, l'ADER est en train d'établir des bureaux régionaux¹⁷, avec le soutien de la Banque mondiale et de l'AFD, afin d'améliorer la capacité à collecter des données au niveau local, à effectuer des tâches de supervision de projet et à coordonner plus efficacement la planification et la collaboration avec le secteur privé à l'avenir. Actuellement, l'ADER opère principalement à partir de son bureau d'Antananarivo.

¹⁶ Il est entendu que les propositions spontanées seront toujours autorisées, mais la réglementation actuelle indique qu'elles doivent être "exceptionnelles" et ne constituent pas l'approche privilégiée.

¹⁷ Six bureaux régionaux ADER opérationnels en 2023, situés dans les régions de : Sava, Diana, Atsimo Andrefana, Atsinanana, Amoron'mania et Anosy. Ces bureaux ont été financés par le programme LEAD soutenu par la Banque mondiale. Deux bureaux régionaux supplémentaires (Menabe et Melaky) devraient être mis en place début 2024 sur financement de l'AFD.

La fonctionnalité de l'ADER est actuellement limitée à la planification et à la coordination des systèmes hors réseau ; mais elle travaille également avec la JIRAMA sur des projets d'extension du réseau dans certains cas. Elle ne dispose pas d'un budget d'investissement pour soutenir le développement de projets ni de fonds pour fournir des incitations financières aux investisseurs privés. Le gouvernement malgache prévoit de créer un nouveau fond, le Fonds national pour l'énergie durable (FNED), qui une fois qu'il sera opérationnel, remplacera le Fonds national pour l'électricité (FNE). Le FNE a été conçu pour fournir des subventions afin de soutenir les investissements hors réseau, et aurait financé 20 à 25 mini-réseaux alimentés par les générateurs à gasoil il y a quelques années. Enfin, plusieurs partenaires de développement (Banque mondiale (BM), Agence française de développement (AFD), PNUD, UNIDO, GIZ, Union Européenne, KfW, entre autres) travaillent actuellement avec l'ADER sur le renforcement de l'approche AP et l'augmentation de l'attractivité des concessions proposées.

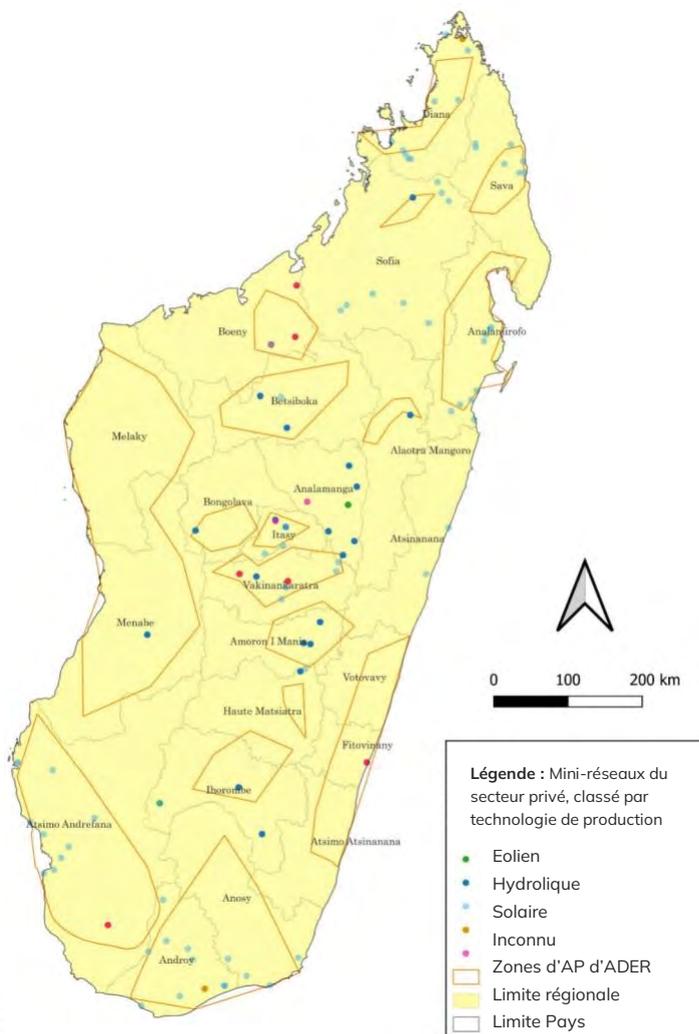
Figure 4. Zones d'Appel à Projet d'ADER.



Les opérateurs privés d'électricité hors réseau

Plusieurs opérateurs privés d'électricité hors réseau exploitent des mini-réseaux dans tout Madagascar. Le tableau 1 fournit un résumé des mini-réseaux organisés par nom d'opérateur tel que répertorié dans la base de données d'ADER. Au total, ADER rapporte que les fournisseurs de services privés exploitent des mini-réseaux dans 107 communautés et desservent un total de 50 822 consommateurs en mai 2023. La capacité installée totale de ces 107 mini-réseaux est de 14,7 MW ; la capacité installée moyenne est de 85 kW pour la production basée sur le générateur à gasoil, de 261 kW pour les centrales hydroélectriques et de 202 kW pour les systèmes solaires photovoltaïques. La figure 5 montre l'emplacement des mini-réseaux existants dans le secteur privé en 2023.

Figure 5. Mini-réseaux du secteur privé en 2023 (Source : ADER)



Le tableau 2 montre également que ces mini-réseaux desservent en moyenne 475 consommateurs, alors que les opérateurs avec des systèmes solaires photovoltaïques desservent en moyenne 150 consommateurs. L'ADER indique également qu'en moyenne le tarif appliqué par les opérateurs de mini-réseaux est d'environ 0,50 USD par kWh.

Tableau 2. Base de données d'ADER sur les opérateurs hors réseau actifs (Source : ADER, mai 2023).

Nom de l'opérateur	Nombre de sites mini-réseaux	Nombre total des Connexions	Capacité installée - Générateurs Diesel (kW)	Capacité installée - Centrales hydroélectriques (kW)	Capacité installée - installations Solaires PV (kW)
3ERAE	1	70	-	12	
Afrique Green Tech	1	195	-	-	120
AIDER	5	2 347	-	135	
ANKA	14	2 146	582	-	953
ASA	3	332	-	-	33
ASS FIHAMY	1	115	-	-	8
Ass Telorae Tea Fahazavagna (Ass TTF)	1	116	-	-	8
Association FAHAZAVANA	1	60	-	-	3
Association FIMJA	1	213	-	35	
Association MAZAVA	1	78	-	-	5
Autarsys & Metaplasco	9	5 049	235	-	519
AUTARSYS/TANTELY MIARISOA	1	250	48	-	
AUTARSYS/TANTELY MIARISOA	2	487	42	-	30
BETC Nanala	1	-	-	100	
CASIELEC	2	580	224	-	90
CASIELEC*	2	250	42	-	
ECOGEMA	1	935	-	80	
EDM	1	400	96	-	
ÉNERGIE TECHNOLOGIE	2	250	29	-	30
Entreprise Toky Construction	3	388	-	-	33
ERMA et JIRAMA	1	250	-	700	
HIER	6	4 196	557	2 330	6
RAIE LUMINEUSE DE MADAGASCAR	1	400	200	-	
MAD'EOLE	1	80	16	-	11
ÉLECTRICITÉ ET EAU	1	300	-	60	

Nom de l'opérateur	Nombre de sites mini-réseaux	Nombre total des Connexions	Capacité installée - Générateurs Diesel (kW)	Capacité installée - Centrales hydroélectriques (kW)	Capacité installée - installations Solaires PV (kW)
SEEM	1	-	323	-	460
SERMAD	2	10	44	-	
SM3E	1	350	-	60	
SRAFI - Géré par une association villageoise	1	-	-	60	
WELIGHT	35	1,773	175	100	1,197
Aucun nom n'a été fourni	4	8,075	113	4,691	143
Total	107	29,722	2,726	8,363	3,647

Les fournisseurs de services mini-réseau sont autorisés à proposer des tarifs. En d'autres termes, les clients peuvent être facturés sur la base de la consommation d'électricité ou peuvent être facturés en appliquant des frais basés sur le niveau de service requis. Les opérateurs de mini-réseaux qui produisent de l'électricité avec de petites centrales hydroélectriques appliquent des tarifs basés sur la consommation d'énergie, qui peuvent être aussi bas que 0,14 USD/kWh. D'autres exploitants de mini-réseaux facturent les consommateurs sur la base de forfaits de services qui varient en fonction du niveau de service et de la durée d'utilisation de l'électricité par les consommateurs. Pour illustrer, WeLight propose aux consommateurs monophasée une gamme de forfaits de services. Ces forfaits couvrent une plage de tarifs allant de 800 à 65 000 Ariary et offrent des quantités d'énergie qui varient de 0,13 kWh valables pour une journée, à 18 kWh valables pour une période de 30 jours. Les tarifs des mini-réseaux suivent une structure prescrite par l'ARELEC, les fournisseurs d'électricité privé sont demandés d'établir des tarifs adaptés à leur modèle commercial et à leurs coûts de service.

ARELEC : Réglementation sectorielle

L'Office de Régulation de l'Electricité (ORE) qui a été renommée Autorité de Régulation de l'Electricité (ARELEC), suivant le Code de l'électricité de 2017, est le régulateur du secteur de l'électricité à Madagascar. Son rôle est de surveiller la qualité de l'électricité, de fixer les tarifs et de réglementer les opérateurs de mini réseaux d'électricité par le secteur privé. Grâce à la loi sur la réforme du secteur de l'énergie publiée par le gouvernement malgache sous le numéro 98-032 (janvier 1999), les activités de production, de transport et de distribution d'électricité sont ouvertes à l'exploitation et à l'investissement du secteur privé. Les fournisseurs d'électricité mini-réseau doivent obtenir l'approbation de l'ARELEC avant d'appliquer leurs tarifs.

Marché du système photovoltaïque individuel

Le marché des Systèmes Photovoltaïques Individuels (SPI) à Madagascar est principalement animé par le secteur privé, qui s'efforce de combler le déficit d'accès à l'électricité causé par la limitation des réseaux interconnectés de la JIRAMA à travers tout le pays¹⁸. En 2018, on estimait qu'environ un million de kits solaires autonomes avaient été vendus¹⁹. Plusieurs distributeurs majeurs opèrent à Madagascar, notamment des noms tels que Baobab+, Jiro-ve, HERi Madagascar, Orange, Majinco, MadaGreen Power, Energie Technologie, NEA parmi d'autres. Il est notable que des acteurs tels qu'Orange et Telma, des fournisseurs de télécommunications mobiles, ont lancé des ventes de produits solaires autonomes et ont mis en place des solutions de paiement basées sur le modèle Pay As You Go (PAYGO). Cependant, en 2019, la majorité des produits vendus présentaient des problèmes de qualité, avec seulement quatre distributeurs solaires proposant des produits certifiés par Lighting Global. Lighting Global, désormais VeraSol, est une accréditation internationale qui atteste que les produits solaires autonomes ont été rigoureusement testés pour garantir leur conformité aux normes de qualité et de durabilité établies par les principales institutions de financement de l'industrie solaire hors réseau.

Certaines initiatives de donateurs spécifiques, telles que LEAD et le Fonds de développement du marché hors réseau parrainé par la Banque mondiale, ont joué un rôle essentiel dans le soutien au développement des ventes de kits solaires autonomes par des entreprises du secteur privé. Ces initiatives ont fourni des subventions, y compris des mécanismes de financement basés sur les résultats (RBF) et des lignes de crédit. Dans le cadre du programme LEAD, un projet particulier méritant d'être mentionné : le "Projet Kits Solaires Sociaux à Caractère Purement "Social"" lancé par le MEH (Ministère de l'Energie et des Hydrocarbures). L'objectif de ce projet est de mettre à la disposition d'environ 500 000 bénéficiaires des kits solaires abordables contenant un système de batterie subventionné de 15 W/6 Ap-heures (MTF Tier 1) à un coût n'excédant pas 25 USD par unité. Toutefois, il est important de noter que les coûts liés à ces systèmes sont significativement plus élevés, notamment en tenant compte des dépenses liées à l'acquisition de clients et à la logistique pour l'entretien des équipements solaires autonomes dans les zones rurales.

Dans le cadre du PEI, l'estimation des utilisateurs de SPI a été effectuée en se basant sur les résultats de l'enquête réalisée par le cadre multi-niveaux ou Multi-Tier Framework (MTF) de Madagascar. Cette enquête a évalué l'utilisation de l'énergie solaire à environ 1,26 million de connexions, en tenant compte du fait qu'environ 20 % des foyers disposent d'une forme ou d'une autre de SPI²⁰. Il convient de noter que de nombreux de ces systèmes sont déployés dans des zones où les modalités d'électrification se recoupent, notamment les systèmes PV individuels (SPI) dans les foyers déjà desservis par la JIRAMA. La durée de vie attendue des produits solaires autonomes est généralement de 3 à 5 ans. Par conséquent, il est anticipé que l'ensemble des SPI actuellement en fonctionnement à Madagascar devra être remplacé par des systèmes de niveau 2 certifiés conforme à la norme VeraSol avant la date butoir de 2030, conformément à l'Objectif de Développement Durable numéro 7 (ODD 7).

¹⁸ Banque mondiale. 2019. "Document d'évaluation de projet de l'Association internationale de développement sur une proposition de crédit d'un montant de 107,9 millions de DTS (équivalent à 150 millions d'USD) à la République de Madagascar pour le projet de développement de l'accès à l'électricité à moindre coût (LEAD).

¹⁹ Energizing finance: Taking the Pulse 2019.

²⁰ À titre de référence, le "Projet Kits Solaires Sociaux à Caractère Purement "Social"" estime que 22% des ménages utilisent des solutions hors réseau, telles que des kits solaires et des lanternes, comme principale source d'électricité.

METHODOLOGIE

Les étapes utilisées pour évaluer la demande d'électricité et déterminer les moyens les plus économiques pour fournir cette électricité sont synthétisées ici. Une explication détaillée de ces étapes est ensuite fournie dans les sections ultérieures. La méthodologie de l'évaluation de la demande d'électricité et des options d'approvisionnement commence par regrouper les données de consommation moyenne d'électricité, basées sur les résultats des enquêtes sur les dépenses énergétiques. Ces données seront ensuite appliquées aux structures des bâtiments, visualisées à partir d'images satellite à haute résolution. Les données agrégées sur les structures des bâtiments et la demande d'électricité résultante seront utilisées pour dimensionner les transformateurs, planifier les réseaux basse et moyenne tension, ainsi que pour évaluer les solutions hors réseau, notamment les mini-réseaux et les solutions solaires autonomes, qui se révèlent être les modalités d'électrification les plus économiques. Ce cadre de modélisation est conçu pour évaluer les options technologiques en tenant compte du coût minimum d'approvisionnement. Cela permet d'établir une liste de projets d'extension du réseau, de mini-réseaux et de solutions solaires autonomes. Cette liste de projets, conjuguée à l'analyse des coûts des différentes technologies, est utilisée pour évaluer les besoins de financement, ventilés par technologie et par région géographique à Madagascar. Voici un résumé des étapes du processus :

Étape 1 : Collecte des données

- Définir et collecter les données
- Collecter les données sur les structures de bâtiments, les routes, la population et les coûts
- Intégrer les données dans un cadre de modélisation géospatiale

Étape 2 : Enquête sur les dépenses énergétiques

- Collecter des données dans les zones d'enquête du nord, du centre et du sud. Évaluer les niveaux de dépenses
- À l'aide du tarif des services publics et du tarif prévu pour les mini-réseaux, estimer la demande pour le réseau et pour les systèmes hors réseau.
- Utiliser les estimations de la demande comme données d'entrées à l'analyse des regroupements

Étape 3 : Regroupement : Agréger la demande dans des zones géographiques spécifiques

- Le regroupement est utilisé pour agréger la demande et dimensionner les transformateurs pour l'expansion du réseau et la production distribuée pour les mini-réseaux.
- Le regroupement est évalué à l'échelle nationale à l'aide de l'emplacement des structures des bâtiments et des estimations de la demande

Étape 4 : Distinction entre les projets « connectés au réseau » et hors réseau

- L'algorithme de routage est utilisé pour définir les réseaux BT et ensuite pour définir les lignes MT.
- Les caractéristiques des projets et les coûts de connexion différentiels sont agrégés pour chaque projet ; les consommateurs et les coûts sont évalués afin d'optimiser les coûts d'électrification.
- Les résultats sont rassemblés dans une base de données.

Étape 5 : Analyse des coûts des projets et équilibrage du portefeuille de projets « connectés au réseau » et hors réseau

- Dresser une liste complète des coûts de densification du réseau, d'extension du réseau et des coûts hors réseau.
- Organisez les résultats par région et par district.
- Projet de plan d'accès, de mise en œuvre et de financement avec des objectifs annualisés par région.

Les étapes sont expliquées plus en détail dans les sous-sections ci-dessous.

Collecte des données

Les étapes initiales de préparation du modèle pour la planification géospatiale de l'électrification ont porté sur la collecte, la validation et l'agrégation des données. La collecte de données comprenait la compilation de données spatiales et non spatiales existantes provenant de sources multiples, telles que : les données du réseau JIRAMA, les données routières, les limites administratives, les données démographiques, et tant autres. En particulier, ADER et JIRAMA ont partagé des bases de données relatives à l'infrastructure du système de distribution existant, aux mini-réseaux existants et planifiés, aux données sur les consommateurs, aux données sur les coûts et aux informations sur la planification.

La modélisation géospatiale a été réalisée en collectant et en évaluant des données géoréférencées nécessaires à la caractérisation des besoins en électricité, en cuisson propre et en réfrigération. Voici un résumé des données géospatiales fournies par les parties prenantes :

- ADER : En mai 2023, ADER a fourni à JIRAMA des données sur les réseaux HT, MT et BT pour les zones d'Antananarivo et de Fianarantsoa. ADER a également fourni des données pour les mini-réseaux existants et planifiés, ainsi que pour les sites du projet AP. En outre, ADER a mis à disposition des données sur les centres de santé, les pylônes de téléphonie mobile, les mines, les routes, les établissements d'enseignement, les rivières, et tant d'autres données spatiales. La date de la dernière mise à jour des données de la JIRAMA et des infrastructures publiques n'est pas connue, mais on suppose qu'elles ont été collectées en préparation du projet GLCEP en 2021.

- JIRAMA : Bien que la JIRAMA n'utilise pas de SIG formel, elle a partagé des fichiers KML et des schémas unifilaires (SLD) pour ses réseaux d'Antananarivo et de Fianarantsoa. La JIRAMA a également fourni la base de données clients 2022 pour l'ensemble de ses réseaux ainsi que des données historiques sur les coûts unitaires pour son réseau de distribution de 20 kV (à partir de 2010). En plus, la JIRAMA a fourni des informations relatives à la planification de l'expansion de la production et de la transmission qui sera réalisée entre 2025 et 2035 pendant la mise en œuvre du projet PRIRTEM, du projet Tana Medium Ring, et d'autres.
- Atlas des petites centrales hydroélectriques de la Banque mondiale et GLCEP : l'Atlas des petites centrales hydroélectriques parrainé par la Banque mondiale comprend des attributs géospatiaux utiles tels qu'une liste de sites potentiels de petites centrales hydroélectriques (< 20 MW), des plans d'énergie thermique existants et des données sur l'utilisation des terres. Avec le soutien du MEH, le consortium a pu obtenir en août 2023 les fichiers géospatiaux, et a pu utiliser les tableaux et les cartes dans le rapport final comme références.
- Couches administratives : Les limites administratives ont été téléchargées à partir du portail d'échange de données humanitaires ou Humanitarian Data Exchange (HDX). Les niveaux administratifs comprennent le niveau administratif 0 (pays), le niveau 2 (district), le niveau 3 (commune) et le niveau 4 (fokontany). Le niveau 1 (Région) utilisera un fichier de forme de l'UNIDO adapté pour délimiter spatialement les 23 régions de Madagascar. Malheureusement, ces couches n'étaient pas disponibles auprès de l'INSTAT ou de FTM en tant que couches officielles pouvant être partagées publiquement au moment de la rédaction de ce rapport.

Un tableau des ressources spatiales utilisées dans la modélisation de l'électrification est présenté dans la section Cadre de modélisation géospatiale ci-dessous.

En plus de ces ressources de données, NRECA a utilisé des données sur les structures de bâtiments provenant de Google Open Buildings²¹, qui est un ensemble de données en libre accès. L'équipe SIG de la NRECA a téléchargé les données Open Buildings pour les structures et les routes à Madagascar, voir la figure 6 ci-dessous. La base de données générée à partir des structures de bâtiments indique qu'il y a 9 275 852 millions de structures à Madagascar.

Les données numérisées sur les structures ont été utilisées pour visualiser les emplacements des foyers individuels et pour évaluer le nombre de structures habitées en comparant les structures totales avec les projections des foyers à l'aide des données démographiques. Ces structures d'habitation dont les localisations des foyers seront ensuite associées aux résultats des projections

²¹ Voir - <https://sites.research.google/open-buildings/>. La récence du jeu de données Google Open Buildings est déterminée par la disponibilité de l'imagerie source haute résolution utilisée pour détecter les bâtiments. A Madagascar, l'imagerie varie en fonction de l'emplacement, mais la majorité de l'imagerie est de 2020, avec l'imagerie autour d'Antananarivo de 2022. Le modèle d'importation des données est établi avec un niveau de confiance de 70% avec une surface minimale de 9 m² pour être éligible à la désignation d'un point de structure. Les couches de données de structure de Bing et OSM ont été examinées pour vérifier les comptes de structure de la GOB. GRID3 n'a pas été utilisé comme source potentielle car seule la couche de peuplement était disponible pour GRID3, alors que le modèle pour l'analyse de l'électrification dans cette étude est basé sur des points.

des dépenses énergétiques afin d'évaluer la distribution de la demande d'électricité, ainsi que les estimations des coûts et de la consommation.

Figure 6. Google Open Buildings and Roads for Madagascar (consulté en avril/mai 2023)

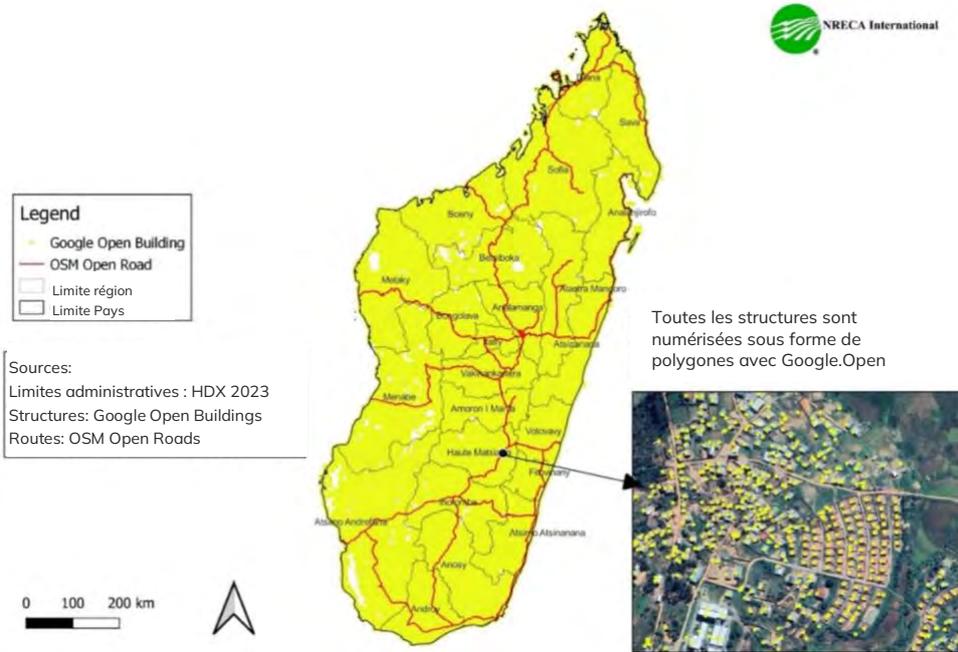
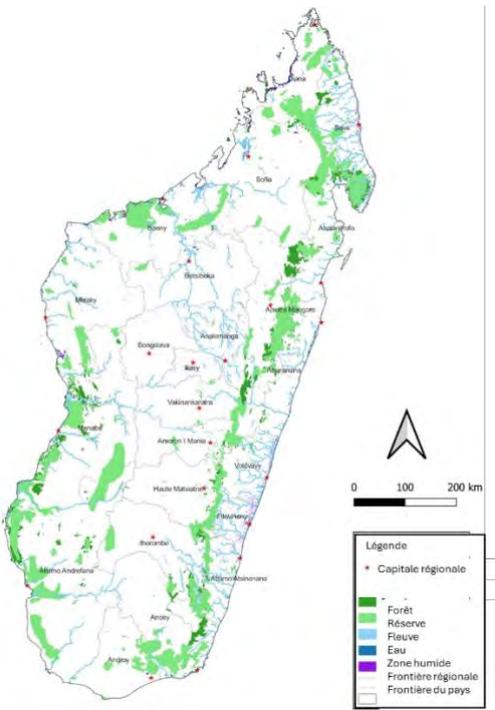


Figure 7. Principaux cours d'eau, caractéristiques du terrain et zones protégées (Source : Atlas SIG des petites centrales hydroélectriques de la Banque mondiale, 2017).



NRECA a également revu une série de rapports, de plans, de lois et de politiques afin de renforcer les hypothèses de conception du plan d'électrification. Ceux-ci incluent, mais ne se limite pas à :

- 1) L'assistance Technique à la Préparation d'une analyse des options d'électrification géospatiale au moindre coût pour un déploiement sur réseau et hors réseau à Madagascar, Rapport Final. Banque Mondiale, août 2021.
- 2) Projet de développement de l'accès à l'électricité à moindre coût, Document d'évaluation du projet. Banque Mondiale, février 2019
- 3) Madagascar, Au-delà des connexions. Rapport de diagnostic sur l'accès à l'énergie basé sur les cadres multi-niveaux. Banque mondiale, juillet 2022.
- 4) Évaluation de l'opportunité du marché des mini-réseaux : Madagascar. SEforAll Africa Hub & Banque Africaine de Développement, mars 2019.
- 5) Etude sur l'économie politique de la réforme du secteur de l'énergie, Rapport Final. Dev2E pour le MEH et la BAD, novembre 2022.
- 6) Version Préliminaire Analyse Approfondie (Draft Version Deep Dive Analysis), WP5 Recommandations pour inclure les Énergies Renouvelables (RE) hors réseau dans la mise à jour des NDC 2019. RLI, 2019.
- 7) Prendre le pouls de l'accès à l'énergie à Madagascar. Série de rapports sur la finance énergisante. 2019.
- 8) Accroître l'accès à l'énergie pour une utilisation productive grâce au développement de petites centrales hydroélectriques dans les zones rurales de Madagascar, Rapport de Mise en Œuvre du Projet. L'Organisation des Nations Unies pour le développement industriel UNIDO, juin 2022.
- 9) Evaluation des projets d'électrification rurale décentralisée à Madagascar, Rapport Final. GIZ, juillet 2020.
- 10) Etude de capitalisation de 16 projets d'électrification rurale par mini réseaux à Madagascar. Marge, mars 2020.
- 11) Etude de faisabilité pour un Programme d'électrification rurale via mini-réseaux, dans le cadre des appels à projets de l'agence d'électrification rurale. Agence Française de Développement, juin 2022.
- 12) Atlas Hydroélectrique : Rapport Final, Cartographie des Ressources en Petites Hydroélectricité à Madagascar, Banque mondiale, avril 2017.
- 13) Plan Emergence Madagascar, 2019 - 2023. Gouvernement de Madagascar, 2019.
- 14) Loi n°2017-021 du 22 novembre 2017 portant réforme du Fonds National de l'Electricité (FNE).
- 15) Loi n°2017-020 du 10 avril 2018 Portant Code de l'Electricité à Madagascar.
- 16) Ordonnance n° 75-024 du 17 octobre 1975 portant création de la société Jiro sy Rano Malagasy (JIRAMA) et fixant les statuts de ladite Société.

- 17) Décret n°2018-261 du 27 mars 2018 fixant le statut et les attributions de l'Office Malgache des Hydrocarbures.
- 18) Décret n° 2018-383 du 24 avril 2018 Fixant l'organisation, les attributions et le fonctionnement de l'Autorité de Régulation de l'Electricité (ARELEC).
- 19) Décret n°2018-384 du 24 avril 2018 fixant les missions et attributions, l'Organisation et les modalités de fonctionnement de l'Agence de Développement de l'Electrification Rurale.
- 20) Décret n°2023-245 du 14 mars 2023 fixant les procédures relatives aux Concessions de Production, de Transport et de Distribution, aux Autorisations de Production et de Distribution et aux Déclarations de Production d'énergie électrique

Limites des données

La faisabilité des projets, les coûts et les analyses financières prévisionnels sont limités par la spécificité et la précision des données disponibles. Une grande partie des données de ce projet provient de la JIRAMA, de l'ADER, de projets de bailleurs de fonds et de sources secondaires. Il n'a pas été possible de valider sur le terrain les données fournies pour cette étude. En outre, les données géospatiales sur les systèmes de la JIRAMA et les mini-réseaux gérés par le secteur privé sont incomplètes.²² Par exemple, les données sur le réseau de distribution de la JIRAMA contiennent diverses erreurs spatiales, manquent de transformateurs, ainsi que des informations complètes sur la taille des conducteurs par ligne électrique. En l'absence d'une base de données entièrement numérisée du réseau de distribution existant à Madagascar, diverses hypothèses ont été formulées pour compiler un ensemble de données utilisable - y compris l'attribution de sections et de types de conducteurs en cas d'absence et la détermination géospatiale des sites potentiels pour l'érection des centrales de production pour les réseaux isolés existants de la JIRAMA.

D'autres limitations des données primaires concernent deux éléments clés : la précision des structures des bâtiments et des tracées de routes ainsi que la précision des estimations de la consommation d'énergie par catégorie de consommateurs. La précision des données numérisées sur les structures des bâtiments et des tracées de routes dépend de la disponibilité et de l'ancienneté de l'imagerie satellitaire. L'équipe de la NRECA a acquis et utilisé les images les plus récentes, accessibles au public, pour numériser les structures des bâtiments et des tracées de routes. La possibilité de numériser les structures de bâtiments est extrêmement utile pour projeter la concentration géographique de la charge sur de vastes zones spatiales. Cependant, il n'est pas possible de déterminer l'occupation ou le type d'activité pour chaque structure. Les structures numérisées sont utilisées pour estimer la densité de la charge en calculant le nombre de bâtiments dans chaque zone et en supposant que les caractéristiques de la charge sont homogènes sur de grands groupes de bâtiments numérisés. L'inconvénient de cette méthode est qu'elle peut entraîner une sous-évaluation des petites charges commerciales qui sont indubitablement présentes dans certains groupes d'habitations, mais elle permet l'allocation géospatiale de la charge aux zones à

²² Les représentants de la JIRAMA ont confirmé qu'aucune numérisation systématique de son infrastructure n'avait été effectuée à ce jour et que la numérisation partagée pour le PEI représentait l'intégralité des données disponibles en mai 2023. La numérisation de la ligne MTMT semble avoir été effectuée point par point, ce qui indique qu'elle n'a probablement pas été numérisée sur le terrain. En outre, seul un nombre limité de transformateurs a été numérisé. En outre, la numérisation du réseau de la JIRAMA en dehors des réseaux interconnectés est ad hoc ; certaines des plus grandes villes ont des réseaux numérisés, mais de nombreux petits sites isolés de la JIRAMA ne sont représentés que par un point.

forte densité et la distribution de la charge en fonction des modèles de groupes d'habitations. Bien qu'il y ait sans aucun doute des endroits où la charge est sous-évaluée, cette approche offre en général une résolution beaucoup plus élevée que l'estimation de la charge en l'absence de données sur la structure de bâtiments. Une collecte et une analyse de données supplémentaires peuvent être nécessaires pour déterminer les charges associées aux entreprises agricoles, à l'irrigation, aux petites activités industrielles.

Cependant, bien que les données soient limitées, ce seul fait n'impose pas un risque significatif pour Le PEI étant donné qu'il s'agit d'un outil de planification, utilisé pour construire une politique et un dossier d'investissement au niveau macro. Des données plus précises seront nécessaires au cours de la mise en œuvre et des phases suivantes de la mise en œuvre de l'électrification. Afin de soutenir les phases ultérieures de mise en œuvre, il est fortement recommandé de :

- Procéder à une numérisation complète de l'infrastructure du réseau de la JIRAMA et des systèmes de distribution de tous les sites de mini-réseaux et de réseaux isolés en activité afin de constituer une base de données complète pouvant servir de support à la planification détaillée des projets ainsi qu'à l'exploitation ;
- Effectuer une collecte de données sur le terrain afin de localiser avec précision et de dimensionner les charges associées aux entreprises agricoles, à l'irrigation et aux petites activités industrielles.

Enquêtes sur les dépenses énergétiques

Méthodologie

L'enquête sur les dépenses énergétiques a été menée sur la base d'un échantillonnage dans les zones de service des projets de mini-réseaux sélectionnés dans les zones Nord, Centre et Sud de Madagascar. L'enquête a été conçue pour utiliser un échantillonnage aléatoire de la population à travers lequel les enquêteurs ont été guidés pour administrer le questionnaire d'enquête. Le questionnaire a été conçu pour collecter des données concernant les sources de combustibles, les services énergétiques et les dépenses par type de service, y compris l'éclairage, la charge des téléphones portables, les loisirs, l'utilisation productive et la cuisson. Les réponses ont été enregistrées sur des tablettes électroniques équipées d'un GPS. Une équipe d'enquêteurs a été recrutée et formée pour mener l'enquête auprès de foyers et d'entreprises sélectionnés de manière aléatoire dans chacune des trois zones d'enquête. Les enquêteurs ont été recrutés par AIDES (une société malgache de conseil et d'enquêtes) et formés par le spécialiste de l'enquête de NRECA. Les formulaires d'enquêtes ont été développés et programmés sur une plateforme appelée Open Data Kit (ODK), qui permet d'utiliser plusieurs types de questions en plusieurs langues. Les formulaires d'enquête ont été développés en français, tandis que les enquêteurs communiquaient en malgache selon les besoins.

La méthodologie d'échantillonnage utilisée est un échantillon intentionnel en deux étapes. Le processus de sélection a débuté par une coordination avec l'ADER afin d'examiner la population et la répartition de tous les sites de mini-réseaux privés opérant à Madagascar. Pour garantir une diversité géographique dans l'enquête, les mini-réseaux ont été répartis en trois zones : sud, centre et nord de Madagascar. Dans l'étape suivante, les mini-réseaux ont été divisés par technologie

dont les mini-réseaux solaires PV et les mini-réseaux hydroélectriques. Une décision a été prise pour s'assurer que la méthode d'échantillonnage choisie inclurait les deux technologies de production. En plus de s'assurer que l'échantillon comprenait une représentation des technologies de production, la population des mini-réseaux a également été classée par fournisseur de services. SEforALL et NRECA se sont également assurés que l'échantillon inclue une représentation des deux plus grands fournisseurs de mini-réseaux, WeLight et ANKA. Enfin, la sélection des zones d'enquête nécessitait que les enquêteurs respectent un calendrier strict, ce qui a conduit à l'exclusion, de la sélection finale, des sites situés dans les régions les plus reculées et difficilement accessibles de Madagascar. En utilisant ces critères de sélection, l'analyse finale des sites et la sélection des zones d'enquête ont été proposées par NRECA à SEforALL et ADER. A l'issue de cela, une sélection finale a été réalisée.

Une fois les sites sélectionnés, une deuxième phase d'échantillonnage a été entreprise pour chaque zone d'enquête afin de créer la base d'échantillonnage finale pour quatre types de répondants. Il s'agit des répondants résidentiels électrifiés/non électrifiés, et des répondants commerciaux et institutionnels électrifiés/non électrifiés. NRECA a proposé que chaque échantillon contienne environ 350 foyers et 100 commerciaux et institutionnels par base d'échantillonnage²³. Cette taille d'échantillon a été divisée de manière égale entre la zone de mini-réseau électrifiée et la zone non électrifiée afin d'échantillonner proportionnellement les répondants. En d'autres termes, l'échantillon de l'enquête comprenait 175 répondants résidentiels de la zone électrifiée et 175 répondants résidentiels de la zone non électrifiée pour chaque base d'échantillonnage, ainsi que 50 répondants non résidentiels de la zone électrifiée et 50 répondants non résidentiels de la zone non électrifiée. Un calculateur de taille d'échantillon²⁴ a été utilisé pour déterminer d'une manière objective la taille d'échantillon de 350 enquêtes auprès des foyers pour chaque base d'échantillonnage. Cet échantillon est une estimation basée sur une population maximale de 4 000 foyers par site, avec une marge d'erreur de 5 % et un niveau de confiance de 95 %.

Afin d'obtenir une sélection aléatoire des répondants pour l'enquête, la base de données SIG des structures des bâtiments a été utilisée pour identifier les points de référence nécessaires pour atteindre la taille d'échantillon requise, en incluant également des sites d'enquête supplémentaires en anticipation des structures inoccupées et des répondants non disponibles. En plus des structures aléatoirement sélectionnées, NRECA a également utilisé un échantillonnage ciblé pour échantillonner les structures non résidentielles non électrifiées. Dans chaque zone de service de mini-réseau échantillonnée, l'approche a consisté à créer un échantillon aléatoire simple qui cible les répondants alimentés en électricité par le mini-réseau et ceux qui n'y sont pas connectés.

Dans chaque zone de service de mini-réseau échantillonnée, l'objectif était d'enquêter sur une combinaison de consommateurs de mini-réseau, de foyers non électrifiés et de propriétaires de petites entreprises. Le tableau 3 illustre l'équilibre entre les consommateurs de mini-réseau et les foyers non électrifiés qui ont été enquêtés dans chacune des trois zones où l'enquête sur les dépenses énergétiques a été menée.

²³ L'échantillon de non-ménages a été estimé sur la base de l'expérience de la NRECA dans la conduite d'enquêtes similaires dans d'autres zones géographiques et de l'estimation de la population des ménages. L'échantillon de non-ménages a ensuite été ajusté en fonction de l'évaluation par le superviseur de l'enquête de la population totale des infrastructures publiques et des entreprises sur chaque site.

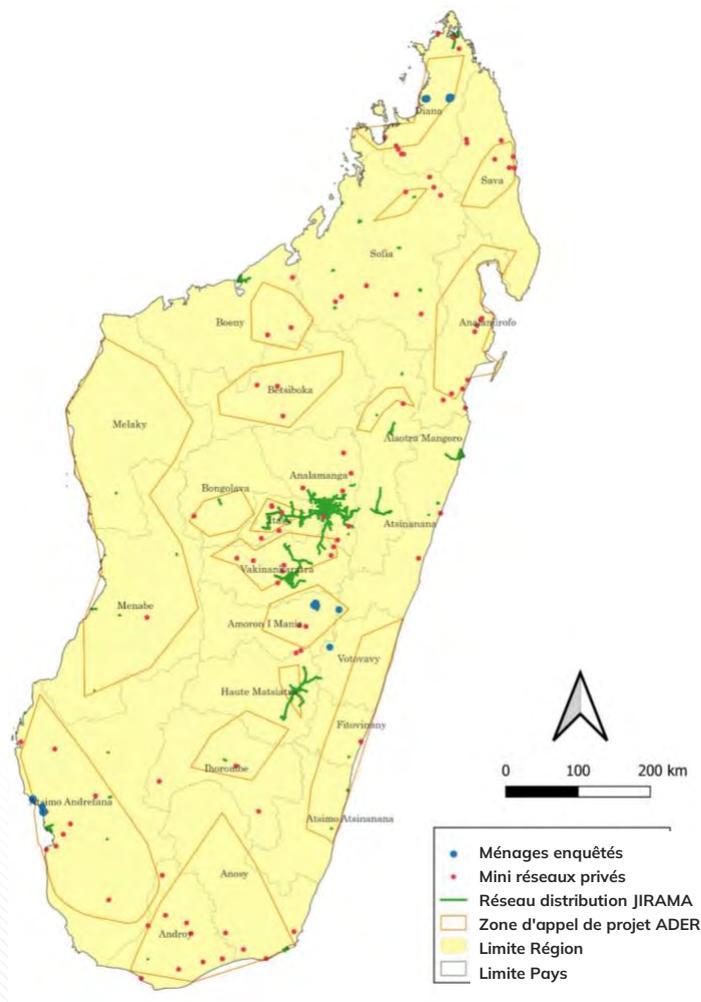
²⁴ Voir - <https://www.calculator.net/sample-size-calculator.html>

Tableau 3. Échantillons complétés par base de sondage

Zone	Operateur Mini-réseaux	Ménages électrifiés	Ménages non électrifiés	Total des ménages	Entreprises et Infra. publiques électrifiées	Entreprises et Infra. Publiques non électrifiées	Total Ent. Et Infra. Publiques
Nord	WeLight	180	180	360	55	55	110
Centre	HIER	180	180	360	55	57	112
Sud	ANKA	176	180	356	55	54	109
Total		536	540	1076	165	166	331

Bien que les résultats des enquêtes sur les dépenses énergétiques aient fourni des données précieuses sur l'utilisation de l'énergie et les courbes de dépenses, l'échantillon de l'enquête a été limité à trois zones et cinq sites en raison de contraintes de temps et de financement. La projection des résultats à toutes les régions de Madagascar doit être faite avec prudence.

Figure 8. Localisation des enquêtes sur les dépenses énergétiques, juillet 2023.



Résultats des dépenses énergétiques

Les données sur les dépenses énergétiques ont toujours été utilisées pour évaluer la consommation d'électricité ainsi que la croissance de la demande et pour prévoir les taux de raccordement pour les projets d'électrification. Les résultats des enquêtes sur les dépenses énergétiques illustrent les niveaux réels de consommation d'énergie des installations résidentielles, commerciales et publiques. Les résultats des dépenses énergétiques sont parfois appelés "consentement à payer". Les résultats des enquêtes sont utilisés pour évaluer les niveaux de consommation par une tranche de la population desservie, et donc pour prévoir la consommation d'énergie pour l'ensemble des consommateurs. Cette section du rapport présente les résultats des dépenses énergétiques pour chaque zone d'étude.

Près de 80 à 90 % des foyers électrifiés interrogés ont déclaré être directement connectés au fournisseur de services du mini-réseau, tandis qu'environ 10 % des foyers électrifiés étaient connectés à un foyer voisin. Un pourcentage relativement faible de foyers non électrifiés dans les zones de service électrifiées (mini-réseau) s'est appuyé sur des SPI pour répondre à leurs besoins en électricité. Dans les zones d'échantillonnage hors de portée des fournisseurs de services de mini-réseau, environ 35 à 45% des foyers ont déclaré utiliser des SPI pour leurs besoins en électricité, en plus des piles rechargeables (principalement pour les téléphones portables) et des piles AA. Dans la zone sud, les foyers non électrifiés ont déclaré utiliser de lampes à pétrole dans une proportion significative, soit 38 % des foyers non électrifiés de l'échantillon.

Les tableaux 4 et 5 résument les dépenses énergétiques mensuelles par pourcentage de répondants pour les installations résidentielles, commerciales et publiques échantillonnées dans les trois zones. La catégorie des dépenses élevées correspond aux 20 % les plus importants de tous les consommateurs résidentiels et commerciaux, tandis que la catégorie moyenne correspond à 20 à 50 % de la population des consommateurs résidentiels et commerciaux. La catégorie basse correspond aux 50 % de consommateurs résidentiels et commerciaux les plus pauvres. Notez la différence significative entre les infrastructures commerciales et publiques électrifiées et non électrifiées qui ont fait l'objet de l'enquête.

Il convient également de noter que les tarifs pratiqués par les fournisseurs de services de mini-réseau varient. Le fournisseur d'électricité de mini-réseau Fandriana dans la zone F pratique le tarif moyen le plus bas (0,14 USD par kWh). Les mini-réseaux de la zone Nord ont rapporté les tarifs les plus élevés qui sont facturés sur la base d'un forfait pour une quantité fixe d'énergie sur une durée déterminée - de même nature que les forfaits de données de la téléphonie mobile. Les prix groupés fournissent aux consommateurs monophasés entre 0,13 kWh pour un seul jour et 18 kWh sur une période de 30 jours à des prix variés entre 800 et 65 000 Ariary. Pour les forfaits de 30 jours, cela équivaut à un tarif d'environ 0,83 USD par kWh. Ceci explique probablement en partie pourquoi les dépenses pour les clients électrifiés sont plus élevées le Nord que dans les autres zones.

Tableau 4. Dépenses énergétiques résidentielles mensuelles par zone pour les zones Nord, Centre et Sud.

Résidentiel		Electrifié US\$/Mois	Non électrifiés US\$/mois	Electrifié US\$/Mois	Non électrifiés US\$/mois	Electrifié US\$/Mois	Non électrifiés US\$/mois
Zone :		Nord		Centrale		Sud	
10%	Haut	\$21.84	\$5.41	\$ 7.37	\$5.35	\$16.34	\$5.87
20%		\$14.67	\$3.53	\$ 4.74	\$3.98	\$9.76	\$3.80
35%	Moyen	\$9.55	\$2.61	\$ 3.80	\$2.88	\$6.02	\$2.70
50%		\$7.25	\$2.10	\$ 3.46	\$2.15	\$4.83	\$1.82
75%	Faible	\$6.91	\$1.00	\$ 2.43	\$1.15	\$2.95	\$1.07
90%		\$5.52	\$0.72	\$ 1.25	\$0.70	\$1.97	\$0.38

Tableau 5. Dépenses énergétiques commerciales mensuelles par zone pour les zones Nord, Centre et Sud

Etablissements commerciaux et publics		Electrifié US\$/mois	Non électrifiés US\$/mois	Electrifié US\$/mois	Non électrifiés US\$/mois	Electrifié US\$/mois	Non électrifiés US\$/mois
Zone :		Nord		Centrale		Sud	
10%	Haut	\$85.49	\$147.25	\$40.28	\$3.30	\$43.40	\$13.46
20%		\$51.79	\$10.59	\$19.73	\$2.65	\$27.62	\$6.91
35%	Moyen	\$23.02	\$3.89	\$11.51	\$0.86	\$18.15	\$3.73
50%		\$15.33	\$2.50	\$8.38	\$0.53	\$10.11	\$2.77
75%	Faible	\$7.14	\$1.27	\$4.14	\$0.01	\$4.93	\$1.04
90%		\$5.18	\$0.30	\$2.49	\$0.01	\$2.58	\$0.24

Les résultats des dépenses énergétiques, présentés dans les tableaux 4 et 5, ont été utilisés pour corroborer les niveaux de consommation d'énergie avec lesquels la demande a été évaluée pour les projets de réseau et hors réseau dans le cadre des résultats d'électrification décrits dans ce rapport. Ces résultats illustrent les différences de consommation et de dépenses entre les trois régions et démontrent une demande latente substantielle de services énergétiques pour les infrastructures commerciales et publiques. Comme indiqué précédemment, les résultats fournissent une évaluation utile des tendances des dépenses énergétiques à Madagascar qui peut être combinée avec d'autres sources d'information provenant de l'ADER, d'opérateurs privés ou d'autres programmes financés par des bailleurs de fonds pour fournir des estimations solides de la demande et de la consommation potentielle d'électricité des foyers, des commerces et des institutions publiques. Cependant, en raison du délai entre l'achèvement des enquêtes sur les dépenses énergétiques et l'analyse d'électrification, les résultats des enquêtes n'étaient pas disponibles pour alimenter directement le modèle d'électrification, néanmoins les deux corroborent les valeurs de consommation d'énergie choisies pour les charges résidentielles, commerciales et des établissements publics. Ces estimations sont fournies dans la section des hypothèses de conception ci-dessous.

Cadre de modélisation géospatiale

Cette section décrit le cadre de modélisation géospatiale utilisé pour développer l'analyse des options d'électrification à moindre coût, en s'appuyant sur la présentation des ensembles de données d'entrée et de sortie présentée dans le rapport initial. Des informations supplémentaires sur la méthodologie et les paramètres sont disponibles dans les annexes de ce rapport.

Données entrées dans la plateforme géospatiale

L'élaboration du plan d'expansion de l'électrification requiert l'accès à une multitude de sources de données, lesquelles sont traitées au moyen de la plateforme géospatiale pour identifier et évaluer diverses options de projets d'électrification. L'identification des projets s'appuie sur l'exploitation des caractéristiques géographiques, l'analyse de modèles de logement, l'examen des données relatives aux dépenses énergétiques, ainsi que d'autres paramètres afin d'évaluer les stratégies de densification, d'extension du réseau et d'électrification en dehors du réseau conventionnel. Une fois ces analyses achevées, les résultats peuvent être agrégés, présentés et visualisés au sein de la plateforme. Pour initier le processus d'analyse de l'expansion de l'électrification, les données suivantes sont indispensables :

Tableau 6. Données entrées dans la plate-forme géospatiale

Type de données	Attributs	Date de publication	Source	Utilisation dans la modélisation
Limites administratives/politiques	Il s'agit des limites des régions, des districts, des communes et des fokontany.	Juin 2023	HDX pour les districts, les communes et les fokontany, et UN OCHA pour les régions.	Fournit les limites administratives utilisées pour agréger les impacts des projets et de l'accès à l'électricité.
Réseau routier	Routes primaires, secondaires et tertiaires.	Mai 2023	OSM	Utilisé pour le routage à moindre coût des lignes de distribution MT et BT
Données sur la population	Données de population issues du dernier recensement, principalement le "Troisième recensement général de la population et de l'habitation", ou RGPH-3	Le RGPH a été achevé en 2018 et sera accessible en mai 2023.	INSTAT	Fournit des estimations de la population et des foyers, ainsi que des données sur les taux de croissance.
Données du réseau	Emplacement du réseau de transport et des sous-stations primaires, tracé des lignes MT, emplacement des réseaux de distribution isolés, etc.	Mai 2023	ADER et JIRAMA	Données nécessaires à la définition des zones électrifiées pour l'analyse de la densification, ainsi qu'au routage des nouveaux projets d'extension du réseau.

Type de données	Attributs	Date de publication	Source	Utilisation dans la modélisation
Données sur la consommation d'électricité	Les données relatives à la consommation d'électricité proviennent de la base de données commerciale JIRAMA 2022, de l'enquête MTF, des paramètres d'estimation de la demande ADER exportés de GEOSIM et d'autres études soutenues par des donateurs.	Mai 2023	JIRAMA, Banque mondiale ESMAP, ADER, AFD, entre autres	Données nécessaires à l'élaboration d'hypothèses de charge pour le regroupement des structures des bâtiments dans des zones viables
Structures des bâtiments	Points numérisés des structures des bâtiments à Madagascar sur la base d'une imagerie satellitaire récente	Avril et mai 2023	Google Open Buildings	Données obligatoires, utilisées comme source principale de lieux de connexion potentiels
Caractéristiques du Terrien ou du socle terrestre	Rivières, lacs, forêts, parcs nationaux, etc.	Mai et juin 2023	ADER et Atlas des petites centrales hydroélectriques de la Banque mondiale	Entrée obligatoire, utilisée pour limiter ou filtrer l'extension du réseau et des lignes hors réseau de manière à ne pas traverser des éléments importants de terrain ou des zones protégées.
Coûts des matériaux et de la construction	Estimation des coûts unitaires pour les conducteurs par tranche de tension, les transformateurs, les branchements, etc.	Mai 2023	Base de données des coûts développée par NRECA, diverses sources, 2023	Contribution nécessaire pour produire des estimations de coûts pour toutes les infrastructures et tous les projets d'électrification.

Les couches de données d'entrée et leurs attributs comprennent une combinaison de données à la fois spatiales et non spatiales. Parmi les données spatiales prédominantes, on compte les structures des bâtiments exposée précédemment. En plus de ces données géographiques, l'équipe a effectué une évaluation des coûts relatifs à la construction, à la maintenance, ainsi qu'aux opérations, incluant les modèles de consommation d'énergie et les tarifs applicables. Des données indicatives sur les coûts, bien que datant de 2010 et donc ne reflétant pas les tendances récentes, ont été fournies par la JIRAMA. Pour cette étude, l'équipe a choisi d'utiliser les coûts actuels au niveau régional, principalement ceux du Mozambique, que nous avons ensuite intégrés dans la plateforme géospatiale au sein des tableaux d'entrée. Ces estimations ont été soumises à une validation par l'unité de planification énergétique, qui comprend ADER, JIRAMA, MEH et ORE. Les tableaux d'entrée, qui seront mis à disposition des parties prenantes dans le cadre du PEI, pourront être ajustés au besoin pour évaluer les coûts, les revenus et les caractéristiques des projets à mesure qu'ils sont financés. Pour plus de détails concernant ces hypothèses, veuillez -vous reporter à la section ci-dessous.

Analyse de l'électrification

Le modèle géospatial a été conçu pour évaluer l'expansion du réseau et des solutions hors réseau en utilisant les données de la structure des bâtiments en conjonction avec les attributs du système de distribution, les estimations de la consommation mensuelle et les estimations des coûts de construction pour les solutions d'électrification avec et sans réseau. Les données et les valeurs paramétriques sont stockées dans la base de données géospatiale qui inclut les données du réseau de transport et de distribution de la JIRAMA. Cette base de données sera fournie aux parties prenantes dans le cadre du PEI, et comprend également des données sur la structure des bâtiments, les routes, la population et d'autres attributs géospatiaux et démographiques utilisés pour évaluer l'électrification, la chaîne du froid médical, la chaîne du froid agricole et l'analyse de la cuisson propre. Les résultats et les principales couches de données de la base de données géospatiale seront également présentés sur une plateforme interactive de visualisation de données, discutée ailleurs dans le rapport.

L'analyse spécifique à l'électrification menée dans la base de données géospatiale comprend l'évaluation des solutions de densification du réseau, d'expansion du réseau et d'électrification hors réseau. Ces analyses ont été réalisées à l'aide d'un algorithme de regroupement pour agréger la demande et d'un algorithme de routage pour optimiser les tracés des lignes basse et moyenne tension. Après avoir évalué l'ampleur et la géolocalisation de la demande, et défini le tracé optimal des lignes, une troisième étape a été appliquée pour évaluer le coût de la technologie. L'ordre de ces analyses/processus était le suivant :

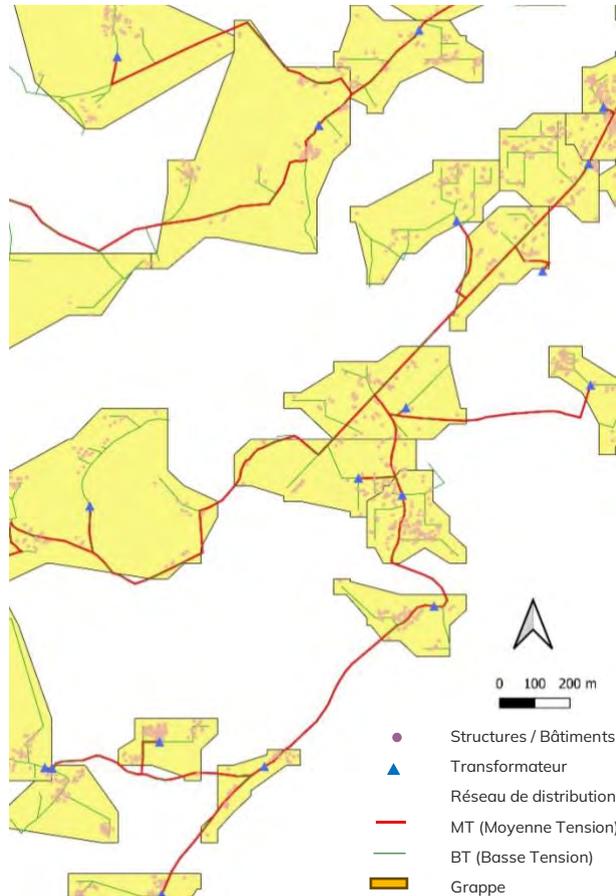
1. L'algorithme de regroupement a été utilisé en combinaison avec les données de structure des bâtiments et les données de dépenses et de consommation d'énergie pour agréger la demande - au centroïde de chaque groupe de foyers numérisés.
2. L'algorithme de routage a été utilisé en deux étapes - d'abord pour router les réseaux BT pour chaque grappe et ensuite pour interconnecter les transformateurs de chaque grappe en conjonction avec les données du réseau routier pour définir les alignements des lignes MT.
3. Enfin, après avoir défini l'emplacement (et la taille) des transformateurs et les tracés des réseaux BT/MT, une évaluation des coûts de distribution a été réalisée à partir des données issues des résultats du regroupement et du routage afin de déterminer les coûts des artères MT et BT, les coûts des transformateurs et le coût des raccordements et des compteurs en fonction du nombre de foyers desservis.

Les algorithmes de regroupement et de routage font usage de tables de données paramétriques qui sont consignées en détail à l'annexe 1. À l'issue des analyses relatives au regroupement, au routage, ainsi qu'aux coûts associés, les résultats sont méthodiquement répartis en trois catégories distinctes : tout d'abord, les structures des bâtiments situées à moins de 600 mètres de l'infrastructure de distribution MT, ayant été soumises à une évaluation en vue de la densification du réseau²⁵. Ensuite, les projets d'extension du réseau qui s'alignent aux normes de chute de tension et restent en deçà d'un coût maximal prédéterminé par consommateur desservi. Enfin,

²⁵ 600 mètres est la distance radiale typique qui peut être desservie par un transformateur de distribution. Au-delà de cette limite, la ligne connaîtra des problèmes de tension et de qualité de l'énergie.

toutes les autres zones sont examinées pour leur admissibilité au service hors réseau, ce qui englobe trois catégories principales : les réseaux métropolitains et les mini-réseaux MT, les mini-réseaux BT et les solutions solaires autonomes.

Figure 9. Illustration de l'analyse de regroupement et de routage pour Madagascar.



Modalités d'électrification

L'analyse des options d'expansion de l'électrification constitue une pierre angulaire des activités de planification du PEI. Cette démarche consiste à identifier les besoins d'expansion, puis à évaluer avec rigueur les solutions les plus économiques pour satisfaire les besoins en énergie des foyers, des entreprises et des institutions publiques dans les zones urbaines, périurbaines et rurales. L'extension des services électriques peut être réalisée de trois manières distinctes : tout d'abord, par le raccordement des foyers à proximité des installations existantes de la JIRAMA, un processus connu sous le nom de densification ; ensuite, par l'extension du réseau de moyenne tension vers les communautés non électrifiées et les groupes d'habitations, opération appelée expansion du réseau ; enfin, en fournissant de l'électricité aux zones non desservies et aux ensembles d'habitations grâce à des mini-réseaux ou des SPI, une approche désignée comme expansion de l'électrification hors-réseau. Dans chacune de ces modalités d'extension de l'électrification, l'objectif est d'offrir la solution la plus rentable tout en assurant un niveau et un type de service répondant aux besoins des consommateurs, le tout au coût le plus bas possible.

Les solutions d'électrification hors réseau ont été minutieusement évaluées en conjonction avec les approches de densification et d'expansion du réseau, dans le but de déterminer leur applicabilité à des coûts inférieurs à ceux de l'expansion du réseau conventionnel. Dans un premier temps, l'évaluation des mini-réseaux a été réalisée dans toutes les zones où les coûts liés à l'extension du réseau atteignent ou dépassent 1 250 dollars par consommateur desservi²⁶. Les options d'extension du réseau et de mini-réseaux ont été soumises à une analyse fondée sur le coût actualisé de l'énergie (LCOE). En d'autres termes, la solution la plus économique en termes de coût de l'énergie a été préférée. Les possibilités de SPI ont également été évaluées en tenant compte des limites de l'extension du réseau et de la faisabilité des mini-réseaux.

La séquence d'analyse utilisée dans l'analyse géospatiale est la suivante. Pour des détails supplémentaires et des explications des paramètres sélectionnés, veuillez également vous référer à la section des règles de routine ci-dessous :

Évaluer le potentiel de densification du réseau. L'analyse de la densification a été exécutée en effectuant une comparaison entre le nombre de structures de bâtiments situées dans un périmètre prédéfini entourant chaque transformateur de distribution et le nombre de connexions de la JIRAMA desservis par ce même transformateur. Étant donné que la JIRAMA n'a pas procédé à une cartographie des clients par transformateur, l'analyse de la densification a requis une évaluation minutieuse de la base de clients potentiels, couplée à la numérisation des structures des bâtiments se trouvant dans un rayon de 600 mètres. Ceci a permis de capturer et d'évaluer le nombre de structures associées à chaque système de la JIRAMA, qu'il soit interconnecté ou isolé. Le potentiel de densification a été évalué en confrontant le nombre total de structures au nombre estimé de clients de la JIRAMA. Les coûts associés à la densification englobent le prix d'un raccordement (comportant jusqu'à 50 mètres de conducteur triplex, un capteur météorologique, et un compteur monophasé pour la collecte des revenus), accompagné d'une provision pour 1/100e de la capacité de transformation additionnelle requise pour chaque nouveau raccordement de client. Les coûts de densification ont ensuite été agrégés par centre de service de la JIRAMA, et la capacité de transformation additionnelle a été évaluée pour déterminer le nombre de nouveaux transformateurs nécessaires. Le coût global de la densification est estimé à 375 USD par abonné.

Évaluer le potentiel d'expansion du réseau. Les projets d'extension du réseau ont été méthodiquement identifiés par le regroupement des structures des bâtiments dans un rayon de 600 mètres, visant à déterminer les zones où la demande en énergie justifiait la desserte par le service de la JIRAMA. Par la suite, nous avons employé un algorithme de routage en association avec la couche de données du réseau routier pour définir les tracés des lignes à moyenne tension nécessaire pour interconnecter les regroupements de foyers et les transformateurs correspondants. L'évaluation de la demande de tous les transformateurs a été réalisée en utilisant une estimation de 61 kWh/mois/consommateur pour la dixième année du projet. Cette valeur est une moyenne pondérée prenant en compte les estimations de consommation et les projections de mix de consommation pour les résidentiels, les commerciaux et les publics. Elle a été proposée par la NRECA à SEforALL, se basant sur les données commerciales de la JIRAMA, et a servi à évaluer

²⁶ La valeur de 1 250 \$/consommateur a été choisie par rapport au coût probable de l'expansion des mini-réseaux. Voir Agenbrood, Carlin, Ernst et Doig, Mini-Grids in the Money, Rocky Mountain Institute, 2018. <https://rmi.org/wp-content/uploads/2018/12/rmi-seeds-minigrd-report.pdf>.

l'expansion du réseau pour toutes les zones situées dans un rayon de 15 kilomètres des réseaux de distribution existants de la JIRAMA. Pour les habitations situées au-delà de cette distance de 15 kilomètres du service de la JIRAMA, approximant ainsi la limite probable maximale d'extension du réseau pour les réseaux 20 kV existants sans la possibilité d'exécuter un modèle de flux de charge, nous avons utilisé une consommation de 26 kWh/mois, correspondant à la prévision de consommation pour la dixième année. Les capacités et les coûts des transformateurs ont ensuite été évalués pour répondre aux besoins des divers regroupements d'habitations dans les zones d'extension du réseau. Les trajets des lignes MT ont été planifiés de manière à garantir que la chute de tension ne dépasse pas 10 % pour chaque extension de ligne, tout en suivant les routes en tant que tracé le plus économique, conformément à la conception de ligne MT.

Analyse des mini-réseaux. Pour les groupes de population où une extension du réseau ne s'avérait pas économiquement viable, l'option du service de mini-réseau a été soigneusement examinée. L'analyse des mini-réseaux à Madagascar a été menée en tenant compte de deux approches de conception distinctes : l'une pour les petits mini-réseaux desservant une seule communauté, et l'autre pour les grands mini-réseaux destinés à desservir plusieurs communautés, également appelés mini-réseaux MT dans le cadre du PEI. Dans le cas des mini-réseaux destinés à une seule communauté, qui utilisent des systèmes de production solaires PV hybrides, ces systèmes ont été spécifiquement conçus pour être utilisés avec des réseaux de distribution basse tension. Ils ont été dimensionnés de manière à fournir des services à un minimum de 100 structures, dans des zones où l'interconnexion de plusieurs communautés était rendue difficile en raison des coûts élevés associés à cette interconnexion. Ces mini-réseaux mono-communautaires ont été planifiés en utilisant des réseaux de distribution à basse tension, ce qui a permis de réduire les coûts d'investissement et de garantir une maintenance périodique assurée par une équipe régionale dédiée à l'exploitation et à l'entretien. Les mini-réseaux de plus grande taille, destinés à desservir plusieurs communautés et des groupes d'habitations plus importants, ont quant à eux été conçus pour fonctionner avec des réseaux moyenne tension. Ces mini-réseaux MT plus importants sont classés en tant que mini-réseaux MT en limite de réseau ou en tant que mini-réseaux MT isolés, en fonction de leur proximité spatiale par rapport aux réseaux interconnectés préexistants de la JIRAMA. Les mini-réseaux MT isolés sont parfois également désignés sous le nom de "réseaux métropolitains" en raison de leur capacité de production électrique plus élevée et des communautés plus vastes qu'ils desservent. Toutefois, dans le contexte du PEI, la terminologie adoptée est celle de "mini-réseaux isolés MT". Les caractéristiques spécifiques des mini-réseaux ont été minutieusement évaluées grâce à un algorithme simplifié de conception de mini-réseaux²⁷, permettant d'évaluer les paramètres liés à la production, au stockage et à la gestion. Ces données ont ensuite été validées et mises à jour à l'aide de l'outil Homer Energy.

Solutions solaires autonomes. Pour les zones hors de portée de l'expansion du réseau et où les mini-réseaux ne sont pas viables, des SPI peuvent être utilisées pour fournir un service d'électrification d'entrée de gamme.

²⁷ L'algorithme simplifié de conception des MG permet de dimensionner avec précision un grand nombre de mini-réseaux, en modélisant plusieurs mini-réseaux types dans HOMER, puis en appliquant une série de ratios issus des modèles HOMER pour modéliser la liste complète des mini-réseaux proposés dans le cadre de l'exercice de planification.

Accessibilité Financière

La prise en compte de l'accessibilité financière des consommateurs revêt une importance capitale dans l'analyse de l'expansion de l'électrification. L'approche privilégiée pour évaluer cette accessibilité financière consiste à examiner les données issues des enquêtes portant sur les dépenses énergétiques des foyers résidentiels et des petites entreprises commerciales. Ces enquêtes visent à élucider les tendances en matière de dépenses, dans le but de projeter la consommation électrique prévue lorsque le service commercial sera proposé, que ce soit par le biais du réseau ou hors réseau, dans le futur.

Diverses sources ont été utilisées pour établir les estimations relatives à l'accessibilité financière dans le cadre du PEI, incluant les données commerciales actualisées de la JIRAMA pour l'année 2022, les conclusions de l'enquête sur l'accès à l'énergie des foyers selon le Multi-Tier Framework (MTF) menée par la Banque mondiale/ESMAP et achevée en 2022, les projections de la consommation et de la demande d'électricité émises par l'ADER, basées sur les résultats du GLCEP, ainsi qu'un rapport émanant de l'Agence française de développement (AFD) portant sur les mini-réseaux de l'AP4. Cependant, il convient de souligner que la source de données prépondérante réside dans les enquêtes sur les dépenses énergétiques résidentielles et commerciales, précédemment décrites. Ces enquêtes ont minutieusement documenté les dépenses des communautés, qu'elles soient électrifiées ou non, dans trois régions de Madagascar. Les résultats obtenus dans le cadre de ces enquêtes ont été essentiels pour étayer les projections de consommation d'électricité concernant les services en réseau et hors réseau dans le modèle géospatial.

Alors que d'autres sources, telles que l'étude du MTF, fournissent des estimations de la consommation d'énergie, il est important de noter que les résultats du MTF projettent des niveaux de consommation bien plus élevés, particulièrement dans les zones urbaines. Les projections du MTF suggèrent que les foyers ruraux dépensent en moyenne 427 929 Ariary (93 \$ US) par mois, tandis que les foyers urbains dépensent environ 487 364 Ariary (106 \$ US) par mois. En considérant l'ensemble du pays, la moyenne nationale des dépenses énergétiques des foyers, telle que mesurée par le MTF, s'établit à 466 282 Ariary (101 \$ US) par mois. Ces niveaux de dépenses sont plusieurs fois supérieurs à ce que révèlent les données issues de l'enquête. En effet, l'enquête sur les dépenses énergétiques révèle que la tranche la plus élevée de la zone Nord montre un niveau de dépenses mensuelles de 22 \$ US, soit près de cinq fois inférieur aux valeurs du MTF pour les foyers ruraux. Dans les zones centrale et méridionale, les dépenses énergétiques de la tranche la plus consommatrice de l'enquête se situent respectivement à 7,37 \$ US et 16,34 \$ US par mois. De manière significative, les répondants résidentiels non électrifiés rapportent des niveaux de dépenses nettement inférieurs, avec des niveaux médians de 2,10 \$ US, 2,15 \$ US et 1,82 \$ US dans les zones Nord, Centre et Sud, respectivement.

L'accessibilité financière est intrinsèquement liée aux projections de consommation d'électricité, pour lesquelles des informations détaillées sont fournies ci-dessous.

Hypothèses de conception

Règles de routage

Le rapport intitulé "PEI-Règles de routage pour Madagascar" inclus en Annexe A1 offre une présentation exhaustive de la méthodologie adoptée pour orienter la modélisation géospatiale de l'électrification dans le cadre du plan énergétique intégré de Madagascar (Madagascar Integrated Energy Plan). Le processus de modélisation, qui englobe la caractérisation de la demande, l'évaluation des besoins en transformateurs et en conducteurs, ainsi que la planification des réseaux moyenne et basse tension, s'appuie fondamentalement sur les directives de tracé détaillées dans l'Annexe A1. Cette section expose les procédures de regroupement et de routage qui exploitent ces directives pour mettre en œuvre le modèle.

Paramètres de regroupement

L'algorithme d'agrégation opère en regroupant les structures de bâtiments en grappes, dans le but de déterminer les emplacements appropriés pour l'installation de transformateurs ou de mini-réseaux, offrant ainsi des solutions d'électrification à ces grappes. Ces grappes constituent la base essentielle pour l'analyse de l'électrification, avec les principaux paramètres pour leur établissement définis ci-dessous.

Rayon de regroupement

Le processus de regroupement repose sur l'utilisation des données de localisation des structures des bâtiments numérisées pour les rassembler en grappes délimitées par des rayons de 600 mètres, dans le but de déterminer les emplacements optimaux pour l'installation de transformateurs afin de desservir les communautés non électrifiées. Avant de lancer l'algorithme de regroupement, une première étape consiste à évaluer le nombre de structures numérisées par foyer. Cette évaluation repose sur la comparaison entre le nombre total de structures numérisées et le nombre de foyers rapporté dans le recensement le plus récent, avec une projection du nombre de foyers basée sur le taux de croissance de la population publié par la Banque mondiale. Pour Madagascar, le ratio entre le nombre de foyers et le nombre de structures numérisées s'établit à 1,04.

Ce ratio est utilisé pour estimer le nombre de consommateurs représentés par les structures numérisées dans la base de données géoréférencées (geodatabase). Il est fréquemment inférieur à 1 dans les zones rurales, où plusieurs foyers peuvent partager une même structure, tandis qu'il tend à être supérieur à 1 dans les zones urbaines, où les bâtiments d'habitation collectifs sont plus courants. Dans le cadre de ce projet, l'équipe d'experts SIG a examiné les données démographiques et sur les foyers de 2018 par district et par région, puis a projeté ces valeurs de 2018 à 2023 en utilisant un taux de croissance démographique de 2,4 %. Ces projections ont ensuite été comparées aux résultats de la numérisation des structures des bâtiments pour chaque région, ce qui a abouti à une moyenne nationale de 1,04 foyer par structure.

Formule de demande

La détermination de la demande de pointe peut être réalisée en calculant approximativement le facteur de coïncidence pour chaque catégorie de charges et de consommateurs, puis en utilisant la distribution de la charge et des hypothèses de coïncidence pour estimer la charge approximative

pour une journée type. De plus, le "Rural Utilities Services", une agence gouvernementale américaine, a élaboré une base de données de consommation issue de plus de 1 000 services publics ruraux desservant plus de 10 millions de consommateurs, qui a été mise en corrélation avec les données relatives à la demande. Les données sur la consommation d'énergie et la demande ont ensuite été analysées par régression en utilisant deux variables de régression principales : le nombre de consommateurs et la consommation mensuelle moyenne en kWh. Cette formulation de la demande a été documentée par l'administration américaine de l'électrification rurale dans le bulletin REA 45-2²⁸. La formule de régression se compose de deux facteurs : le facteur "A", qui reflète la diversité résultant de l'augmentation du nombre de consommateurs, et le facteur "B", qui traduit la variation du facteur de charge résultant de l'augmentation de la consommation d'énergie par consommateur. La formule est la suivante :

$$D = (\text{Facteur A}) * (\text{Facteur B})$$

$$\text{Facteur A} = C * (1 - 0,4 * C + 0,4 * (C^2 + 40) ^ 0,5)$$

$$\text{Facteur B} = 0,005925 * (\text{kWh/mois/consommateur}) ^ 0,885$$

Où

D = Demande (kW)

C = nombre de consommateurs

En outre, les kWh/mois/consommateur varient en fonction de ce qui suit :

- La consommation moyenne pondérée de 26 kWh/mois/consommateur pour la dixième année du projet pour les structures des bâtiments situées à plus de 15 kilomètres des réseaux/systèmes de distribution connus de la JIRAMA.

Cette valeur de consommation moyenne pondérée découle de trois sources distinctes, telles qu'illustrées dans le tableau 7 ci-dessous. Les données de l'ADER ont fourni une estimation de la consommation mensuelle d'électrification pour les foyers ruraux, à savoir 19 kWh/ client-mois pour un foyer "moyen", 4 kWh/mois pour un foyer "faible" et 60 kWh/mois pour un foyer "élevé". Parallèlement, l'étude de l'AFD sur les mini-réseaux dans la zone AP 4 a indiqué une consommation mensuelle en kWh comprise entre 9 et 20 kWh/mois pour tous les clients. Dans le cadre de cette hypothèse, une valeur de 19 kWh/mois par client a été retenue. Les données issues de la base de données clients 2022 de la JIRAMA ont été utilisées pour estimer la consommation dans le secteur commercial et institutionnel. Par ailleurs, les estimations de la composition de la clientèle proviennent également de ces trois mêmes sources.

²⁸ "Programmes électriques de l'USDA Rural Development - Bulletins". Département de l'agriculture des États-Unis - Accueil. 26 Feb. 2009 <http://www.usda.gov/r us/electric/bulletins.htm>.

Tableau 7. Consommation moyenne pondérée pour les structures situées à plus de 15 kilomètres des réseaux/systèmes de distribution connus de la JIRAMA

Consommation et croissance annuelle	Répartition des consommateurs (%)	Unité	Première année	Croissance 2-5 ans	Croissance année 6-10
Résidentiel (Source : ADER & AFD)	99%	kWh/mois ouvrable	19	2.0%	2.0%
Commercial et institutionnel (Source : JIRAMA)	1%	kWh/mois ouvrable	240	3.5%	2.0%
			Première année	Année 5	Année 10
Moyenne pondérée pour le regroupement		kWh/mois ouvrable	21	23	26

- La consommation moyenne pondérée de 61 kWh/mois/consommateur pour la dixième année du projet pour les structures situées à moins de 15 kilomètres des réseaux/systèmes de distribution connus de la JIRAMA (voir les annexes A1 et A2 pour les hypothèses de consommation moyenne pondérée).

Cette valeur de consommation moyenne pondérée est dérivée des trois mêmes sources que celles présentées ci-dessus et comme indiqué dans le tableau ci-dessous. Le nombre de kWh résidentiels par mois-client a été augmenté en fonction de la valeur "élevée" des foyers de l'ADER, du taux de consommation résidentielle plus élevé de l'étude de l'AFD et du taux moyen de consommation résidentielle rurale de la JIRAMA de 60 kWh par mois-client.

Tableau 8. Consommation moyenne pondérée pour les structures situées à moins de 15 kilomètres des réseaux/systèmes de distribution connus de la JIRAMA

Consommation et croissance annuelle	Répartition des consommateurs (%)	Unité	Première année	Croissance 2-5 ans	Croissance année 6-10
Résidentiel (Source : ADER & AFD)	95%	kWh/mois ouvrable	40	2.0%	2.0%
Commercial et institutionnel (JIRAMA)	4.996%	kWh/mois ouvrable	240	3.5%	2.0%
Moyennes Industries (JIRAMA)	0.004%	kWh/mois ouvrable	11900	5.0%	2.0%
			Première année	Année 5	Année 10
Moyenne pondérée pour le regroupement		kWh/mois ouvrable	50	55	61

Taille des grappes : urbaines et périurbaines

Pour les structures situées dans un rayon de 15 km du réseau de la JIRAMA, une grappe minimale doit comprendre au moins 10 structures. Un transformateur de 15 kVA peut desservir efficacement dix structures, en maintenant la charge à 35 % au cours de la première année et en veillant à ce qu'elle n'excède pas 80 % de la capacité du transformateur d'ici la dixième année. Les regroupements comprenant moins de 10 structures sont qualifiés de SPI. Pour davantage de précisions, veuillez-vous référer à l'Annexe A.

Taille des grappes : rurale

En ce qui concerne l'extension du réseau, pour les structures situées à plus de 15 km des réseaux de la JIRAMA, un minimum de 40 toits est requis pour former une grappe. Cette configuration permet de charger un transformateur de 15 kVA à hauteur de 50 % de sa capacité à la dixième année. Les regroupements comprenant moins de 40 toits doivent être réévalués ou dirigés vers des solutions de SPI. Les mini-réseaux avec des grappes entièrement situées dans un rayon de 1000 mètres, qui comptent moins de 100 toits, doivent également être réévalués ou considérés comme des SPI. Pour de plus amples informations, veuillez-vous référer à l'Annexe A.

Affectation et dimensionnement des transformateurs

Les transformateurs desservant les grappes doivent être dimensionnés de manière à maintenir la charge moyenne en dessous de 50 % de la capacité du transformateur à la dixième année, conformément à la méthodologie décrite précédemment. Cette approche garantit une flexibilité suffisante pour intégrer l'e-cooking, même en cas d'hypothèses de charge plus élevées, sans nécessiter de modifications majeures de la conception du système de distribution. La plus petite taille de transformateur autorisée est un transformateur monophasé de 15 kVA. Les transformateurs de plus petite capacité, de 15 et 25 kVA, seront de type monophasé en raison de leur coût plus avantageux. En revanche, tous les transformateurs de 50 kVA et plus seront triphasés. Pour de plus amples informations, veuillez-vous référer à l'Annexe A.

Demande et dimensionnement des transformateurs

Les tableaux de demande, élaborés pour orienter le regroupement et le dimensionnement des transformateurs, sont disponibles dans les annexes A1 et A2. Parallèlement, l'Annexe A3 présente les estimations des coûts liés aux matériaux de distribution, tandis que les Annexes A4 et A5 exposent les hypothèses de charge.

Paramètres contribuant au routage de la BT et de la MT

Une fois que les toits ont été groupés par l'algorithme développé pour ce fait, un algorithme de routage spécialisé est exécuté pour réaliser les connexions essentielles. Cela inclut l'interconnexion des transformateurs aux lignes de distribution moyenne tension (MT) et aux latéraux, ainsi que la liaison des lignes de distribution basse tension (BT) aux consommateurs. Initialement, le routage des lignes BT est priorisé pour assurer la connectivité de toutes les structures. Par la suite, le même algorithme de routage est utilisé pour connecter les transformateurs aux lignes MT et pour interconnecter ces lignes aux sous-stations. Les points de raccordement MT sont stratégiquement positionnés le long des voies routières pour faciliter les opérations d'exploitation et de maintenance. Les tracés des circuits basse tension suivent autant que possible les itinéraires routiers, mais peuvent également être aménagés le long de voies non routières lorsque cela s'avère nécessaire. Ces modèles de routage MT et BT sont parallèlement utilisés pour évaluer les coûts

associés aux lignes de distribution, aux branchements, aux transformateurs, ainsi qu'à d'autres composants de l'infrastructure électrique.

Le traçage de la moyenne tension (MT)

La JIRAMA a adopté une norme de distribution moyenne tension de 20 kV pour l'ensemble de son réseau de distribution. Ce réseau de 20 kV est configuré en trois fils sans mise à la terre, avec la mise à la terre du neutre réalisée au niveau de la sous-station. Dans une perspective d'efficacité économique, l'expansion du réseau a été conçue en utilisant principalement des transformateurs monophasés de 15 kVA et 25 kVA, tandis que les transformateurs de 50 kVA et plus sont tous de type triphasé. Les petits transformateurs jusqu'à 50 kVA seront installés sur des poteaux simples, tandis que les transformateurs plus volumineux que 50 kVA seront montés sur des structures en forme de "H" à deux poteaux.

Paramètres pour déterminer la modalité d'électrification dans les groupements hors réseau

Après avoir achevé le routage BT et MT et l'analyse de densification et d'expansion du réseau, toutes les autres structures qui ont été exclues de la densification et de l'expansion du réseau sont évaluées pour les mini-réseaux et les options solaires autonomes hors réseau. La discussion suivante décrit comment l'expansion de l'électrification hors réseau a été évaluée dans le processus de modélisation de l'électrification.

Distinction entre l'expansion du réseau et les groupements hors réseau

Les groupes d'habitations numérisées ont été soumis à une première évaluation en vue de leur extension dans le réseau électrique. Cette évaluation a consisté à déterminer la capacité de transformation nécessaire pour assurer une alimentation adéquate à chaque groupe d'habitations. Ensuite, ces groupes ont été interconnectés, et les projets d'extension du réseau ont été soumis à une évaluation des coûts d'infrastructure. Les projets dont les coûts sont inférieurs à 1 250 \$ par consommateur ont été intégrés dans la base de données d'extension du réseau. Pour les projets dont le coût dépasse cette limite, les grappes de groupes d'habitations ont été reconfigurées en mini-réseaux, et une analyse du coût actualisé de l'énergie (LCOE) a été réalisée pour déterminer l'option la plus économique. Si l'analyse du LCOE indique que les mini-réseaux sont plus avantageux, ces projets seront alors intégrés au portefeuille de mini-réseaux.

Distinction entre les mini-réseaux et les options solaires autonomes

Les grappes hors réseau seront classées en plusieurs catégories, notamment les réseaux métropolitains, les mini-réseaux et les SPI. Le principal critère de distinction entre ces catégories sera la demande totale d'électricité au sein de chaque groupe, ce qui peut être approximé par le nombre de connexions présentes dans le groupe. Plus précisément, les grappes comprenant moins de 100 connexions dans un rayon de 1 000 mètres seront considérées comme des solutions solaires autonomes. En revanche, les grappes comptant plus de 100 connexions dans ce même rayon de 1 000 mètres seront évaluées en tant que mini-réseaux BT.

Pour les mini-réseaux BT, un algorithme spécifique sera utilisé pour évaluer les coûts différentiels de connexion. Si l'une des structures au sein de la grappe de mini-réseaux MT ou BT proposée nécessite un investissement de plus de 2 000 \$ par connexion, elle sera exclue de l'option de mini-réseau et sera plutôt attribuée à un service solaire autonome / SPI.

Distinction entre les mini-réseaux BT et les mini-réseaux MT

Lorsque plusieurs mini-réseaux BT se trouvent à moins de 15 km les uns des autres, une évaluation sera réalisée en vue de leur interconnexion au moyen de lignes d'interconnexion MT. Bien que l'installation d'interconnexions MT puisse engendrer des coûts substantiels, ces dépenses peuvent être compensées par une augmentation des recettes au sein du réseau isolé interconnecté, grâce à une centralisation de la production d'électricité et à une plus grande capacité de production. En d'autres termes, la production d'électricité au niveau des mini-réseaux BT serait remplacée par des transformateurs, et une centrale de production serait mise en place pour alimenter l'ensemble des groupes d'habitations interconnectés. Ce système de production d'électricité consisterait en une centrale hybride utilisant l'énergie solaire, des batteries et un générateur diesel, conçue de manière à atteindre une part d'énergie renouvelable supérieure à 75 %.

La figure 10 illustre le processus de prise de décision précédemment décrit pour différencier les options d'extension du réseau des solutions hors réseau, notamment les mini-réseaux et les options solaires autonomes.

Figure 10. Paramètres permettant de déterminer la modalité d'électrification



Méthodologie de calcul des LCOE

Une fois que les communautés desservies par les mini-réseaux BT de différentes tailles et les mini-réseaux MT plus grands ont été identifiées, une organisation a été établie en fonction du nombre de consommateurs, de la demande estimée et de la capacité de production. Bien que la gamme de tailles des mini-réseaux BT soit assez large, la variation de taille est relativement faible. En effet, la majorité des mini-réseaux BT comptent entre 100 et 200 structures, avec une médiane de 126 structures, et 75 % d'entre eux ont moins de 160 structures. Dans cette perspective, nous avons utilisé les modèles Homer pour trois dimensions de mini-réseaux BT différentes : (1) la médiane de la population des mini-réseaux BT (126 structures) ; (2) la dimension équivalente à 75 % de tous les mini-réseaux (160 structures) ; et (3) le plus grand mini-réseau (437 structures). Ces modèles Homer ont été évalués pour des systèmes hybrides solaire-diesel avec une production optimisée et une fraction renouvelable de 100 %.

Pour déterminer la capacité nécessaire du champ solaire (kWc), de l'onduleur solaire (kW), du stockage en batterie (kWh) et de l'onduleur de batterie (kW) en fonction de la demande crête, nous avons calculé le coût actualisé de l'énergie (LCOE) en fonction de la taille du mini-réseau (126, 160 et 437 structures). Ensuite, les caractéristiques des mini-réseaux évaluées par les modèles Homer ont été utilisées pour projeter les coûts d'investissement et d'autres caractéristiques clés pour l'ensemble des mini-réseaux du groupe PEI.

Les coûts d'investissement pour les principaux composants des mini-réseaux, tels que les panneaux solaires photovoltaïques, les systèmes de stockage d'énergie (BESS), les onduleurs et d'autres équipements, ont été déduits d'une analyse documentaire relative aux mini-réseaux adaptés au marché malgache. Les hypothèses en matière de coûts d'investissement (CAPEX) tiennent compte des équipements de plus petite capacité et des coûts unitaires plus élevés pour les mini-réseaux BT de moins de 300 connexions, tandis que pour les mini-réseaux BT de plus de 300 connexions, elles reflètent l'achat en gros d'équipements de plus grande capacité pour des portefeuilles de mini-réseaux plus importants.

Les analyses des coûts d'investissement pour les mini-réseaux MT plus importants ont été basées sur des estimations de coûts pour des systèmes solaires photovoltaïques à l'échelle de l'entreprise. Les hypothèses concernant le routage et les transformateurs MT sont comparables aux coûts utilisés dans l'analyse de l'extension du réseau. Après avoir mené à bien ces analyses, notre équipe d'ingénieurs a évalué le LCOE pour l'ensemble des mini-réseaux. Les LCOE des mini-réseaux plus importants ont ensuite été comparés aux options d'extension du réseau pour déterminer la solution la plus rentable.

Centres isolés de la JIRAMA

L'évaluation du potentiel de densification des réseaux isolés de la JIRAMA a été réalisée en utilisant une zone tampon de 600 mètres. Ensuite, les groupes d'habitations situés dans un rayon de 15 kilomètres de ces réseaux ont été examinés en vue d'une expansion du réseau. Il convient de noter que, en raison de l'incertitude concernant l'état des réseaux MT isolés de la JIRAMA, l'analyse de l'extension du réseau a prévu une provision pour la réhabilitation des systèmes 20 kV. Cette réhabilitation vise à améliorer la qualité du service.

Hypothèses techniques pour les mini-réseaux

Une analyse approfondie a été entreprise pour évaluer les caractéristiques du réseau de distribution, notamment la capacité de production solaire (exprimée en kWc), la capacité de stockage des batteries (exprimée en kWh), les connexions des clients et d'autres paramètres pertinents pour définir les spécifications de conception de chaque mini-réseau. Il est important de souligner que ces mini-réseaux ont été conçus pour fournir une alimentation électrique 24 heures sur 24, en accord avec les meilleures pratiques internationales. Les objectifs de conception ont été intégrés dans la plateforme géospatiale à l'aide du modèle géospatial, après avoir effectué l'exercice de modélisation Homer précédemment décrit.

Pour caractériser l'ensemble des mini-réseaux MT et BT, les quartiles définis en fonction du nombre de connexions clients et de la demande de pointe associée ont été utilisés. Ensuite, trois communautés représentatives parmi cette population de mini-réseaux ont été sélectionnées pour analyser la demande et déterminer la taille optimale des mini-réseaux. Ces échantillons représentatifs ont été choisis pour refléter la diversité en termes de taille de réseau et de localisation géographique à Madagascar. De plus, nous avons pris en compte la variabilité de l'irradiation solaire horizontale globale (GHI) dans l'ensemble des données. Chacun de ces mini-réseaux représentatifs a fait l'objet d'une analyse détaillée dans le logiciel HOMER afin de déterminer la taille optimale des installations solaires et de stockage par rapport à la demande crête, ainsi que les ratios de dimensionnement clés. Ces ratios de dimensionnement ont été évalués à travers différentes densités de clients et des caractéristiques de GHI pour obtenir des valeurs clés pouvant être extrapolées à l'ensemble de la population des mini-réseaux à Madagascar. Pour les mini-réseaux BT, les systèmes solaires et de stockage ont été dimensionnés en utilisant les ratios clés interpolés à partir des résultats de dimensionnement HOMER pour différentes dimensions de mini-réseaux et des valeurs d'irradiation solaire, puis extrapolés à l'ensemble du pays. Pour les mini-réseaux MT, le même processus a été appliqué, mais en prenant en compte les panneaux solaires, les systèmes de stockage et les générateurs diesel. Les données de tarification utilisées pour les simulations de dimensionnement des mini-réseaux HOMER sont présentées dans le tableau 10.

Outre les caractéristiques techniques des mini-réseaux, la plateforme de visualisation permettra également aux parties prenantes de visualiser les caractéristiques financières et de coût. Les caractéristiques techniques et financières incluront la production, le stockage, la capacité supplémentaire et les caractéristiques des réseaux MT et BT.

Hypothèses techniques pour le Systèmes PV Individuels (SPI)

Dans le cadre de l'analyse des systèmes photovoltaïques autonomes, SEforALL a préconisé d'évaluer les services solaires autonomes pour atteindre un niveau de service de niveau 2. Les données actuelles indiquent que la plupart des systèmes photovoltaïques autonomes en usage sont équivalents au niveau 1 en termes de service, ce qui signifie qu'ils devront subir des mises à jour ou des améliorations pour répondre aux exigences du niveau 2 de service. NRECA prévoit de confirmer cette information en engageant des discussions avec les fournisseurs de systèmes photovoltaïques, avant de finaliser l'analyse de l'électrification pour le Plan Énergétique Intégré (PEI).

Un plan de mise en œuvre a été élaboré pour les solutions solaires photovoltaïques autonomes, prévoyant une transition progressive des ventes des zones périurbaines vers les zones rurales à mesure que le programme d'électrification atteint sa maturité. Pour que l'électrification s'étende vers des zones plus éloignées, il sera nécessaire d'accroître les contributions financières du gouvernement pour les SPI afin de compenser la réduction de l'accessibilité financière. L'analyse des SPI englobe également les taux de défaillance des composants dans le cadre du coût du cycle de vie du programme pour ces solutions. Dans cette évaluation, une durée de vie de cinq ans est supposée pour les batteries, les régulateurs et les lampes. De plus, les coûts de remplacement des SPI ont été intégrés dans les besoins de financement pour refléter les exigences globales du programme impactées par ces remplacements de composants.

Hypothèses de coûts

Des données sur les coûts ont été collectées et évaluées pour la densification du réseau, l'extension du réseau, les mini-réseaux et les SPI. Ces données sont présentées dans la section ci-dessous.

Hypothèses sur les coûts du réseau de distribution

Le tableau 9 présente un résumé des coûts unitaires utilisés pour évaluer les coûts d'expansion de l'électrification. Bien que JIRAMA ait été en mesure de fournir certaines données sur les coûts pour le réseau MT 20kV et 35 kV, ces données remontent à 2010 et étaient donc obsolètes. Plutôt que d'utiliser les données 2010 de la JIRAMA pour projeter les coûts en 2023, l'équipe a décidé d'utiliser les données de coûts dérivées d'autres programmes d'électrification dans la région, afin d'approximer les coûts unitaires pour Madagascar. Les hypothèses de coûts ont été validées par l'unité de planification du MEH et sont présentées dans le tableau 5 ci-dessous.

Tableau 9. Hypothèses de synthèse des coûts (Source : NRECA International, 2023)

Libellé	Type	Taille	Tarif (US\$)	Unité	
Ligne 35 kV	AAAC	117mm ²	\$33,810	\$ par km	
	AAAC	54,6 mm ²	\$29,150	\$ par km	
Ligne 35 kV biphasée (phase à phase)	AAAC	34,4 mm ²	\$24,849	\$ par km	
Transformateurs	35/ 0,4 triphasé	350 kVA	\$14,835	\$ / Unité	
		100 kVA	\$11,380	\$ / Unité	
		50 kVA	\$6,670	\$ / Unité	
		30/230 monophasé	25kVA	\$4,070	\$/unité
		15kVA	\$3,520	\$/unité	
Ligne 20 kV	AAAC	117mm ²	\$29,400	\$ par km	
	AAAC	54,6 mm ²	\$26,500	\$ par km	
Ligne 20 kV biphasée (phase à phase)	AAAC	34,4 mm ²	\$22,590	\$ par km	

Libellé	Type	Taille	Tarif (US\$)	Unité
Transformateurs	20/ 0,4 triphasé	200 kVA	\$12,900	\$/ Unité
		100 kVA	\$10,800	\$/ Unité
		50 kVA	\$5,800	\$/ Unité
	30/230 monophasé	25kVA	\$3,700	\$/unité
		15kVA	\$3,200	\$/unité
Ligne 15 kV	AAAC	117mm ²	\$28,518	\$ par km
	AAAC	54,6 mm ²	\$25,705	\$ par km
Transformateurs	15/ 0,4 triphasé	150 kVA	\$12,513	\$/ Unité
		100 kVA	\$10,476	\$/ Unité
		50 kVA	\$5,626	\$/ Unité
Ligne BT et branchement de service				
0,4 kV triphasé Câble à isolation torsadée avec neutre porteur	ABC	95 mm ²	\$21,800	\$ par km
0,4 kV triphasé Câble à isolation torsadée avec neutre porteur	ABC	54,6 mm ²	\$16,300	\$ par km
0,23 kV Câble isolé torsadé autoportant	ABC	35mm ²	\$12,900	\$ par km
Coût de branchement de service, consommateurs monophasés			\$160	par raccordement
Coût de branchement de service, consommateurs triphasés			\$255	par raccordement
Branchement MORA à bas prix de la JIRAMA			\$80	par raccordement

Hypothèses sur les mini-réseaux

Les coûts des mini-réseaux ont été estimés pour les mini-réseaux BT et MT en utilisant des hypothèses de coûts distinctes pour chacun de ces deux groupes de mini-réseaux. Les coûts des mini-réseaux MT sont présentés dans la colonne MT du tableau 10 ; ces mini-réseaux comprennent des centrales électriques plus importantes qui, dans certains cas, ont une capacité de production supérieure à 1 MW et desservent des milliers de connexions. En raison de leur taille nettement plus petite, les mini-réseaux BT se caractérisent par des coûts unitaires plus élevés, indiqués dans la colonne BT du tableau 10. Les mini-réseaux BT desservent des communautés uniques et plus petites avec des connexions allant de 100 à 437 et des capacités beaucoup plus faibles de

composants de centrales de production. Les estimations des coûts unitaires proviennent de sources industrielles et ont été ajustées pour représenter les coûts prévus pendant la période de mise en œuvre du PEI. Les coûts tiennent compte des remises sur les achats en gros, l'idée étant que les développeurs de mini-réseaux puissent acheter des matériaux par lots pour une douzaine de mini-réseaux ou plus simultanément en utilisant des prix compétitifs et des coûts logistiques rationalisés²⁹.

Tableau 10. Hypothèses de coûts pour les mini-réseaux du PEI de Madagascar.

Mini-réseaux solaires	Unités	Mini-réseaux MT	Mini-réseaux BT
Production d'énergie solaire photovoltaïque			
Modules photovoltaïques	US\$/W	\$ 0.23	\$ 0.29
Racking PV (Structure de Panneaux)	US\$/W	\$ 0.21	\$ 0.26
Onduleurs photovoltaïques (onduleurs à cordes)	US\$/W	\$ 0.11	\$ 0.14
Coûts de l'installation solaire (main d'œuvre + PM)	US\$/W	\$ 0.23	\$ 0.29
Équilibre du système solaire (BOS)	US\$/W	\$ 0.09	\$ 0.11
Logistique solaire	US\$/W	\$ 0.07	\$ 0.09
Coût total de l'installation solaire	US\$/W	\$ 0.95	\$ 1.18
Stockage d'énergie par batterie (BESS)			
Batteries (LFP, y compris Racks)	US\$/kWh	\$ 345	\$ 431
Onduleur de batterie (PCS)	US\$/W	\$ 0.16	\$ 0.20
Coûts d'installation de la batterie (main d'œuvre + PM)	US\$/W	\$ 0.08	\$ 0.10
BESS Équilibre du système (BOS)	US\$/W	\$ 0.05	\$ 0.06
BESS Logistics	US\$/W	\$ 0.05	\$ 0.06
Coût total de l'installation de la batterie	US\$/kWh	\$ 430	\$ 537
Groupe électrogène diesel (DG)			
Coût du groupe électrogène (avec contrôleur de synchronisation)	US\$/W	\$ 0.35	\$ 0.39
Coût d'installation (avec synchronisation)	US\$/W	\$ 0.15	\$ 0.17
Réservoir de carburant, tuyauterie, filtres, BOS	US\$/W	\$ 0.06	\$ 0.07
Logistique des groupes électrogènes	US\$/W	\$ 0.05	\$ 0.06
Coût total de l'installation du groupe électrogène	US\$/W	\$ 0.61	\$ 0.67
Coûts du solde du système			
Centrale électrique conteneurisée	US\$/W	\$ 0.23	\$ 0.29
Déchargement et installation	US\$/W	\$ 0.04	\$ 0.05
Logistique de l'enfermement	US\$/W	\$ 0.03	\$ 0.04
Travaux de génie civil, clôture, route d'accès	US\$/W	\$ 0.02	\$ 0.03
Contrôleur de mini-réseau (MGC) ³⁰	US\$/unité	\$ 30,000	\$ 10,000

²⁹ Les coûts sont dérivés des rapports ESMAP et sont également utilisés par le programme Demand Aggregation for Renewable Technologies financé par le GEAPP.

³⁰ Les développeurs peuvent avoir des approches variées des systèmes de contrôle des mini-réseaux ; dans la pratique, les solutions industrielles peuvent aller de 0 USD (en utilisant la plate-forme de contrôle des onduleurs, c'est-à-dire Victron) à plus de 100 000 USD pour

Mini-réseaux solaires	Unités	Mini-réseaux MT	Mini-réseaux BT
Serveur de comptage, modem, communications	US\$/unité	\$ 7,500	\$ 2,500

Les coûts présentés dans l'étude correspondent aux coûts de l'infrastructure, de l'équipement et de l'installation des mini-réseaux. Les développeurs de mini-réseaux du secteur privé devront également supporter des coûts associés au développement du projet qui ne sont pas inclus ici. Ces coûts comprennent l'enregistrement de l'entreprise, les salaires du personnel, les véhicules, les licences de mini-réseau, la diligence raisonnable et d'autres dépenses associées qui sont attribuables aux actifs de mini-réseau eux-mêmes.

Système Solaire PV Individuel (SPI)

L'analyse du scénario de base pour l'électrification d'ici 2030 comprend un minimum de SPI de niveau 2 pour l'électrification universelle. Les coûts nécessaires pour fournir aux foyers ruraux des SPI comprennent non seulement le coût des SPI de niveau 2, mais aussi les coûts associés aux frais de vente, généraux et administratifs (SG&A). Les coûts comprennent également les coûts d'acquisition de clients et de service pour répondre aux besoins d'une base de clients à faible densité dans les zones reculées. Sur la base d'un examen des distributeurs et des détaillants de SPI, ce coût a été estimé à 350 USD par système de niveau 2. Les SPI de niveau 2 ont une capacité solaire d'au moins 50 W et une capacité de batterie d'au moins 200 Wh. Il s'agit généralement d'unités montées sur le toit, dotées de plusieurs lampes et de prises de courant continu ou de ports de charge pour les téléphones portables, les radios, etc.³¹

Une analyse de sensibilité a été réalisée en interprétant les SPI de niveau 1 comme suffisants pour l'accès universel. Sur la base d'un examen similaire de l'activité des distributeurs de SPI, le coût total d'un système de niveau 1 a été estimé à 180 dollars américains. Les SPI de niveau 1 ont une capacité solaire d'au moins 3 W et une capacité de batterie d'au moins 12 Wh. Ils peuvent être installés sur le toit ou au sol, avec un faible encombrement, plusieurs points d'éclairage, une prise de service et une capacité de chargement de téléphone portable par USB.³²

une solution SCADA entièrement intégrée. Cette hypothèse est destinée à comprendre le système SCADA ou DAS qui permet le contrôle à distance et la répartition de la production pour tous les actifs de la centrale électrique du mini-réseau. Elle suppose un ordinateur sur site, un modem cellulaire, un commutateur réseau et un micrologiciel de mini-réseau intégré pour communiquer en toute sécurité avec toutes les sources de production/stockage et tous les onduleurs. Pour les mini-réseaux MT, il inclut la synchronisation des générateurs.

³¹ Pour plus d'informations sur le dimensionnement et les caractéristiques des systèmes solaires autonomes : <https://mtfenergyaccess.esmap.org/methodology/electricity>

³² Vous trouverez de plus amples informations sur le cadre multi-niveaux (MTF) pour l'accès à l'énergie sur le site web de l'ESMAP. <https://mtfenergyaccess.esmap.org/methodology/electricity>

SCENARIOS D'ELECTRIFICATION A MADAGASCAR

Deux scénarios ont été examinés dans le cadre de la composante d'électrification. Le premier scénario se concentre sur l'atteinte de l'accès universel d'ici 2030 et est considéré comme le scénario de base de cette étude. Toutefois, en tenant compte des limitations financières du gouvernement malgache et des contraintes pratiques liées à l'expansion de l'électrification, un deuxième scénario plus conservateur a été évalué. Ce dernier prévoit des investissements dans l'expansion du réseau et le développement de mini-réseaux visant à atteindre l'accès universel à l'électricité d'ici 2040. Pour élaborer le modèle d'électrification pour l'accès universel, NRECA a pris en considération des étapes progressives par modalité d'électrification, y compris les connexions existantes, la densification du réseau, l'expansion du réseau, les mini-réseaux et les SPI. Dans chaque scénario, le niveau minimum de service est défini en utilisant le "Multi-Tier Framework for Electricity Access", une norme internationale largement reconnue qui établit différents niveaux standardisés d'accès à l'électricité et aux services associés, comme indiqué dans le tableau ci-dessous.

Figure 11. Cadre à plusieurs niveaux pour l'accès à l'électricité

			NIVEAU 0	NIVEAU 1	NIVEAU 2	NIVEAU 3	NIVEAU 4	NIVEAU 5
ATTRIBUTIONS	1. Capacité de pointe	Puissance nominale (en W ou Wh par jour)		Min 3 Wh	Min 50 W	Min 200 W	Min 800 W	Min 2 kW
				Min 12 Wh	Min 200 Wh	Min 1.0 kWh	Min 3.4 kWh	Min 5.2 kWh
	2. Disponibilité (Durée)	Services OR		Éclairage des 1 000 lm/jour	L'éclairage électrique, l'air, la circulation, la télévision et la recharge du téléphone sont possibles.			
		Nombre d'heures par jour		Min 4 hrs	Min 4 hrs	Min 8 hrs	Min 16 hrs	Min 23 hrs
	3. Fiabilité	Nombre d'heures par soir		Min 1 hrs	Min 2 hrs	Min 3 hrs	Min 4 hrs	Min 4 hrs
							Max 14 perturbations par semaine	Max 3 perturbations par semaine de durée totale <2hrs

Adapté du rapport de la Banque mondiale/ESMAP, Au-delà des connexions : Accès à l'énergie redéfini, 2015.

Dans l'analyse du scénario de base, le modèle prend en considération un niveau minimum d'électrification de niveau 2, conformément au cadre multi-niveaux (MTF) de l'ESMAP. De plus, ce scénario de base ne prévoit aucune amélioration ou hybridation des systèmes isolés existants de la JIRAMA. Cependant, il envisage la création de nouveaux mini-réseaux équipés de réseaux de distribution MT et BT, ainsi que de centrales de production d'énergie renouvelable, telles que des installations solaires ou hydroélectriques avec stockage d'énergie, sans recours à la production diesel. Les deux scénarios analysés sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 11. Scénarios d'électrification

Scénario	L'accès universel à l'électricité a été réalisé en :	Caractéristiques communes des scénarios	Sensibilités par rapport au scénario de base
Scénario 1 (cas de base) ODD7 Scénario de base	2030	<ul style="list-style-type: none"> - Qualité de service minimale de niveau 2 - Tous les systèmes d'électrification hors réseau (mini-réseaux et systèmes autonomes) sont des systèmes solaires photovoltaïques avec une fraction renouvelable de 100 %. 	<ul style="list-style-type: none"> - Qualité de service minimale de niveau 1 - Autoriser la production par les générateurs à gasoil de secours pour les mini-réseaux - +/- 15 % de la consommation d'électricité - Considérer tous les mini-réseaux comme ayant une fraction renouvelable de 75%.
Scénario 2 Accès universel d'ici 2040	2040		<ul style="list-style-type: none"> - Aucun

ANALYSE DE L'ELECTRIFICATION A MOINDRE COUT

Le modèle géospatial a été utilisé pour identifier et évaluer les options de projets d'électrification, qu'ils soient liés au réseau ou en dehors du réseau, visant à fournir de l'électricité aux communautés non électrifiées à travers Madagascar. Les résultats ont été ajustés pour assurer un équilibre entre les investissements dans le réseau et les systèmes hors réseau, tout en tenant compte de facteurs tels que la portée et la capacité des réseaux de distribution interconnectés et isolés de la JIRAMA, ainsi que la viabilité financière et la capacité des secteurs public et privé à financer ces investissements.

Densification

L'analyse du potentiel de densification consiste à identifier tous les consommateurs potentiels situés dans la portée du service de distribution basse tension, puis à comparer ce chiffre au nombre total de consommateurs actuellement desservis par le réseau de distribution. Cette comparaison vise à déterminer à la fois les coûts associés à l'augmentation du nombre de consommateurs raccordés et les avantages qui en découlent. Les coûts de densification englobent le prix d'un raccordement, comprenant jusqu'à 50 mètres de conducteur triplex et un compteur monophasé, avec une longueur de ligne basse tension de moins de dix mètres. De plus, une allocation est prévue pour prendre en compte 1/100e de la capacité de transformation supplémentaire nécessaire pour chaque nouveau raccordement de consommateur. Ces coûts de densification ont été agrégés par centre de service de la JIRAMA, et la capacité de transformation supplémentaire requise a été calculée pour déterminer le nombre de nouveaux transformateurs nécessaires. Le coût total estimé de la densification s'élève à 375 USD.

L'analyse de la densification a été réalisée en utilisant des données numérisées relatives à la configuration des habitations ainsi que des données concernant l'infrastructure du réseau de distribution en moyenne tension. Habituellement, la densification est effectuée en évaluant le potentiel de consommation à une certaine distance des transformateurs de distribution existants. Toutefois, au moment de cette étude, la JIRAMA n'avait pas encore géolocalisé précisément ces transformateurs de distribution. En conséquence, l'analyse de la densification a été réalisée en créant une zone tampon de 600 mètres autour de l'ensemble du réseau de moyenne tension, en conjonction avec la base de données clients de la JIRAMA pour l'année 2022.

Les foyers qui seront connectés à l'électricité grâce à la densification du réseau vont inévitablement accroître leur consommation d'énergie, entraînant ainsi une augmentation de la demande crête. Cependant, il est important de noter que les coûts supplémentaires liés à l'expansion de la production d'énergie et à l'approvisionnement en combustible ont été exclus des coûts de densification pour cette analyse. Il reviendra au gouvernement et à la JIRAMA d'évaluer la capacité de production supplémentaire nécessaire au fur et à mesure de l'ajout de nouveaux consommateurs aux infrastructures de distribution de la JIRAMA, dans le cadre du processus de planification intégrée des ressources (IRP). Les estimations de la clientèle, de la consommation et de la demande élaborées dans le cadre du PEI peuvent directement contribuer à ce processus. Il convient de souligner que le potentiel de densification le plus significatif se trouve dans les réseaux isolés, où le nombre de consommateurs connectés pourrait augmenter jusqu'à quatre fois.

Les résultats de la densification par district sont récapitulés dans le tableau 12. L'hypothèse de départ était que les activités de densification débuteraient en 2024 et s'étendraient sur la durée de l'horizon de planification, en vue d'atteindre l'objectif d'électrification universelle d'ici 2030. Il est à noter que la JIRAMA nécessitera un certain laps de temps pour augmenter ses effectifs et renforcer ses capacités. Par conséquent, le programme devrait atteindre son taux de densification maximal aux alentours de 2028-2029, comme illustré dans la figure 12.

Conformément à ce qui a été exposé dans la section précédente, la JIRAMA a recensé 621 776 clients en 2022, dont 95 % sont des clients résidentiels. Les données fournies par la JIRAMA indiquent qu'environ 100 501 consommateurs ont été raccordés entre 2018 et 2022, soit un rythme d'environ 20 000 par an. Malheureusement, aucune donnée n'est actuellement disponible concernant la répartition de ces nouvelles connexions entre densification et extension du réseau. Cependant, les discussions avec les responsables de la JIRAMA ont révélé que la majorité des nouvelles connexions au cours des dernières années ont été réalisées par densification du réseau, où la grande majorité des nouvelles connexions correspondent à des extensions BT de courtes portées ou à de nouvelles connexions demandées par les clients. Le tableau ci-dessous donne un aperçu des structures numérisées par district desservi par la JIRAMA, puis le nombre de structures supposées électrifiées, et enfin le potentiel de densification des structures électrofaibles.

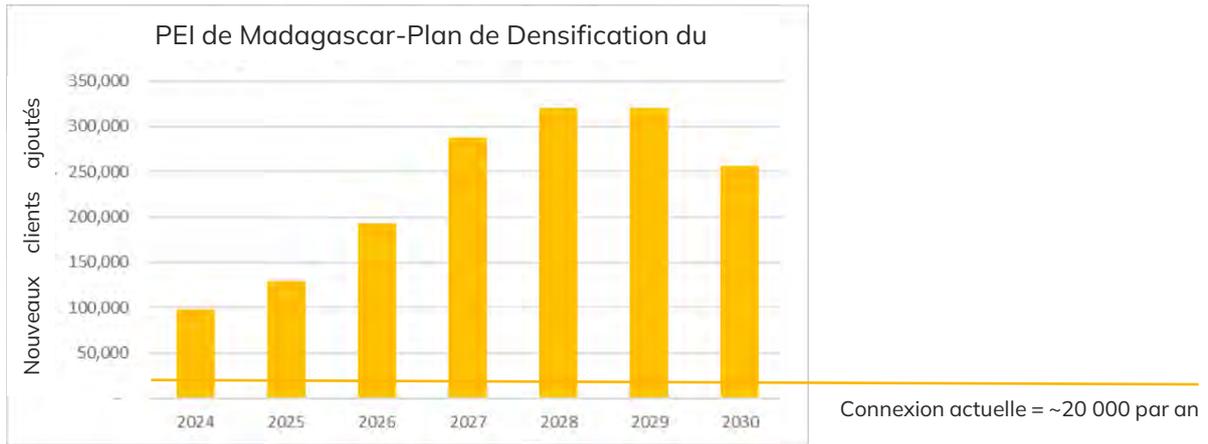
Tableau 12. Potentiel de densification par quartier.

District	Structures (2023)	Structures supposées électrifiées par JIRAMA (2023)	Potentiel de densification (2023)
1er Arrondissement (Antananarivo)	34,571	11,997	22,574
2e arrondissement (Antananarivo)	37,420	12,985	24,435
3e arrondissement (Antananarivo)	21,831	7,576	14,255
4e arrondissement (Antananarivo)	46,274	16,058	30,216
5e arrondissement (Antananarivo)	66,197	22,971	43,226
6e arrondissement (Antananarivo)	32,814	11,387	21,427
Ambalavao	8,658	2,380	6,278
Ambanja	23,726	4,646	19,080
Ambato Boeni	4,024	883	3,141
Ambatolampy	20,054	6,959	13,095
Ambatomie	1,746	359	1,387
Ambatondrazaka	23,909	7,997	15,912
Ambilobe	20,674	3,706	16,968
Amboasary-Atsimo	5,100	719	4,381
Ambohidratrimo	149,259	51,795	97,464
Ambohimahasoa	3,730	1,025	2,705
Ambositra	4,970	4,769	201
Ambovombe-Androy	11,241	1,205	10,036
Ampanihy Ouest	2,248	1,328	920
Amparafaravola	8,106	2,231	5,875
Analalava	1,367	586	781
Andapa	13,440	2,322	11,118

District	Structures (2023)	Structures supposées électrifiées par JIRAMA (2023)	Potentiel de densification (2023)
Andilamena	4,998	1,155	3,843
Andramasina	4,222	1,465	2,757
Anjozorobe	2,221	632	1,589
Ankazoabo	2,028	840	1,188
Ankazobe	1,471	510	961
Anosibe-An'ala	916	621	295
Antalaha	19,711	5,206	14,505
Antananarivo Atsimondrano	185,199	64,267	120,932
Antananarivo Avaradrano	169,325	58,759	110,566
Antanifotsy	40	-	40
Antsalova	1,143	277	866
Antsirabe I	86,541	30,031	56,510
Antsirabe II	30,300	10,515	19,785
Antsiranana I	38,354	18,750	19,604
Antsiranana II	5,837	671	5,166
Antsohihy	9,063	3,154	5,909
Arivonimamo	44,691	15,509	29,182
Bealanana	7,126	1,098	6,028
Befandriana Nord	5,897	1,289	4,608
Bekily	1,631	-	1,631
Belo Sur Tsiribihina	4,302	938	3,364
Beloha	1,892	304	1,588
Betafo	10,474	3,635	6,839
Betioky Atsimo	6,913	1,130	5,783
Brickaville	4,136	1,219	2,917
Fandriana	5,962	-	5,962
Farafangana	7,860	2,463	5,397
Faratsiho	8,544	2,965	5,579
Fenerive Est	19,368	3,749	15,619
Fianarantsoa I	48,941	13,452	35,489
Ihosy	13,635	3,298	10,337
Isandra	984	-	984
Lalangina	11,944	3,283	8,661
Maevatanana	6,247	1,338	4,909
Mahabo	6,146	-	6,146
Mahajanga I	78,248	25,745	52,503
Mahajanga II	3,945	-	3,945
Maintirano	4,265	1,842	2,423
Mampikony	7,470	1,327	6,143
Manakara Atsimo	9,593	4,296	5,297

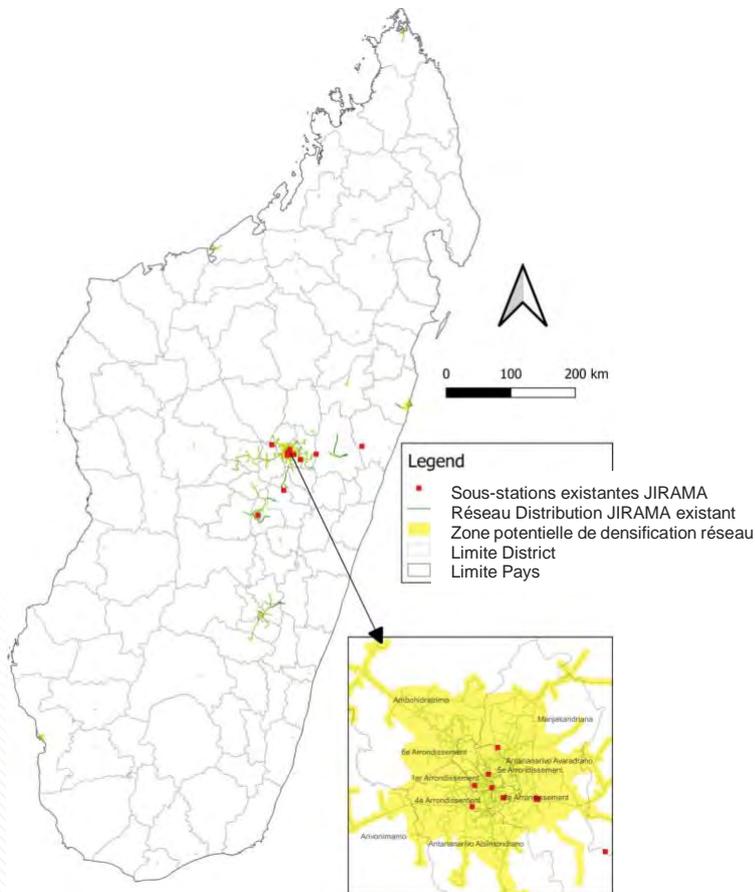
District	Structures (2023)	Structures supposées électrifiées par JIRAMA (2023)	Potentiel de densification (2023)
Mananara-Avaratra	15,955	2,306	13,649
Mananjary	3,752	3,204	548
Mandoto	1,738	-	1,738
Mandritsara	8,568	960	7,608
Manja	2,534	562	1,972
Manjakandriana	33,099	11,486	21,613
Maroantsetra	16,739	4,390	12,349
Marovoay	7,735	2,385	5,350
Miandrivazo	3,763	869	2,894
Miarinarivo	23,487	8,150	15,337
Mitsinjo	1,117	353	764
Morafenobe	808	301	507
Moramanga	22,371	-	22,371
Morombe	5,213	877	4,336
Morondava	12,210	4,860	7,350
Nosy-Be	12,796	10,574	2,222
Port-Berge (Boriziny-Vaovao)	7,673	1,420	6,253
Sakaraha	5,131	1,493	3,638
Sambava	47,841	6,091	41,750
Soanierana Ivongo	2,869	1,078	1,791
Soavinandriana	12,506	4,340	8,166
Taolagnaro	16,749	4,910	11,839
Toamasina I	83,414	30,232	53,182
Toamasina II	29,796	10,799	18,997
Toliary-I	59,935	18,690	41,245
Toliary-II	30,598	-	30,598
Tsaratana	2,295	455	1,840
Tsihombe	3,042	360	2,682
Tsiroanomandidy	11,180	3,307	7,873
Vangaindrano	3,093	1,363	1,730
Vatomandry	3,468	1,680	1,788
Vavatenina	5,498	1,243	4,255
Vohemar	18,447	2,723	15,724
Vohibato	6,832	1,878	4,954
Vohipeno	2,531	747	1,784
Total	1,947,735	605,851	1,341,884

Figure 12. Taux de densification par an



Les résultats de la densification sont également présentés par région dans la figure 13 ci-dessous. Le potentiel de densification est le plus élevé dans les zones urbaines et périurbaines de Madagascar. Analamanga, la région où se trouve Antananarivo, représente 38% du potentiel de densification de l'ensemble du pays. Dans les zones où la JIRAMA ne dispose que de peu ou pas de services d'électricité, le potentiel de densification est minime. Par conséquent, la densification seule ne permettra pas d'obtenir des résultats d'électrification largement inclusifs et équitables - elle doit être complétée par d'autres modalités d'électrification. La figure 12 illustre le potentiel de densification à travers Madagascar.

Figure 13. Illustration du potentiel de densification du réseau par zone géographique.



Extension du réseau

L'extension du réseau se réfère au processus d'étendre le réseau moyenne tension (MT) au-delà de son champ de couverture existant afin d'atteindre les communautés et des groupes d'habitations qui ne sont pas encore électrifiés. L'analyse de l'extension du réseau a été réalisée pour toutes les zones de service de la JIRAMA, y compris les réseaux interconnectés et isolés. Pour cette analyse, NRECA a supposé que le calendrier du projet PRIRTEM I était confirmé, mais que les phases II et III seraient exclues en raison des incertitudes concernant le financement et les dates d'achèvement. Il est important de noter que la JIRAMA exploite actuellement 96 réseaux isolés à Madagascar, ce qui en fait le troisième plus grand portefeuille de mini-réseaux gérés par un service public à l'échelle mondiale, après les Philippines et la Russie³³.

L'évaluation de l'expansion du réseau implique plusieurs étapes essentielles, notamment le regroupement des structures, la détermination des capacités requises pour les transformateurs de distribution qui alimenteront ces groupes, ainsi que la planification du routage des extensions des lignes moyenne tension (MT) vers les emplacements des transformateurs. Le modèle géospatial est utilisé pour regrouper les structures, évaluer la demande électrique de chaque groupe d'habitations, et déterminer la capacité nécessaire pour les transformateurs, ainsi que la taille des conducteurs pour les nouvelles lignes d'interconnexion MT. La figure 14 illustre ce processus d'extension, où les lignes de moyenne tension existantes (en rouge) sont étendues (en vert) pour interconnecter les nouveaux emplacements des transformateurs. Les figures 15 et 16 présentent les résultats de l'extension du réseau pour les réseaux RIA et RIF de la JIRAMA.

Figure 14. Résultats de l'expansion du réseau.



Figure 15. Résultats de l'expansion du réseau de RIA.

³³ ESMAP, des mini-réseaux pour un demi-milliard de personnes, 2022.

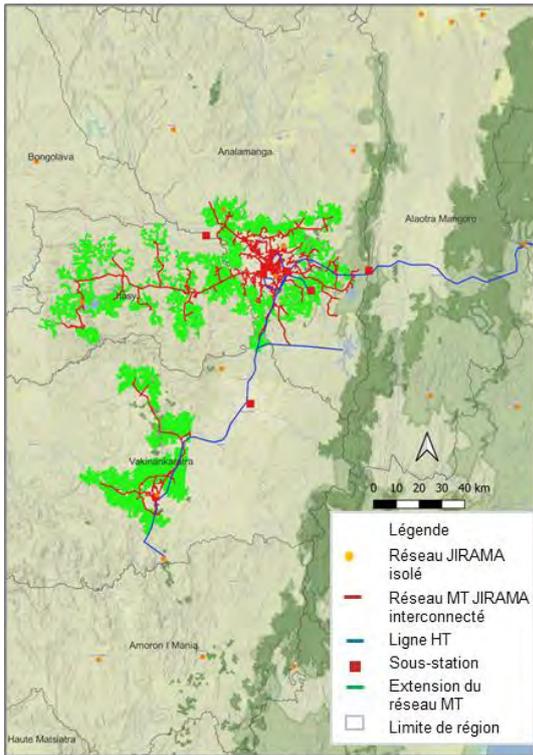
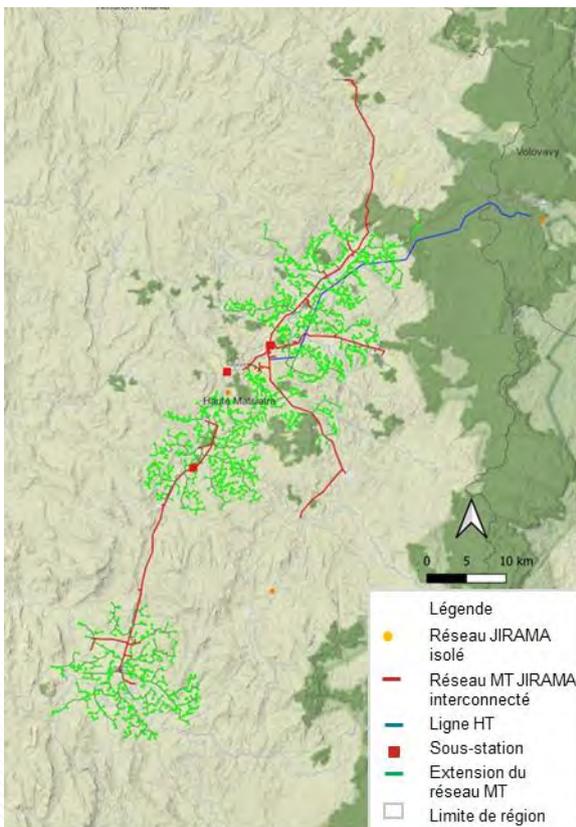


Figure 16. Résultats de l'expansion du réseau de RIF



Les caractéristiques de chaque projet d'extension ont fait l'objet d'une évaluation détaillée. Cela comprend la détermination de l'emplacement des poteaux, la longueur de la ligne moyenne tension (MT), la dimension des conducteurs, la consommation d'énergie et la demande prévue pour chaque

extension de ligne. Les coûts d'investissement pour chaque projet ont été calculés en utilisant des données de coût unitaire comme paramètres d'entrée dans la plateforme. Toutes ces données ont été intégrées dans la base de données géographique, ce qui facilite l'analyse des flux de charge détaillés et d'autres aspects pour chaque projet, sous-station et segment de distribution. Les détails de ces hypothèses et d'autres informations pertinentes sont disponibles dans l'annexe A1, et une liste complète de tous les projets d'extension du réseau est fournie dans l'annexe B1.

Les résultats de l'extension du réseau, classés par région, sont présentés dans le tableau 13. Ces projets répondent à la limite de coût de 1 250 \$ par connexion, une norme appliquée aux projets d'expansion du réseau dans le cadre du PEI de Madagascar. De plus, ces projets sont limités à une distance maximale de 15 km du point de prélèvement pour chaque projet. Les projets ont été regroupés en trois ensembles en fonction du coût moyen par connexion, comme suit :

Lot 1 : projets inférieurs à 700 dollars par connexion. Calendrier de construction 2024-2027.

Lot 2 : projets entre 700 et 1000 dollars par connexion. Délai de construction 2026 - 2029.

Lot 3 : projets supérieurs à 1000 \$ par connexion. Calendrier de construction 2027 - 2030.

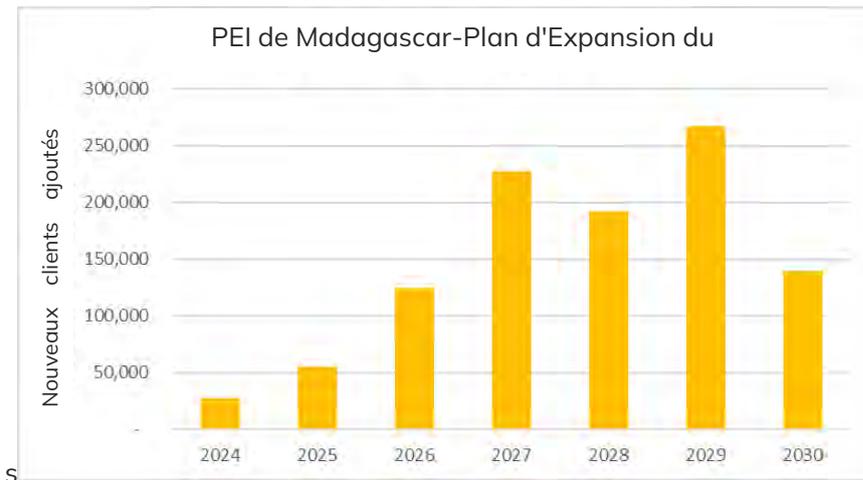
Tableau 13. Potentiel d'extension du réseau par district.

District	Connexions du Lot 1	Connexions du Lot 2	Connexions du Lot 3	Nombre total de connexions
Ambalavao	0	0	13512	13512
Ambanja	21691	0	1988	23679
Ambato Boeni	0	6385	0	6385
Ambatolampy	0	0	5655	5655
Ambatomie	0	3099	0	3099
Ambatondrazaka	14338	0	0	14338
Ambilobe	0	15524	2927	18450
Amboasary-Atsimo	0	5066	208	5274
Ambohidratrimo	0	21216	21323	42539
Ambohitra	0	6810	7448	14258
Ambovombe-Androy	0	2803	3797	6600
Ampanihy Ouest	3922	0	1293	5215
Amparafaravola	34970	7243	0	42213
Analalava	0	43	0	43
Andapa	39451	177	0	39628
Andilamena	9229	3720	577	13526
Andramasina	0	0	8518	8518
Ankazoabo	0	0	6562	6562
Ankazobe	0	11191	8568	19758
Anosibe-An'ala	0	4767	708	5476
Antalaha	15297	4180	0	19477
Antanambao Manampontsy	0	0	2624	2624

District	Connexions du Lot 1	Connexions du Lot 2	Connexions du Lot 3	Nombre total de connexions
Antananarivo Atsimondrano	8791	6721	190	15702
Antananarivo Avaradrano	9465	12083	195	21743
Antsirabe I	0	1965	371	2335
Antsirabe II	0	56130	24489	80619
Antsiranana I	0	0	371	371
Antsiranana II	0	0	2776	2776
Antsohihy	0	7251	0	7251
Arivonimamo	0	38645	22036	60681
Bealanana	2007	0	5600	7607
Befandriana Nord	4977	0	4090	9067
Belo Sur Tsiribihina	0	0	1014	1014
Beloha	0	0	563	563
Beroroha	2630	132	0	2763
Besalampy	2560	0	0	2560
Betafo	0	24500	4798	29298
Betioky Atsimo	2944	852	9101	12898
Betroka	5716	549	881	7146
Brickaville	0	0	7948	7948
Faratsiho	0	0	17235	17235
Fenerive Est	2326	18564	0	20889
Fianarantsoa I	0	797	543	1340
Ihosal	948	8818	2393	12159
Ikalamavony	2408	1310	1419	5138
Ikongo	46	0	6296	6342
Ivohibe	1573	1022	1524	4119
Lalangina	0	18911	7549	26459
Maevatanana	2477	2669	0	5146
Mahajanga I	0	0	345	345
Maintirano	0	0	3093	3093
Mampikony	0	8909	4974	13883
Manakara Atsimo	0	0	6150	6150
Mananara-Avaratra	18317	0	55	18372
Mandritsara	0	7723	4177	11900
Manja	0	0	4748	4748
Manjakandriana	0	0	29935	29935
Maroantsetra	5942	1042	0	6984
Marolambo	623	3976	593	5192
Marovoay	0	9466	0	9466
Miarinarivo	0	17361	28874	46234
Mitsinjo	0	0	3242	3242

District	Connexions du Lot 1	Connexions du Lot 2	Connexions du Lot 3	Nombre total de connexions
Morondava	0	10527	0	10527
Port-Berge (Boriziny-Vaovao)	0	9625	0	9625
Sainte Marie	7714	1863	0	9577
Sakaraha	1375	0	3440	4816
Sambava	15596	5315	0	20911
Soalala	0	0	751	751
Soanierana Ivongo	0	3734	358	4092
Soavinandriana	0	6049	11243	17292
Taalagnaro	0	0	4273	4273
Toamasina II	0	0	915	915
Toliary-I	758	532	0	1290
Toliary-II	5800	0	3366	9166
Tsaratanana	5720	1863	0	7583
Tsiroanomandidy	0	0	5837	5837
Vangaindrano	0	5209	7952	13161
Vatomandry	0	3105	823	3928
Vavatenina	14570	8053	0	22622
Vohemar	14207	2649	924	17781
Vohibato	0	0	14571	14571
Vohipeno	0	6827	170	6997
Vondrozo	246	60	464	770
Total général	278,634	407,034	348,360	1,034,027

Ces projets desserviront environ 1 million de nouveaux consommateurs avec un coût moyen de 890 USD par connexion. Le calendrier de construction des lots d'extension du réseau est présenté dans la figure 17 ci-dessous. Si tous les clients potentiellement électrifiables étaient énergisés d'ici 2030, cela ajouterait une demande supplémentaire de 193 MW en utilisant le taux de consommation d'électricité mensuel par structure fourni dans la section sur les règles de routage.

Figure 17. Connexions annuelles pour l'extension du réseau

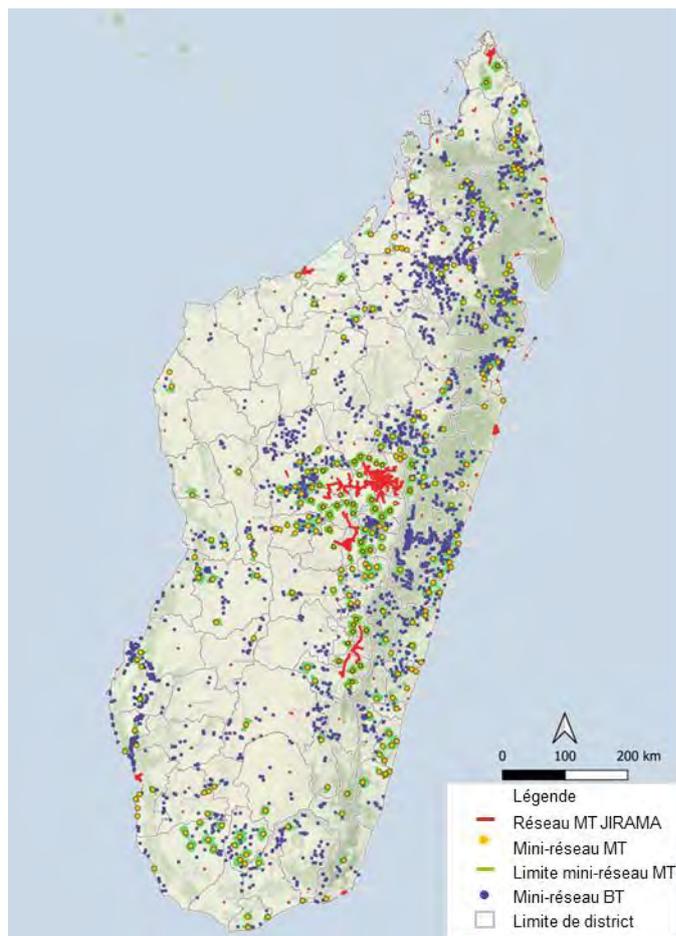
Mini-réseaux

L'ensemble des zones hors de portée de l'expansion du réseau a fait l'objet d'une évaluation en vue de l'électrification hors réseau. Le marché de l'électrification hors réseau peut être subdivisé en deux segments : d'une part, les communautés suffisamment peuplées pour justifier l'installation de mini-réseaux, et d'autre part, le reste de Madagascar où les SPI seront vraisemblablement utilisées pour répondre aux besoins en éclairage, recharge de téléphones portables et autres besoins énergétiques. Contrairement à de nombreux pays qui disposent de réseaux de transmission nationaux reliant les centrales électriques aux zones de consommation, Madagascar n'a pas encore mis en place de réseau de transmission national. Au lieu de cela, le pays dispose de trois réseaux de transmission régionaux qui assurent la transmission électrique principalement au centre de Madagascar, avec une couverture limitée dans les régions du nord et du sud. Cette configuration entraîne des extensions considérables des lignes de moyenne tension (MT) dans certaines régions de Madagascar, ce qui peut poser des problèmes de qualité de l'électricité.

Afin d'ajuster Le PEI aux pratiques d'électrification basées sur la réalité, l'extension du réseau a été restreinte aux communautés qui se trouvent à une distance de moins de 15 km du réseau de moyenne tension (MT). En conséquence, la modalité d'électrification par mini-réseau englobera à la fois des zones périurbaines et de petites communautés isolées. Pour mieux caractériser ces distinctions, les projets de mini-réseaux sont catégorisés en (a) mini-réseaux MT en périphérie du réseau³⁴, (b) mini-réseaux MT isolés et (c) mini-réseaux basse tension (BT).

³⁴ Le "bord du réseau" fait référence aux mini-réseaux qui fournissent des services dans les zones périurbaines à haute densité et qui nécessiteraient plus de 15 km d'extension de ligne MT à partir du bord du service de la JIRAMA. Pour les besoins de l'analyse de l'expansion du réseau, l'analyse de l'expansion du réseau 20 kV de la JIRAMA a été limitée à la construction de 15 km de lignes MT supplémentaires, en raison des préoccupations relatives à la qualité de l'énergie au-delà de cette limite modeste. L'extension des lignes 20 kV au-delà de 15 km pourrait entraîner d'importants problèmes de qualité de l'énergie, tels qu'une chute de tension excessive, des pertes thermiques accrues et une augmentation de la perte de puissance réactive près de l'extrémité de la ligne.

Figure 18. Carte des mini-réseaux BT et MT



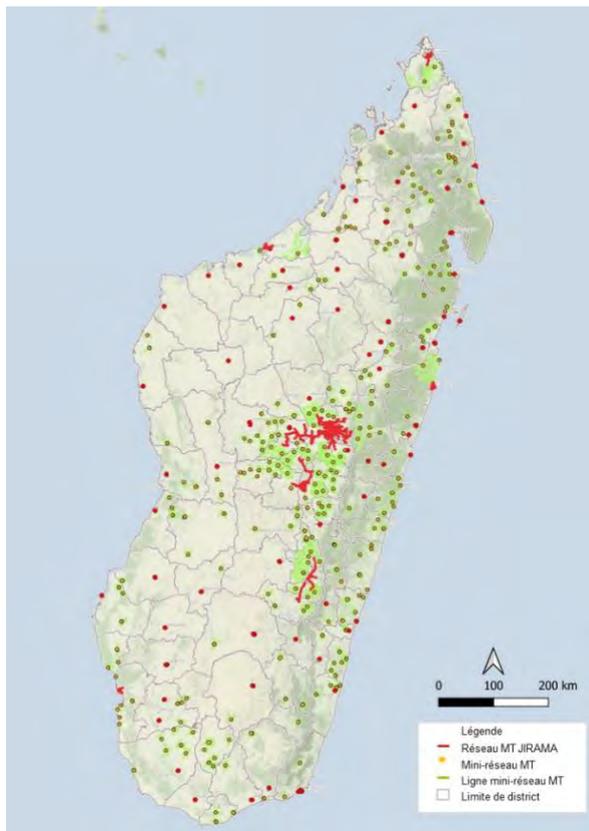
Mini-réseaux MT

La distribution en moyenne tension sert à connecter les zones rurales dont la superficie est plus vaste que ce que l'infrastructure basse tension peut desservir de manière fiable. Ces zones regroupent des communautés dont le rayon d'action dépasse les 600 mètres. Avec une configuration moyenne tension, ces clients sont alimentés par une source de production centralisée qui fonctionne à la tension de distribution moyenne tension. Ensuite, cette tension est abaissée grâce à des transformateurs de distribution pour atteindre les lignes basse tension et ainsi raccorder les consommateurs d'électricité.

Une alternative consisterait à établir une centrale électrique à chacun des sites des transformateurs de distribution pour alimenter ces clients sous forme de mini-réseau basse tension isolé. Toutefois, pour Le PEI de Madagascar, il est stratégiquement avantageux et économique de connecter de vastes groupes de consommateurs non électrifiés via un réseau moyenne tension. Cependant, l'exploitation de réseaux de distribution moyenne tension dans les zones rurales des pays en développement soulève d'importantes questions de sécurité, nécessitant des programmes de formation et de supervision. La mise en place d'une infrastructure de réseau moyenne tension exige une formation approfondie en matière de sécurité et le développement de compétences pour les techniciens responsables de l'exploitation et de la maintenance de ces systèmes de réseau.

Les mini-réseaux moyenne tension sont répartis en deux catégories : les mini-réseaux moyenne tension en périphérie du réseau et les mini-réseaux moyenne tension isolés. Tous les mini-réseaux moyenne tension sont représentés dans la figure 19 ci-dessous.

Figure 19. Carte des mini-réseaux MT



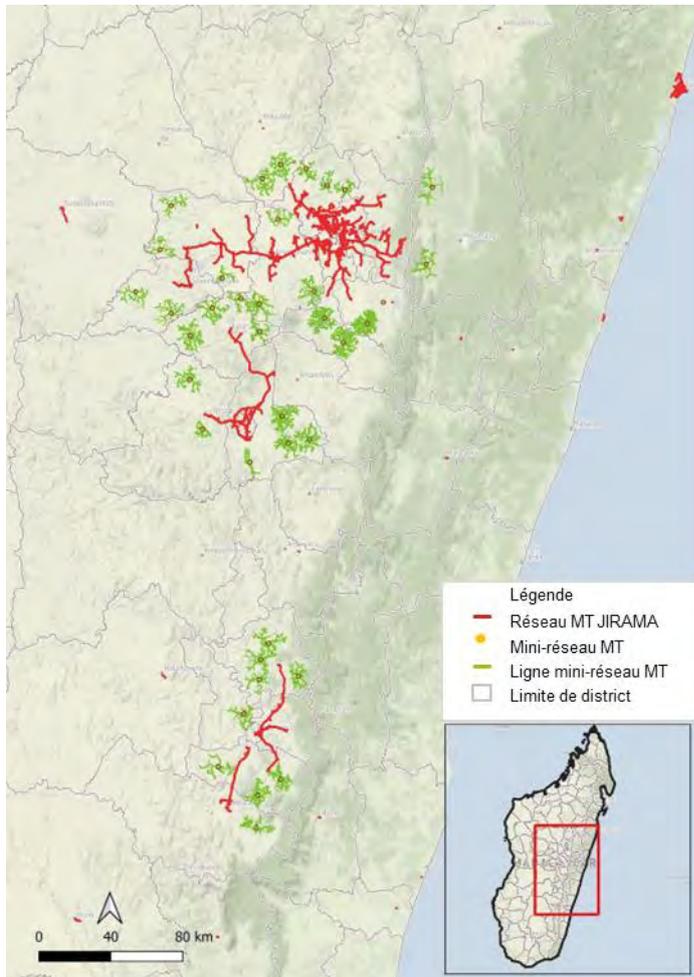
Mini-réseaux MT en bordure de réseau

Le terme "bord du réseau" désigne les mini-réseaux qui fournissent des services dans les zones périurbaines à forte densité et qui exigeraient la construction d'une ligne moyenne tension (MT) de plus de 15 kilomètres à partir de la limite de champ de couverture du réseau de la JIRAMA. Pour les besoins de l'analyse d'extension du réseau, la JIRAMA a restreint l'extension de son réseau moyenne tension de 20 kV à une distance de 15 kilomètres supplémentaires en raison de préoccupations concernant la qualité de l'énergie au-delà de cette limite relativement courte. Étendre les lignes de 20 kV au-delà de 15 kilomètres pourrait entraîner d'importants problèmes de qualité de l'énergie, tels qu'une chute excessive de la tension, une augmentation des pertes thermiques et une augmentation de la perte de puissance réactive près de l'extrémité de la ligne.

Par conséquent, les groupes d'habitations qui nécessitent la construction d'une ligne moyenne tension (MT) d'une longueur inférieure ou égale à 15 kilomètres à partir du réseau existant de la JIRAMA seront desservis par l'extension du réseau. En revanche, ceux situés au-delà de 15 kilomètres seront évalués en vue d'une desserte par mini-réseau. Les mini-réseaux au bord du réseau nécessiteront des centrales de production associées pour fournir de manière autonome toute l'électricité nécessaire aux consommateurs de ces mini-réseaux. Si la JIRAMA décide de construire de nouvelles sous-stations ou de collaborer avec des fournisseurs de production distribuée, les mini-réseaux au bord du réseau pourraient acheter ou vendre de l'électricité par l'intermédiaire de la JIRAMA. Cependant, pour les besoins de cette analyse, il est supposé que les mini-réseaux en bordure de réseau investiront de manière indépendante dans leur propre alimentation électrique en circuit fermé.

Dans le scénario de base, les mini-réseaux en bordure de réseau sont alimentés par des centrales solaires, des batteries et des centrales solaires hybrides. Les coûts associés à l'achat, au déploiement et à l'installation de ces centrales électriques en bordure de réseau sont inclus dans le budget de l'électrification universelle d'ici 2030. La figure 20 ci-dessous présente une représentation graphique des mini-réseaux en bordure de réseau, y compris leurs zones de service et les emplacements approximatifs des centrales électriques.

Figure 20. Carte montrant des exemples de mini-réseaux MT au bord du réseau.

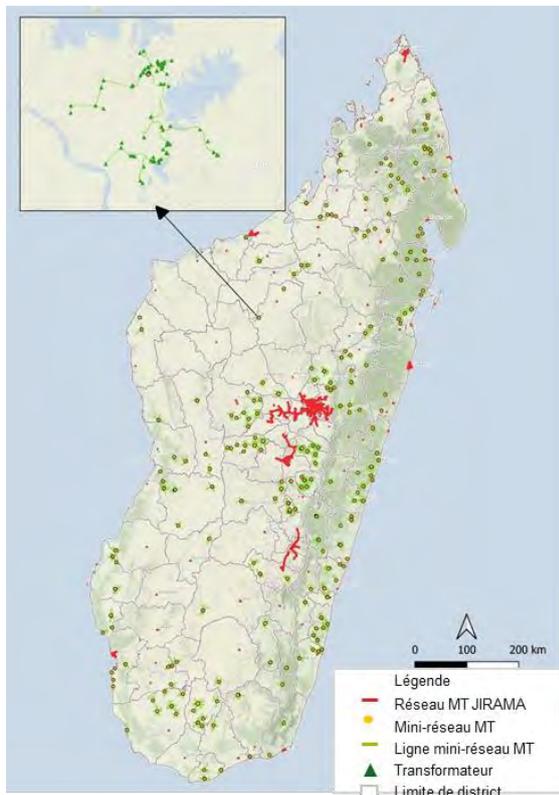


Mini-réseaux MT isolés

Les mini-réseaux MT isolés se trouvent en dehors de la limite de 15 km des réseaux de la JIRAMA, principalement dans les zones rurales de Madagascar. Il existe de nombreuses zones à Madagascar où la densité de population est suffisante pour justifier la fourniture de services électriques, mais où la JIRAMA n'a pas encore établi de présence. Dans ces régions, l'analyse a porté sur le déploiement de mini-réseaux isolés, comprenant des installations de production d'électricité sur site et des réseaux de distribution en moyenne tension (MT) ou basse tension (BT). Les mini-réseaux MT isolés, en raison de leur plus grande capacité de production et de leur desserte de communautés plus étendues, sont parfois qualifiés de "réseaux métropolitains", mais pour les besoins de cette étude, ils sont désignés sous le terme de mini-réseaux isolés MT.

Dans l'ensemble, les mini-réseaux MT présentent une grande diversité en termes de géographie et de caractéristiques techniques. Les plus petits mini-réseaux MT desservent un peu plus de 100 consommateurs, et leur demande de pointe est comparable à celle des mini-réseaux BT. En revanche, les plus grands mini-réseaux MT peuvent avoir une demande de pointe atteignant plusieurs mégawatts. Ces mini-réseaux MT ont été planifiés en utilisant une technologie hybride solaire-diesel, optimisée pour le coût actualisé de l'énergie (LCOE), ce qui se traduit généralement par une part d'énergie renouvelable dépassant 85 %. Cependant, ils s'appuient sur la production diesel en complément de la production solaire en cas de besoin. Parmi les 397 mini-réseaux MT inclus dans le modèle, on estime que 295 d'entre eux pourraient compter plus de 1 000 consommateurs d'ici 2030. Cette ampleur laisse entrevoir des opportunités pour le développement de petites entreprises de services publics, à condition que l'environnement réglementaire et les incitations financières soient favorables au développement des services publics en milieu rural. La figure 21 illustre les mini-réseaux isolés identifiés et évalués dans le cadre de la modélisation géospatiale.

Figure 21. Mini-réseaux isolés, y compris une vue détaillée du district de Maevatanana, région de Betsiboka.



Un résumé des caractéristiques des mini-réseaux MT, ventilé par district, est présenté dans le tableau 14 ci-dessous. Les mini-réseaux MT ont été regroupés en trois ensembles distincts, désignés comme lots 1, 2 et 3. Les mini-réseaux MT du lot 1 ont été choisis pour une mise en œuvre à court terme, en raison de l'intérêt potentiel des investisseurs du secteur privé pour ces projets. Quant à la mise en œuvre des mini-réseaux du lot 3, elle pourrait nécessiter des subventions considérables, ce qui pourrait entraîner des délais prolongés pour leur développement et leur déploiement. Les critères utilisés pour la classification des mini-réseaux sont les suivants :

- Lot 1 : Coût total par connexion inférieur à 1500 \$, construction prévue en 2025-2028. Il y a un total de 105 mini-réseaux MT dans le lot 1, comprenant 549 380 connexions sur quatre ans, soit une moyenne de 5 232 connexions par mini-réseau.
- Lot 2 : Coût total par connexion entre 1500 et 2000 \$, construction prévue entre 2026 et 2029. Il y a 141 mini-réseaux MT dans le lot 2, comprenant 524 356 connexions sur quatre ans, soit une moyenne de 3 719 connexions par mini-réseau.
- Lot 3 : Coût total par connexion supérieur à 2000 \$, construction prévue entre 2027 et 2030. Il y a 125 mini-réseaux MT dans le lot 3, comprenant 361 301 connexions sur quatre ans, soit une moyenne de 2 890 connexions par mini-réseau.

Tableau 14. Mini-réseaux MT par district

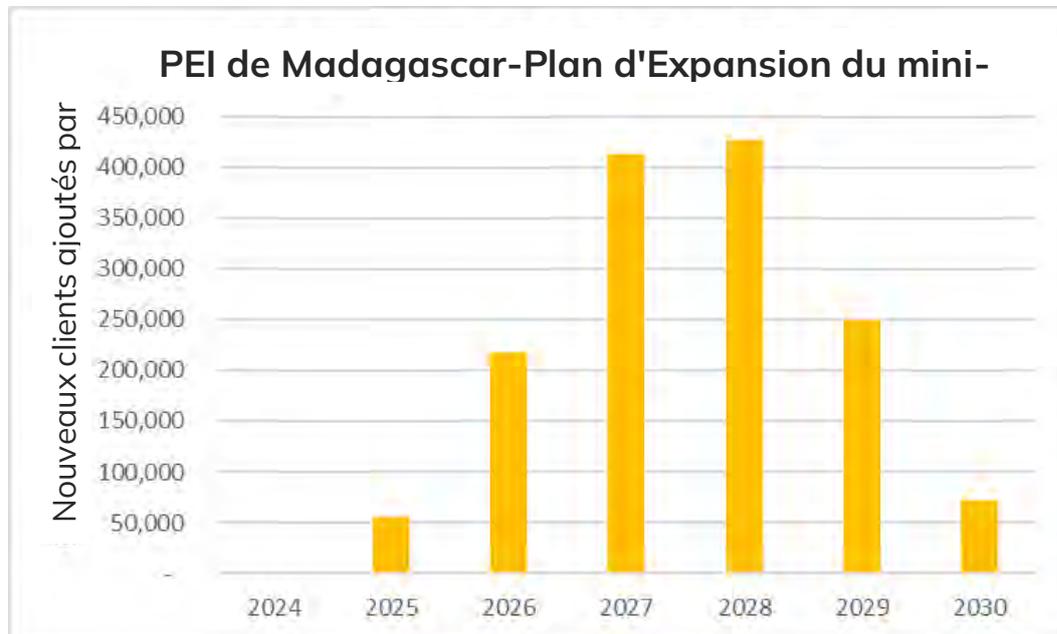
District	Connexions du lot 1 (2030)	Connexions du Lot 2 (2030)	Connexions du Lot 3 (2030)	Connexions totales (2030)	Total mini-réseaux MT (2030)
Ambalavao		11,997	8,470	20,467	5
Ambanja	5,992			5,992	1
Ambato Boeni	6,383	6,389		12,773	2
Ambatofinandrahana	5,591	16,297	4,201	26,089	10
Ambatolampy		27,583	13,774	41,357	3
Ambatondrazaka	23,886	13,681		37,566	6
Ambilobe	7,431			7,431	1
Amboasary-Atsimo		4,469	2,752	7,311	11
Ambohidratrimo			11,219	11,219	3
Ambohimahasoa			24,354	24,354	4
Ambositra		4,696	491	5,188	3
Ambovombe-Androy		2,464	1,610	4,153	3
Ampanihy Ouest		17,619	11,158	28,777	12
Amparafaravola	3,771			3,771	1
Analalava	12,847	4,406	1,391	18,644	7
Andapa	16,622			16,622	2
Andramasina			372	372	1
Anjzorobe	12,512	9,179	15,053	36,744	8
Ankazobe			3,480	3,480	1
Antalaha	10,451			10,451	1
Antanifotsy	13,762	40,042	11,480	65,320	10
Antsalova		903	859	1,763	2
Antsirabe II		10,434	22,523	32,957	4
Antsiranana II	10,369		5,753	16,122	2
Antsohihy	8,510	3,015		11,525	4
Arivonimamo		13,148	18,287	31,436	3
Bealanana	14,280	11,363	913	26,556	7
Befandriana Nord	31,727		940	32,667	7
Befotaka		1,900	841	2,878	4
Bekily	1,484	39,363	1,614	42,461	19
Belo Sur Tsiribihina	3,758	3,412		7,243	4
Benenitra		1,793	216	2,009	2
Bereroaha			323	430	2
Betafo		5,596	4,116	9,712	2
Betioky Atsimo	15,475	1,868		17,400	5
Betroka		6,291		6,291	1
Brickaville		3,335		3,335	1
Fandriana			43,277	43,277	5
Farafangana		13,461	16,558	30,019	7
Faratsiho		9,468	14,435	23,903	4
Fenerive Est	42,579			42,579	5
Fenoarivobe	3,078	7,599		10,677	4
Iakora	124		420	1,034	9
Ifanadiana	1,093	8,392	1,543	11,076	9

District	Connexions du lot 1 (2030)	Connexions du Lot 2 (2030)	Connexions du Lot 3 (2030)	Connexions totales (2030)	Total mini-réseaux MT (2030)
Ihosy		2,256	1,035	3,291	2
Ikongo		2,196		2,196	1
Isandra			7,586	7,586	2
Maevatanana	5,361	2,979		8,340	3
Mahabo	2,857	3,015	17,014	22,886	8
Mahajanga II		5,054		5,054	1
Mahanoro	9,761	20,299	3,783	33,941	13
Maintirano		839		839	1
Mampikony	9,448			9,448	1
Manakara Atsimo		22,099	812	22,912	7
Mananara-Avaratra	15,343	15,951		31,294	7
Manandriana	255	5,237	3,212	9,047	14
Mananjary	2,286	3,332	2,960	8,655	10
Mandoto	13,507	31,969	175	45,812	17
Mandritsara	31,588			31,588	7
Manja	3,741		574	4,315	2
Maroantsetra	18,566			18,566	3
Marolambo		7,850		7,850	1
Marovoay	5,513	4,052		9,565	2
Miandrivazo	10,951	2,216		13,167	4
Miarinarivo		5,628	8,581	14,208	3
Midongy-Atsimo	779	2,456	1,649	4,884	5
Mitsinjo			845	845	1
Moramanga	17,028	10,636	22,514	50,178	10
Morombe	20,761	4,549		25,310	3
Morondava		2,431		2,431	1
Nosy-Varika	3,609	11,624	692	15,925	5
Sambava	39,278			39,278	6
Soanierana Ivongo	7,251	815	580	8,645	4
Soavinandriana	6,204		5,294	11,498	2
Taolagnaro		5,997		5,997	2
Toliary-II	32,626	6,287		38,912	10
Tsihombe		3,840	1,614	5,454	4
Tsiroanomandidy	32,189	22,418	1,909	56,516	9
Vangaindrano		3,633	19,749	23,382	5
Vatomandry			1,515	1,595	2
Vohemar	8,753	14,533		23,286	7
Vohibato			9,290	9,290	1
Vohipeno			6,203	6,203	2
Vondrozo			1,275	1,275	2
Total général	549,380	524,356	361,301	1,436,915	397

Le calendrier de construction prévu pour les mini-réseaux MT est présenté à la figure 22. En raison de leur taille et de leur complexité ; la planification, le financement et la construction de ces projets prendront plus de temps que pour les mini-réseaux BT plus petits. Par conséquent, aucun de ces

systèmes ne devrait être achevé en 2024 et les trois lots décrits ci-dessus commenceront au plus tôt en 2025.

Figure 22. Calendrier de mise en œuvre d'un mini-réseau MT.



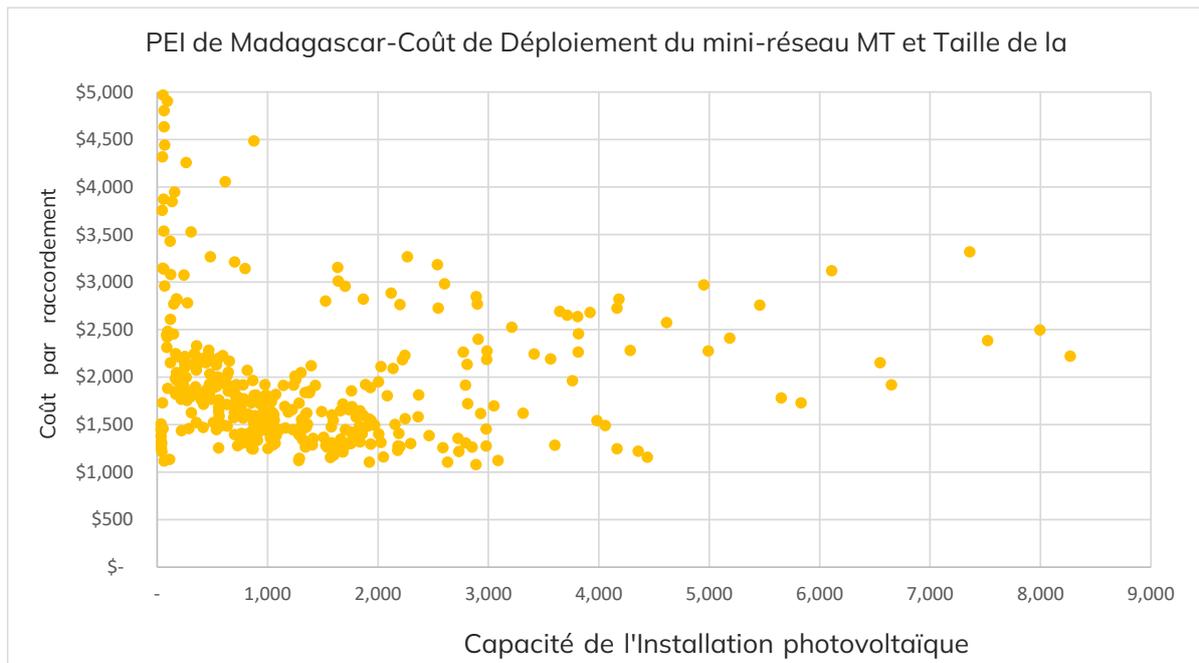
Un examen de la taille et des coûts associés aux projets de mini-réseaux MT à Madagascar révèle que, malgré des coûts unitaires plus bas que ceux des mini-réseaux BT, les mini-réseaux MT présentent des coûts légèrement plus élevés par connexion. Cette observation s'explique par les coûts élevés des transformateurs et le coût plus élevé de la construction des réseaux MT par rapport aux réseaux BT. L'analyse des coûts des mini-réseaux MT indique que 75 % d'entre eux ont des coûts inférieurs à 2 000 USD par consommateur, un seuil généralement considéré comme viable pour le développement des mini-réseaux. Cependant, les mini-réseaux du Lot 3, qui dépassent le seuil de 2 000 \$ par connexion, ne sont pas économiquement viables selon les critères traditionnels et nécessiteraient probablement des subventions supplémentaires. La figure 23 illustre la répartition des coûts en fonction de la capacité d'installation pour les 398 mini-réseaux MT évalués dans cette analyse. La taille des champs photovoltaïques est généralement proportionnelle à la demande de pointe, telle que déterminée par les résultats de l'analyse HOMER réalisée pour les mini-réseaux MT. Les communautés plus peuplées ont une demande plus élevée et nécessitent donc des centrales solaires de plus grande taille pour assurer une alimentation électrique fiable. Le coût par connexion diminue à mesure que la taille de la centrale solaire augmente. Cependant, pour les centrales photovoltaïques d'une puissance supérieure à 5 MW, certains de ces mini-réseaux MT couvrent un champ de service étendu, ce qui fait que l'impact relatif des coûts liés à l'infrastructure MT commence à surpasser les économies d'échelle associées aux réseaux MT plus larges.

Comparé à d'autres pays où l'électrification rurale est peu développée, la quantité et la taille des mini-réseaux MT à Madagascar sont remarquables. Cela est principalement dû au fait que de nombreux mini-réseaux MT, y compris certains des plus grands, sont situés aux limites de réseau dans les zones périurbaines. Dans d'autres pays, de grands systèmes situés en périphérie du

réseau pourraient être connectés au réseau national. Cependant, en raison de la couverture relativement limitée de la JIRAMA, l'expansion du réseau à Madagascar est techniquement limitée.

La majorité des communautés non électrifiées à Madagascar sont hors de portée immédiate de la JIRAMA et des fournisseurs de services de mini-réseau privés existants. Pour toutes ces communautés, une évaluation des options de services hors réseau a été menée, y compris l'option de former des mini-réseaux alimentés par des ressources hydroélectriques. Voir Annexe

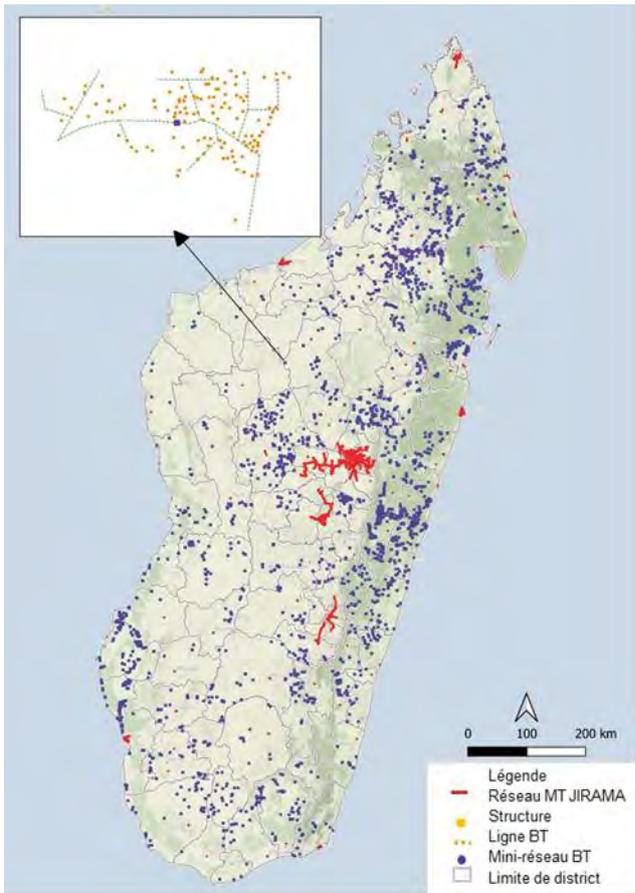
Figure 23. Répartition de la taille et des coûts prévus des mini-réseaux MT



Mini-réseaux BT

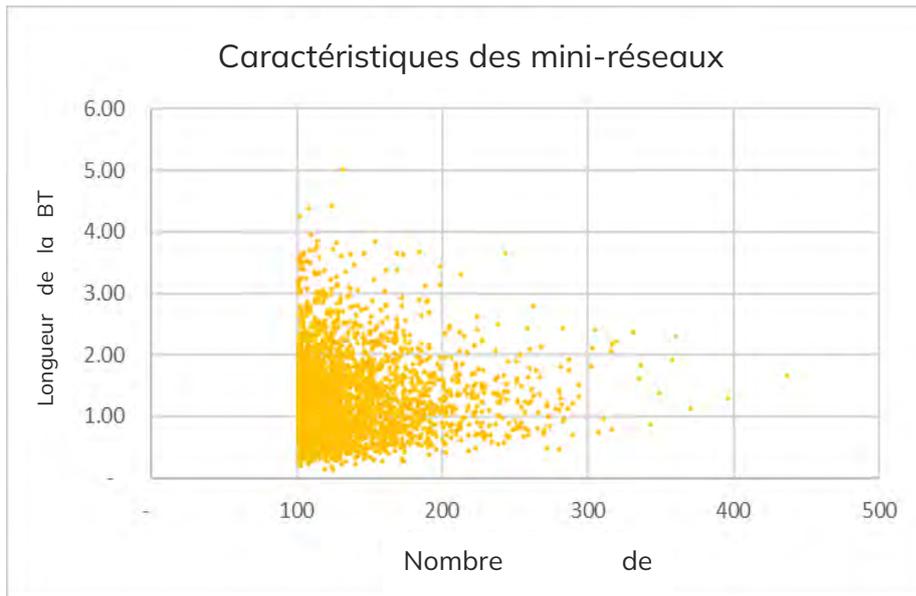
Dans les zones rurales où les consommateurs résident dans un rayon de 600 mètres, il est possible de desservir ces clients au moyen d'une petite centrale électrique locale et d'un réseau de distribution basse tension (BT). La figure 24 présente les emplacements des mini-réseaux identifiés, qui sont constitués d'au moins 100 structures d'habitation et qui se trouvent au-delà des limites de l'expansion du réseau à court terme. Ils ne se prêtent pas à être regroupés dans des mini-réseaux moyenne tension (MT) plus importants. Les taux de pénétration utilisés pour évaluer ces mini-réseaux supposent que 25 % de tous les consommateurs se connectent au cours de la première année d'exploitation, pour atteindre 100 % d'ici 2030. L'annexe A3 fournit une liste détaillée des projets de mini-réseaux.

Figure 24. Mini-réseaux BT à Madagascar, y compris une vue détaillée d'un exemple dans le district de Maevatanana, région de Betsiboka



La Figure 25 présentée ci-dessous offre une illustration de la corrélation entre le nombre de foyers desservis et la longueur du réseau de distribution en basse tension (BT). Cette représentation graphique englobe l'analyse de 2 852 sites de mini-réseaux BT qui ont été soumis à une évaluation approfondie. Ces sites présentent une grande variabilité en termes de densité de population, et aucune tendance linéaire évidente n'émerge quant à la nécessité d'une infrastructure BT plus étendue dans les communautés densément peuplées. En réalité, le mini-réseau BT ayant le plus grand nombre de foyers connectés (soit 437 foyers) exige moins de 2 kilomètres de réseau BT, tandis que le mini-réseau nécessitant le réseau BT le plus long (environ 5 kilomètres) ne dessert que 132 foyers. Dans de telles circonstances, lorsque les projets se situent à la frontière d'une modalité d'électrification spécifique, il peut être envisagé par un développeur de mini-réseau une approche hybride. Celle-ci consisterait en l'utilisation d'un mini-réseau pour alimenter le centre commercial principal, couplé à un système solaire autonome destiné à répondre aux besoins en énergie des consommateurs les plus éloignés, ce qui aurait pour effet de réduire la longueur du réseau BT nécessaire. Dans l'ensemble, la médiane des sites de mini-réseaux BT est de 126 foyers, ce qui signifie que de nombreux sites se trouvent à proximité du seuil critique des 100 foyers.

Figure 25. Caractéristiques des mini-réseaux BT illustrant le nombre de foyers en fonction de la longueur du réseau BT



Afin d'optimiser les avancées en matière d'électrification à court terme, une évaluation approfondie des sites de mini-réseaux BT a été effectuée. Cette évaluation visait à déterminer leur rentabilité globale ainsi que le coût actualisé de l'énergie (LCOE), offrant ainsi une orientation essentielle pour le processus de priorisation parmi la vaste gamme de ces mini-réseaux. Les critères d'évaluation ont englobé des aspects techniques et financiers, permettant ensuite de classer ces mini-réseaux en fonction du coût par consommateur desservi, des moins aux plus coûteux.

Comme évoqué précédemment, Madagascar compte actuellement une centaine de mini-réseaux en fonctionnement. Un nombre considérable de ces mini-réseaux ont bénéficié de subventions en capital provenant de la Facilité universelle pour l'énergie (UEF), un fonds géré par SEforAll, ainsi que d'autres programmes de donateurs. Les subventions en capital du programme UEF sont octroyées sous forme de paiements ponctuels en fonction des résultats aux développeurs de mini-réseaux, à un taux de 592 \$US³⁵ par connexion de consommateur vérifiée. Les opérateurs privés de mini-réseaux opérant à Madagascar sont plus enclins à privilégier la mise en place à court terme de mini-réseaux qui remplissent les critères d'éligibilité pour l'UEF ou tout autre programme de cofinancement similaire. Les développeurs de mini-réseaux pourront utiliser la base de données et la plateforme géospatiale du PEI pour identifier les sites les plus avantageux, ce qui leur permettra d'éclairer leurs décisions d'investissement.

La base de données exhaustive des 2 852 candidats aux mini-réseaux BT a le potentiel de fournir des services à environ 470 000 foyers, entreprises et institutions publiques à Madagascar d'ici 2030, ce qui équivaut à plus de 5 % de l'objectif visant à atteindre une électrification universelle. Si ces mini-réseaux sont développés, il est très probable qu'ils soient financés et déployés par des développeurs du secteur privé agréés par l'ADER, avec un financement partiel provenant de l'UEF ou d'autres programmes de donateurs simultanés ou successifs.

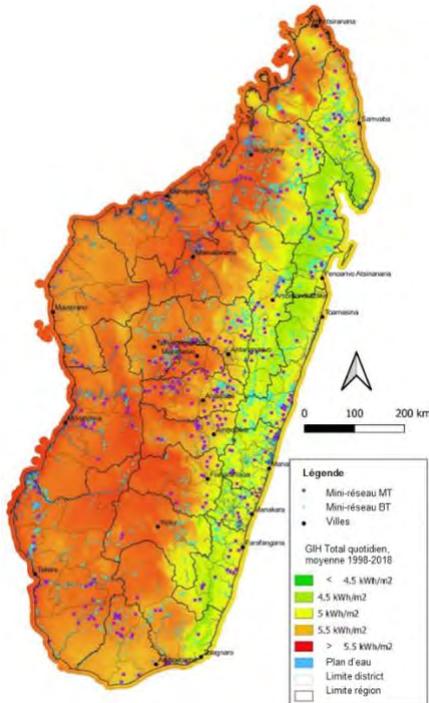
³⁵ Vous trouverez plus de détails sur les règles du programme de l'UEF et les critères de qualification sur le site web de SEforALL. Les informations contenues dans ce rapport sont à jour en août 2023. <https://www.seforall.org/UEF-mini-grids>

Les centrales de production des mini-réseaux BT ont été dimensionnées pour répondre à la consommation prévue en 2030, en tenant compte de la croissance démographique anticipée et des projections de charge annuelle pour chaque communauté. Le scénario de base repose sur l'hypothèse que les mini-réseaux BT atteindront une part renouvelable de 100 % grâce à l'utilisation de panneaux solaires photovoltaïques et de systèmes de stockage par batterie, sans recours à des sources thermiques. Comme expliqué dans la section sur la méthodologie, trois modèles ont été définis pour évaluer les caractéristiques des mini-réseaux. Le premier modèle est basé sur le site médian de mini-réseau, qui desservira 132 consommateurs. Le deuxième modèle concerne un mini-réseau conçu pour 160 consommateurs, représentant ainsi le quartile supérieur des projets de mini-réseaux BT, soit les 25 % les plus importants. Le troisième modèle concerne le plus grand site de mini-réseau parmi les 2 852 mini-réseaux BT, avec 437 connexions. La charge électrique pour chacun de ces trois archétypes de mini-réseaux a été définie pour différentes zones géographiques afin d'optimiser le dimensionnement de l'infrastructure de production, des investissements et d'autres caractéristiques, telles que présentées dans le Tableau 15. De plus, les emplacements des mini-réseaux du PEI ont été superposés aux caractéristiques des ressources solaires, mesurées en irradiation horizontale globale (GHI) exprimée en kilowattheures par mètre carré par jour (kWh/m²/jour)³⁶. Cette information est illustrée dans la Figure 26 ci-dessous, comparant l'emplacement des sites de mini-réseaux proposés (MT et BT) avec les niveaux d'irradiation solaire pour Madagascar.

³⁶ <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/madagascar>

Figure 26. GHI avec les mini-réseaux proposés

(Source : ESMAP, SOALRGIS, 2023).



Les mini-réseaux ont fait l'objet d'une évaluation en deux configurations : tout d'abord, en tant que systèmes hybrides incluant la production diesel, puis en tant que mini-réseaux fonctionnant exclusivement avec des sources d'énergie renouvelable. Dans la plupart des cas, il a été déterminé que la fraction optimale d'énergie renouvelable se situait entre 91 % et 94 %. Lors de la modélisation de la production d'énergie renouvelable exclusive, l'utilisation de la production diesel a été éliminée dans les modèles HOMER. Cette méthodologie a révélé que les mini-réseaux BT peuvent être totalement alimentés par des sources d'énergie renouvelable sans coût supplémentaire par rapport aux mini-réseaux hybrides. Cependant, l'abandon de la source thermique entraîne une pénurie annuelle de capacité, allant de 7,5 % à 8,1 %, ainsi qu'une insatisfaction totale de la demande électrique, oscillant entre 3,8 % et 4,5 %. Dans un tel scénario, les opérateurs privés de mini-réseaux devront ajuster leurs tarifs et leurs projections de revenus pour anticiper cette insatisfaction de la demande dans leurs modèles financiers. La diminution globale des revenus due à cette insatisfaction de la demande pourrait être partiellement atténuée grâce à des mécanismes de transfert de charge liés aux incitations aux clients, comme des tarifications basées sur les heures d'utilisation, des redevances basées sur la demande, des initiatives de gestion de la demande, ou d'autres programmes volontaires. Néanmoins, il est important de noter que sous-dimensionner délibérément les mini-réseaux dans un contexte entièrement basé sur les énergies renouvelables pourrait compromettre la fiabilité du réseau par rapport aux mini-réseaux dotés de capacités de production supplémentaires.

Les caractéristiques des mini-réseaux BT sont présentées par district dans le tableau 15.

Tableau 15. Mini-réseaux BT par district

Nom du district	Mini-réseaux BT d'ici 2030	Connexions mini-réseau BT (2030)	Capacité totale du réseau photovoltaïque (kWc)	Coût moyen par consommateur (USD)
Ambalavao	28	4,208	1,565	1,559
Ambanja	58	10,305	3,798	1,357
Ambato Boeni	19	2,916	1,083	1,455
Ambatofinandrahana	23	3,816	1,411	1,447
Ambatolampy	4	529	199	1,778
Ambatomie	2	268	100	1,567
Ambatondrazaka	47	7,104	3,108	1,613
Ambilobe	21	3,881	1,427	1,429
Amboasary-Atsimo	48	7,072	2,635	1,445
Ambositra	15	2,077	776	1,715
Ambovombe-Androy	18	2,375	891	1,629
Ampanihy Ouest	38	5,481	2,045	1,628
Amparafaravola	30	4,848	1,794	1,416
Analalava	17	2,844	1,051	1,463
Andapa	27	5,314	1,948	1,369
Andilamena	27	5,237	1,922	1,350
Anjozorobe	81	12,166	4,525	1,502
Ankazoabo	3	427	160	1,351
Ankazobe	19	3,073	1,138	1,464
Anosibe-An'ala	36	6,197	2,287	1,506
Antalaha	13	1,933	720	1,434
Antanambao Manampontsy	14	2,773	1,017	1,405
Antanifotsy	59	9,606	3,556	1,474
Antsalova	9	1,277	477	1,479
Antsohihy	49	7,498	2,786	1,415
Bealanana	79	14,136	5,409	1,462
Befandriana Nord	132	23,170	8,541	1,398
Befotaka	9	1,408	523	1,425
Bekily	22	2,864	1,076	1,641
Belo Sur Tsiribihina	15	2,130	796	1,479
Beloha	3	453	168	1,479

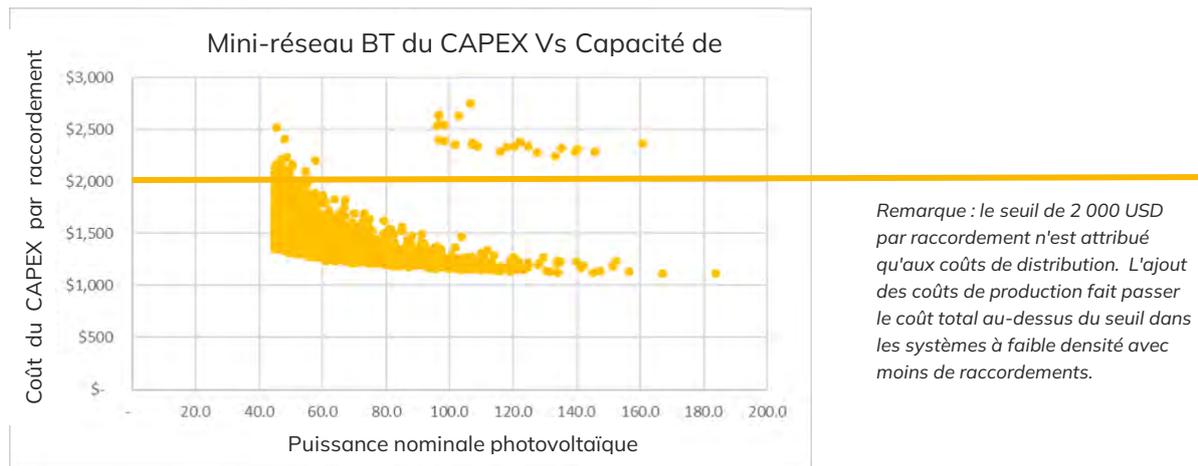
Nom du district	Mini-réseaux BT d'ici 2030	Connexions mini-réseau BT (2030)	Capacité totale du réseau photovoltaïque (kWc)	Coût moyen par consommateur (USD)
Benenitra	17	2,830	1,046	1,365
Bereroaha	18	3,126	1,153	1,327
Besalampy	6	881	328	1,496
Betioky Atsimo	31	4,809	1,851	1,431
Betroka	10	1,280	481	1,560
Brickaville	25	3,862	1,434	1,530
Fandriana	4	555	264	1,963
Farafangana	8	1,255	465	1,557
Fenerive Est	50	8,418	3,111	1,437
Fenoarivobe	89	13,701	5,151	1,436
Iakora	9	1,423	528	1,423
Ifanadiana	28	4,531	1,679	1,539
Ihosy	74	12,796	4,724	1,390
Ikalamavony	16	2,477	920	1,452
Ikongo	13	1,947	725	1,663
Ivohibe	12	2,151	792	1,349
Maevatanana	34	5,086	1,892	1,406
Mahabo	33	4,694	1,907	1,541
Mahanoro	89	15,583	5,747	1,523
Maintirano	5	648	243	1,570
Mampikony	21	2,826	1,058	1,510
Manakara Atsimo	19	2,754	1,026	1,741
Mananara-Avaratra	85	14,789	5,457	1,379
Manandriana	8	1,284	477	1,493
Mananjary	45	7,424	2,747	1,526
Mandoto	14	1,999	745	1,526
Mandritsara	138	23,129	8,551	1,377
Manja	49	8,540	3,150	1,364
Maroantsetra	11	1,629	606	1,418
Marolambo	79	14,878	5,468	1,501
Marovoay	7	1,155	427	1,497
Miandrivazo	33	5,043	2,065	1,487

Nom du district	Mini-réseaux BT d'ici 2030	Connexions mini-réseau BT (2030)	Capacité totale du réseau photovoltaïque (kWc)	Coût moyen par consommateur (USD)
Mitsinjo	3	414	155	1,564
Moramanga	50	7,570	2,814	1,527
Morombe	86	13,716	5,201	1,443
Morondava	14	2,335	863	1,430
Nosy-Varika	29	4,374	1,627	1,594
Port-Berge (Boriziny-Vaovao)	53	8,206	3,046	1,459
Sainte Marie	1	159	59	1,365
Sakaraha	26	4,009	1,489	1,412
Sambava	90	15,793	5,824	1,342
Soalala	2	280	105	1,677
Soanierana Ivongo	30	5,052	1,867	1,402
Taolagnaro	19	2,896	1,076	1,461
Toliary-II	123	22,392	8,433	1,407
Tsaratana	1	132	50	1,616
Tsihombe	4	549	205	1,680
Tsiroanomandidy	119	18,876	6,998	1,453
Vangaindrano	11	2,129	781	1,479
Vatomandry	42	7,052	2,606	1,421
Vavatenina	6	933	346	1,433
Vohemar	66	11,423	4,217	1,387
Vohipeno	4	623	317	1,891
Vondrozo	28	4,355	1,616	1,533
Total général	2852	468,159	174,846	1,455

La base de données géospatiale des 2 852 mini-réseaux BT révèle des tendances claires. À mesure que le nombre de consommateurs augmente, la demande en électricité ainsi que la capacité des centrales électriques augmentent proportionnellement. Les mini-réseaux qui desservent des communautés plus grandes et qui sont équipés de panneaux solaires photovoltaïques de plus grande envergure et de batteries de stockage présentent un coût par consommateur raccordé plus bas, comme le montre la figure 27. Il est important de noter cependant qu'il existe des exceptions marquées à cette tendance, illustrées par des valeurs aberrantes dont les coûts sont étonnamment plus élevés que la moyenne des mini-réseaux BT de la base de données. Les coûts plus élevés observés dans ces valeurs aberrantes s'expliquent par des coûts de réseau de distribution plus élevés que la moyenne, résultant de la dispersion de la population au sein de ces communautés.

Dans de telles communautés atypiques, il pourrait être envisagé de réduire les coûts par connexion en adoptant une approche hybride, impliquant la mise en place de systèmes d'électrification par le système photovoltaïque individuels (SPI) en périphérie du mini-réseau afin de diminuer les besoins en réseau de distribution BT. Par ailleurs, les connexions périphériques pourraient être desservies par ce que l'on appelle des "réseaux maillés", qui sont des réseaux interconnectés de SPI, ayant la capacité de partager l'énergie solaire et la capacité de stockage entre plusieurs installations connectées. Bien que les réseaux maillés n'aient pas été explicitement pris en compte dans l'analyse, ils pourraient faire l'objet d'une analyse plus approfondie dans le futur.

Figure 27. Caractéristiques du mini-réseau BT



Tout comme dans l'analyse des mini-réseaux MT, les mini-réseaux BT ont également été classés par ordre croissant de coût pour établir un calendrier de déploiement. Les critères de déploiement pour la population des mini-réseaux BT sont les suivants :

Lot 1 : Les mesures incitatives actuelles de l'UEF (Universal Energy Facility ou Fonds pour l'Accès Universel à l'Énergie de SEforALL), d'un montant de 592 USD par raccordement, couvrent plus de 50 % des coûts d'investissement. Ces mini-réseaux seront construits entre 2024 et 2027. Le Lot 1 comprend 58 mini-réseaux, totalisant 18 519 connexions d'ici 2030, avec une moyenne de 319 connexions par mini-réseau.

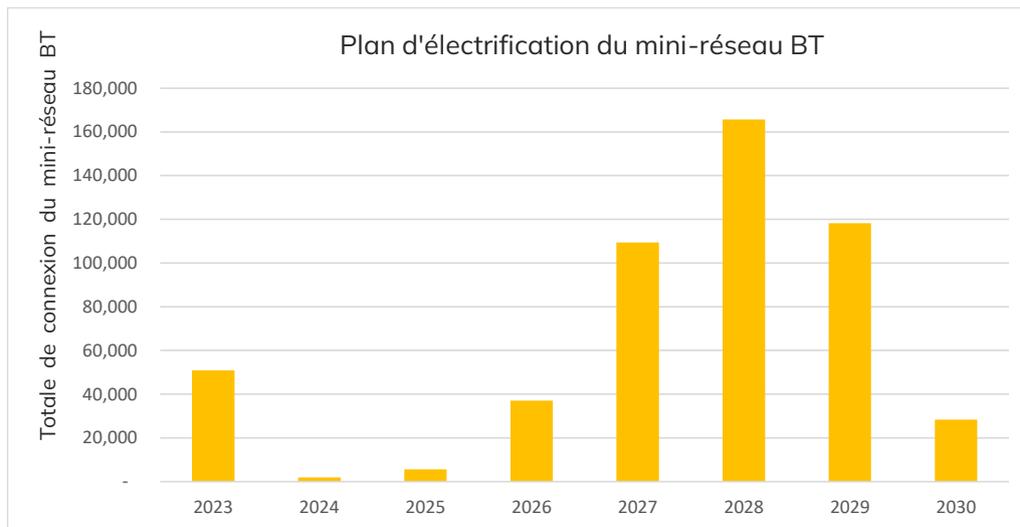
Lot 2 : Les actuelles incitations de l'UEF, d'un montant de 592 USD par connexion, couvrent entre 40 % et 50 % des dépenses d'investissement. Les mini-réseaux du Lot 2 seront construits entre 2026 et 2029. Ce lot comprend 1 774 mini-réseaux, totalisant 308 147 connexions d'ici 2030, avec une moyenne de 174 connexions par mini-réseau.

Lot 3 : Les actuelles incitations de l'UEF, d'un montant de 592 USD par connexion, couvrent moins de 40 % des coûts d'investissement. Les mini-réseaux du Lot 3 seront construits entre 2027 et 2030. Ce lot comprend 1 020 mini-réseaux, totalisant 141 493 connexions d'ici 2030, avec une moyenne de 139 connexions par mini-réseau.

Il est important de souligner que l'UEF n'est qu'une parmi de nombreuses sources de financement qui pourraient proposer des mécanismes de financement basé sur les résultats (RBF en anglais) similaires aux développeurs de mini-réseaux pendant la campagne d'électrification. Cependant, le

programme RBF de l'UEF offre un exemple concret des niveaux de subvention généralement considérés comme acceptables par les investisseurs du secteur privé et viables dans le secteur des mini-réseaux à Madagascar en 2023. La raison pour laquelle nous avons établi des seuils de lots en fonction de la part des coûts couverts par l'UEF est de mieux caractériser les investissements dans les mini-réseaux BT en termes de conditions susceptibles d'attirer les développeurs de mini-réseaux. Étant donné que les subventions en capital représentent généralement moins de 50 % du coût total du projet, les projets du Lot 1 sont considérés comme financièrement viables à l'heure actuelle. Les développeurs de mini-réseaux cherchent généralement à combiner diverses sources de financement, y compris les subventions, la dette et les capitaux propres. Un seuil de financement par subvention d'environ 40 % du coût total du projet est considéré comme un point d'équilibre raisonnable pour le Lot 2, et il est souvent considéré comme le niveau nécessaire pour attirer les investissements dans les mini-réseaux sur de nombreux marchés. Les projets du Lot 3 représentent des mini-réseaux viables, mais qui ne sont pas particulièrement attractifs sur le marché actuel, à moins que les coûts ne diminuent ou que l'ADER et le gouvernement de Madagascar ne parviennent à élaborer des mécanismes de subvention plus favorables pour ces candidats aux mini-réseaux BT.

Un résumé du déploiement proposé des mini-réseaux BT par année est présenté dans la figure 26 ci-dessous. Les années les plus agressives du programme sont 2027-2029 lorsque le Lot 2 est en cours. D'après les discussions avec l'ADER et les données existantes sur le secteur des mini-réseaux à Madagascar, on estime à 50 882 le nombre de connexions aux mini-réseaux au moment de la rédaction de ce rapport. Comme l'ADER ne dispose pas de ces données démographiques ventilées par mini-réseau MT ou BT, tous les clients existants des mini-réseaux sont inclus dans les chiffres de 2023 pour les mini-réseaux BT. Par conséquent, les efforts d'électrification à financer et à planifier dans le cadre du PEI commencent avec les données de 2024, comme le montre la figure 28.

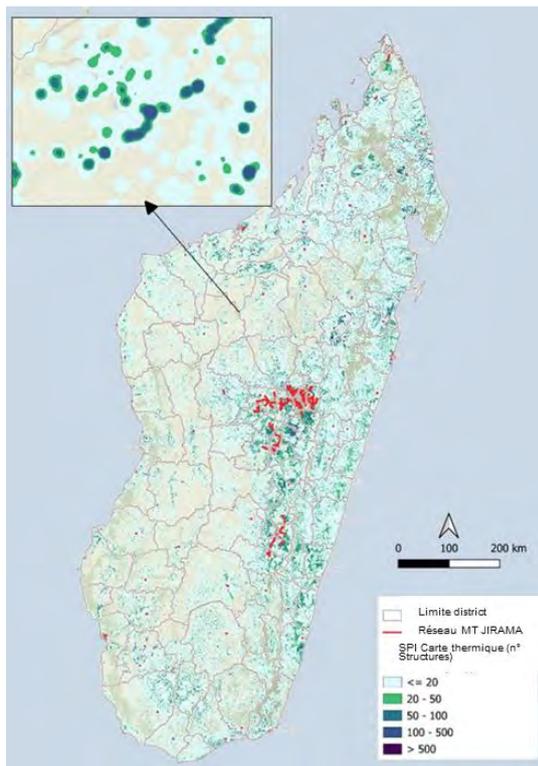
Figure 28. Mise en place des mini-réseaux BT

Systèmes Photovoltaïques Individuels (SPI)

Dans ce rapport, l'option d'électrification hors réseau par l'énergie solaire a été considérée comme la solution la plus pragmatique lorsque le coût d'extension du réseau électrique dépasse 1 250 \$ par connexion et dans les zones où la densité de population est trop faible pour justifier le développement de mini-réseaux. Cela signifie que dans ces zones, le nombre potentiel de consommateurs se situe en dessous de 100 dans un rayon de 600 mètres, et que le coût de distribution de l'électricité par le biais de mini-réseaux dépasse 2 000 \$ US par connexion. Ce marché résultant est étendu et couvre la majeure partie des zones rurales de Madagascar. En se basant sur les résultats de l'analyse du PEI, l'option de système photovoltaïque individuel peut être qualifiée comme la dernière solution d'électrification, car elle englobe toutes les structures qui ne répondent pas aux critères d'électrification des autres modalités. En conséquence, les sites éligibles pour l'électrification par des SPI sont répartis dans tout Madagascar, avec au moins un client potentiel pour un SPI dans chacun des 119 districts du pays. Le nombre total de SPI à déployer d'ici 2030 est de 5 713 204, ce qui équivaut à 52 % de tous les consommateurs d'électricité prévus pour 2030, soit plus du double de la contribution de toute autre modalité.

Une carte représentant les solutions d'électrification universelle par l'énergie solaire autonome / SPI d'ici 2030 est présentée dans la Figure 29 ci-dessous. Cette carte thermique utilise des couleurs plus sombres pour indiquer une densité de déploiement plus élevée du SPI.

Figure 29. Carte thermique solaire autonome / SPI



Le Tableau 16 présente les besoins en expansion des SPI pour atteindre un accès universel d'ici 2030. Le calendrier de déploiement représente simplement le taux de déploiement nécessaire pour atteindre cet objectif d'accès universel. Il ne tient pas compte des capacités potentielles du secteur privé local, qui seront probablement bien inférieures au taux de déploiement requis. Actuellement, le projet LEAD, soutenu par la Banque mondiale, est en cours de réorganisation pour déployer un million de SPI, mais c'est le seul programme majeur connu de ce type. Il est probable qu'il subsiste d'importants obstacles à l'atteinte de l'accès universel en ce qui concerne les niveaux de vente et les problèmes qui n'ont pas encore été abordés liés à l'accessibilité financière dans les zones rurales. Ces défis comprennent l'absence de mécanismes incitatifs financiers pour encourager pleinement les prestataires de services photovoltaïques, l'absence de subventions incitatives pour encourager les prestataires de services à opérer dans les zones rurales éloignées et difficiles d'accès, ainsi que l'absence de subventions pour les consommateurs, qui seront très probablement nécessaires pour les foyers à faible revenu et les entreprises situées dans les zones rurales et éloignées de Madagascar.

En outre, les coûts d'électrification de niveau 2 se révèlent appropriés pour la consommation résidentielle dans les zones éloignées ; cependant, ils pourraient s'avérer insuffisants pour les petites et moyennes entreprises (PME) ou pour un usage productif de l'électricité (UPE) dans les zones rurales. À mesure que le programme SPI progresse, une évaluation plus approfondie des besoins en électrification dans ces régions pourrait contribuer à déterminer la pertinence d'une combinaison des niveaux 2 et 3 de SPI. Toutefois, selon les données primaires collectées, il est important de noter que les consommateurs dans ces zones sont à 99 % des foyers résidentiels. Par conséquent, il est raisonnable d'estimer que le plan SPI est entièrement de niveau 2 jusqu'à ce qu'une évaluation plus détaillée soit réalisée. La croissance à grande échelle des ventes de SPI doit résoudre deux principaux défis. Il s'agit tout d'abord des premières ventes aux foyers qui n'ont pas encore investi dans des produits solaires, ce qui nécessitera de surmonter les obstacles pour

impliquer ce segment de marché. En outre, étant donné que les systèmes solaires photovoltaïques ont une durée de vie utile de 3 à 5 ans, il sera impératif de remplacer les systèmes solaires vieillissants pour continuer à progresser vers l'objectif d'accès universel d'ici 2030 sans subir de perte d'efficacité. C'est pourquoi le modèle de déploiement des SPI prévoit le remplacement des systèmes au cours de la cinquième année de service.

Figure 30. Exigences du calendrier de mise en œuvre des SPI par année jusqu'en 2030

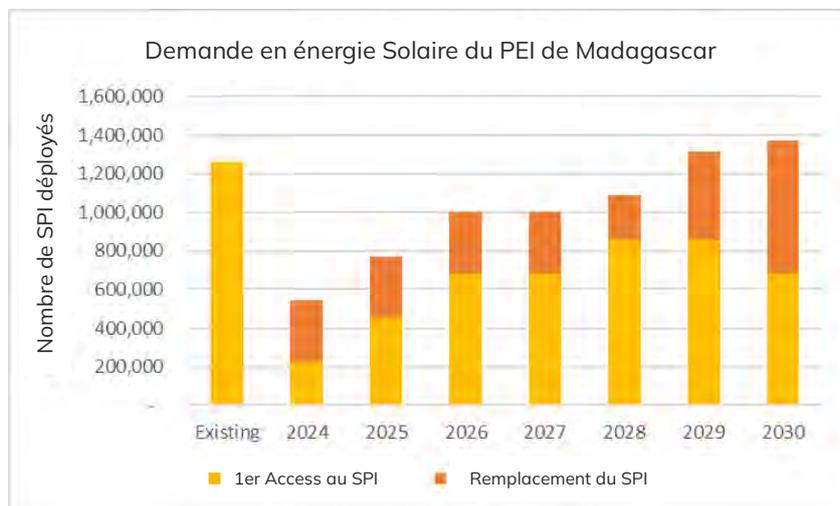


Tableau 16. Systèmes PV individuels par Région

Région	District	Demande en SPI
Alaotra Mangoro	Ambatondrazaka	64164
Alaotra Mangoro	Amparafaravola	90216
Alaotra Mangoro	Andilamena	28098
Alaotra Mangoro	Anosibe-An'ala	37404
Alaotra Mangoro	Moramanga	90146
Amoron I Mania	Ambatofinandrahana	37675
Amoron I Mania	Ambositra	71683
Amoron I Mania	Fandriana	42864
Amoron I Mania	Manandriana	21669
Analamanga	1er arrondissement	10893
Analamanga	2e arrondissement	8703
Analamanga	3e arrondissement	4732
Analamanga	4e arrondissement	10480
Analamanga	5e arrondissement	6906
Analamanga	6e arrondissement	203
Analamanga	Ambohidratrimo	26104
Analamanga	Andramasina	63302
Analamanga	Anjozorobe	42723
Analamanga	Ankazobe	60314
Analamanga	Antananarivo Atsimondrano	52519
Analamanga	Antananarivo Avaradrano	13298
Analamanga	Manjakandriana	47356
Analanjirofo	Fenerive Est	77036
Analanjirofo	Mananara-Avaratra	69885
Analanjirofo	Maroantsetra	81135
Analanjirofo	Sainte Marie	4859
Analanjirofo	Soanierana Ivongo	56063
Analanjirofo	Vavatenina	57954
Androy	Ambovombe-Androy	72382
Androy	Bekily	77488
Androy	Beloha	24541
Androy	Tsihombe	13893
Anosy	Amboasary-Atsimo	51272

Région	District	Demande en SPI
Anosy	Betroka	81924
Anosy	Taolagnaro	49902
Atsimo Andrefana	Ampanihy Ouest	93522
Atsimo Andrefana	Ankazoabo	26803
Atsimo Andrefana	Benenitra	16711
Atsimo Andrefana	Beroroaha	23888
Atsimo Andrefana	Betioky Atsimo	80441
Atsimo Andrefana	Morombe	40231
Atsimo Andrefana	Sakaraha	54212
Atsimo Andrefana	Toliary-I	1467
Atsimo Andrefana	Toliary-II	64648
Atsimo Atsinanana	Befotaka	15851
Atsimo Atsinanana	Farafangana	64438
Atsimo Atsinanana	Midongy-Atsimo	18271
Atsimo Atsinanana	Vangaindrano	81510
Atsimo Atsinanana	Vondrozo	40745
Atsinanana	Antanambao Manampontsy	14060
Atsinanana	Brickaville	62163
Atsinanana	Mahanoro	63693
Atsinanana	Marolambo	62470
Atsinanana	Toamasina I	340
Atsinanana	Toamasina II	78774
Atsinanana	Vatomandry	45586
Betsiboka	Kandreho	8988
Betsiboka	Maevatanana	46404
Betsiboka	Tsaratanana	46230
Boeny	Ambato Boeni	78531
Boeny	Mahajanga I	31
Boeny	Mahajanga II	46527
Boeny	Marovoay	52781
Boeny	Mitsinjo	50159
Boeny	Soalala	34006
Bongolava	Fenoarivobe	46266

Région	District	Demande en SPI
Bongolava	Tsiroanomandidy	94447
Diana	Ambanja	64140
Diana	Ambilobe	85454
Diana	Antsiranana I	843
Diana	Antsiranana II	67079
Diana	Nosy-Be	39799
Fitovinany	Ikongo	64032
Fitovinany	Manakara Atsimo	73910
Fitovinany	Vohipeno	23464
Haute Matsiatra	Ambalavao	57117
Haute Matsiatra	Ambohimahasoa	43899
Haute Matsiatra	Fianarantsoa I	4260
Haute Matsiatra	Ikalamavony	31074
Haute Matsiatra	Isandra	39887
Haute Matsiatra	Lalangina	17692
Haute Matsiatra	Vohibato	45844
Ihorombe	Iakora	22586
Ihorombe	Ihosy	72057
Ihorombe	Ivohibe	27004
Itasy	Arivonimamo	54469
Itasy	Miarinarivo	32894
Itasy	Soavinandriana	48928
Melaky	Ambatomie	13119
Melaky	Antsalova	22082
Melaky	Besalampy	51868
Melaky	Maintirano	30694
Melaky	Morafenobe	14175
Menabe	Belo Sur Tsiribihina	39998
Menabe	Mahabo	34843
Menabe	Manja	29525
Menabe	Miandrivazo	36767
Menabe	Morondava	27641
Sava	Andapa	84835

Région	District	Demande en SPI
Sava	Antalaha	90481
Sava	Sambava	153989
Sava	Vohemar	117762
Sofia	Analalava	71510
Sofia	Antsohihy	48512
Sofia	Bealanana	74879
Sofia	Befandriana Nord	95537
Sofia	Mampikony	43805
Sofia	Mandritsara	81775
Sofia	Port-Berge (Boriziny-Vaovao)	78658
Vakinankaratra	Ambatolampy	61276
Vakinankaratra	Antanifotsy	88085
Vakinankaratra	Antsirabe I	2771
Vakinankaratra	Antsirabe II	66818
Vakinankaratra	Betafo	65896
Vakinankaratra	Faratsiho	54818
Vakinankaratra	Mandoto	22938
Votovavy	Ifanadiana	49854
Votovavy	Mananjary	73366
Votovavy	Nosy-Varika	64515
Total		5,715,227

Analyse de l'électrification des infrastructures publiques

L'électrification des établissements de santé et d'enseignement représente un élément essentiel du plan énergétique intégré. Les résultats issus de la modélisation de l'électrification ainsi que des informations relatives à la localisation, aux caractéristiques et aux besoins d'infrastructures publiques ont été utilisés pour élaborer des solutions d'électrification spécifiques pour les écoles et les établissements de santé. Les Figures 31 et 32 illustrent la répartition géographique des établissements de santé et présentent les solutions d'électrification envisagées. Tandis que les Figures 33 et 34 font de même pour les écoles. Il est important de noter que la Figure 32 répertorie les emplacements des installations de santé de la phase 1 du projet LEAD (47) qui ont déjà été mises en œuvre, ainsi que celles de la phase 2 qui sont encore en attente de réalisation. De plus, il convient de mentionner que le rapport sur la chaîne du froid du PEI de Madagascar offre une analyse plus approfondie des besoins énergétiques et de la dimension des systèmes autonomes requis pour les besoins liés à la chaîne du froid dans les établissements de santé. Dans le cadre de

l'analyse de l'électrification, ces installations ont été supposées nécessiter un système de niveau 2, avec les coûts d'investissement correspondants.

Figure 31. Solutions d'électrification des établissements de santé par technologie

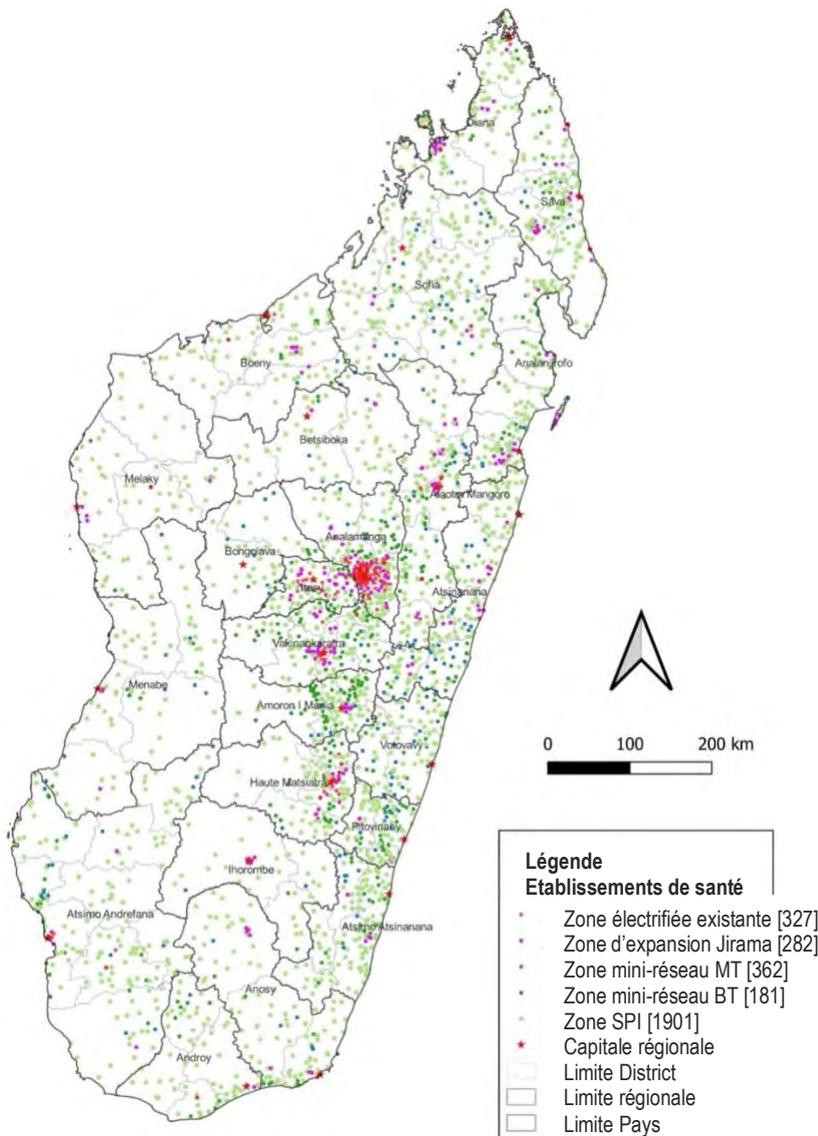


Figure 32. Localisation des établissements de santé à Madagascar (Ministère de la santé, 2023)

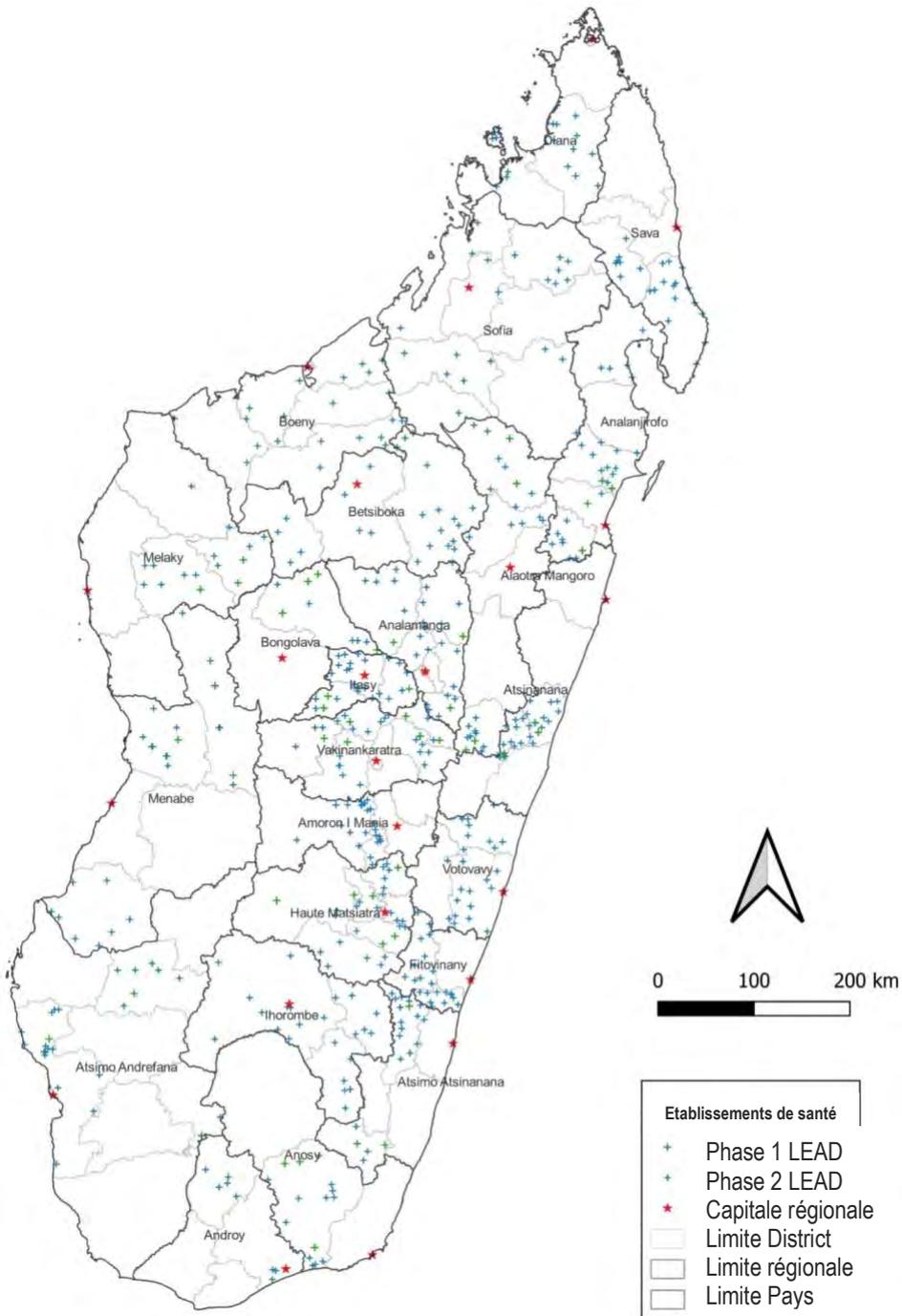


Figure 33. Localisation des écoles à Madagascar (Source : OSM, 2023) - Il s'agit de lieux ouverts à tous les types d'écoles.

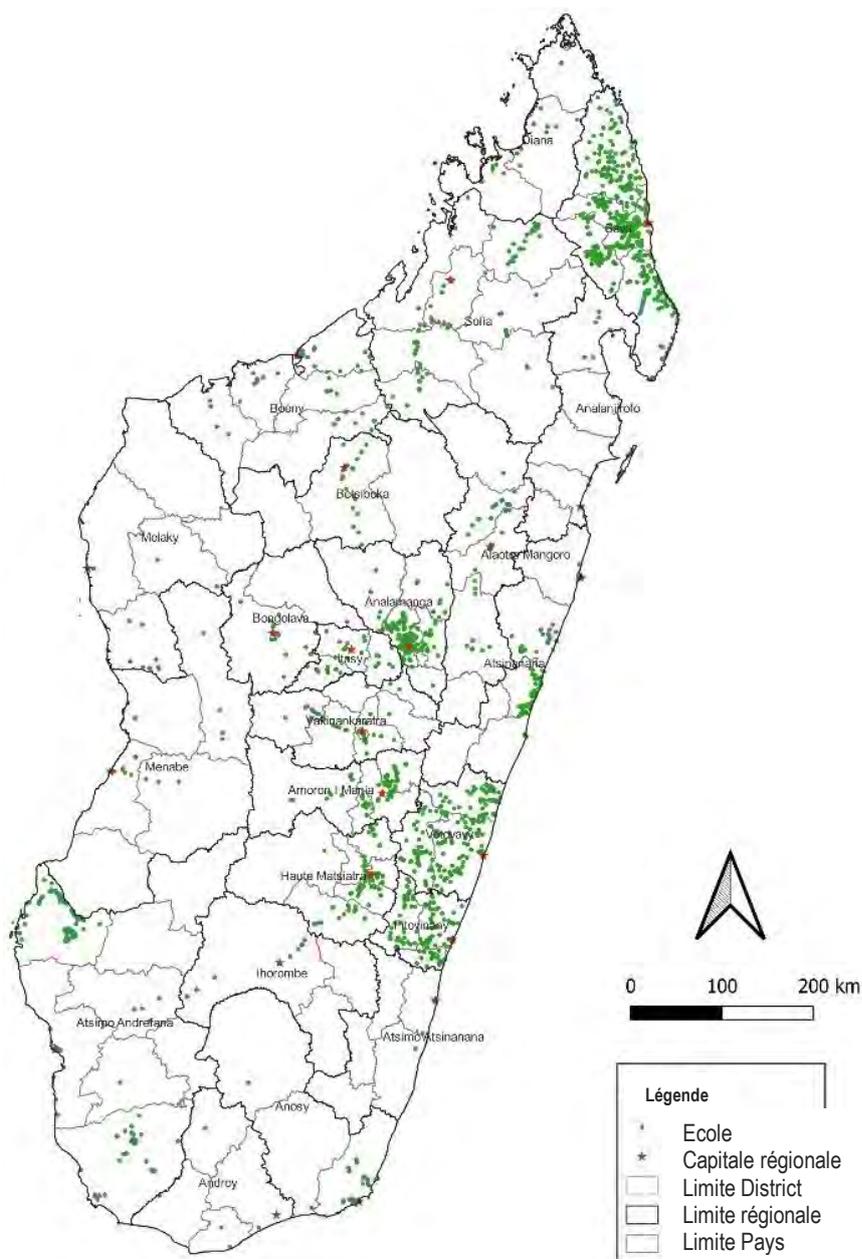
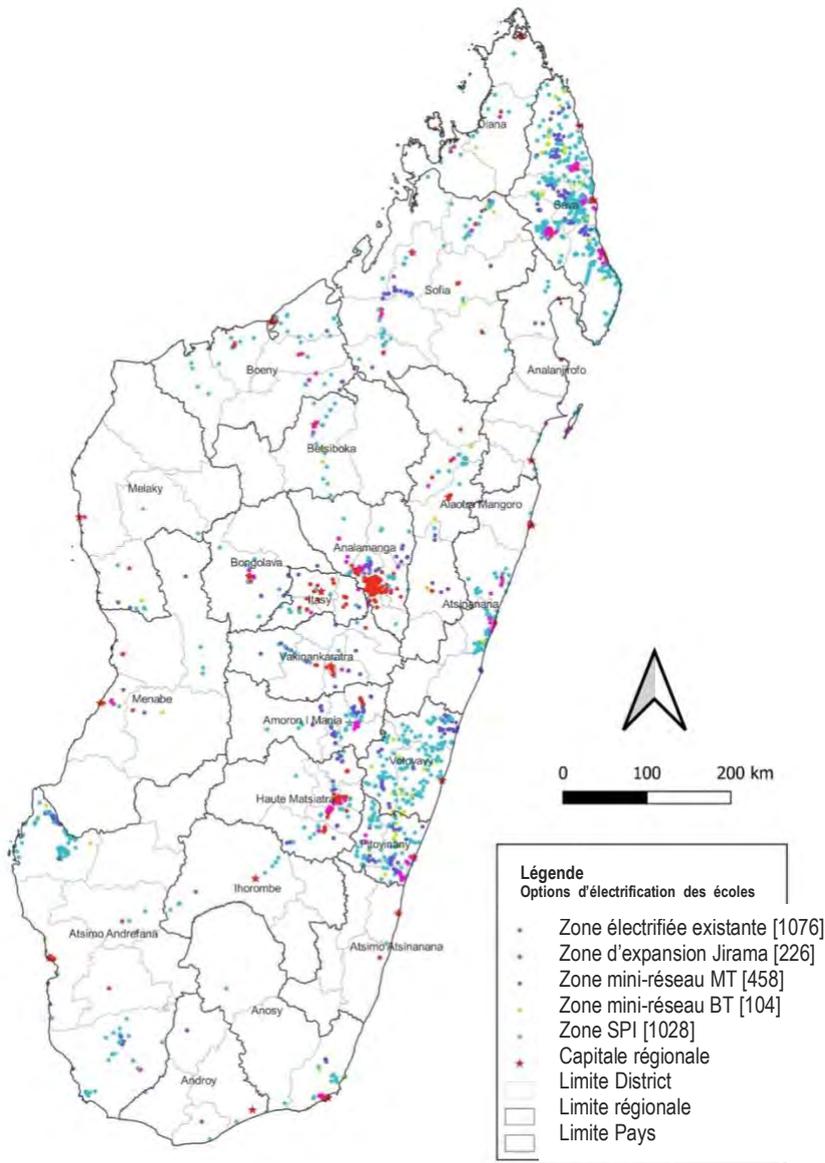


Figure 34. Solutions d'électrification scolaire par technologie



MISE EN ŒUVRE DE L'ELECTRIFICATION ET BESOINS DE FINANCEMENT

Le plan d'électrification du PEI mettra en œuvre diverses technologies d'électrification pour parvenir à l'accès universel, comme détaillé dans les sections antérieures de ce rapport. Ce chapitre présente une description de la mise en œuvre de l'extension de l'accès à l'électricité, ainsi que les besoins financiers correspondants pour atteindre cet objectif. La présentation de l'extension de l'accès suit deux calendriers de mise en œuvre pour l'accès universel : le premier vise à atteindre l'accès universel d'ici 2030, tandis que le second prévoit d'atteindre l'accès universel d'ici 2040.

Scénario de base - Accès universel d'ici 2030

Cette section présente un résumé des besoins d'investissement et du calendrier de mise en œuvre nécessaires pour atteindre l'accès universel d'ici 2030, le cas de base du PEI de Madagascar. Rappelons que dans l'analyse du cas de base, le modèle considère un minimum d'électrification de niveau 2 basé sur le cadre multi-niveau de l'ESMAP (MTF) dans lequel l'accès universel signifie un accès à 100% à une source moderne d'électricité ou d'éclairage. En outre, le scénario de base n'inclut aucune amélioration ou hybridation des systèmes isolés existants de la JIRAMA, mais de nouveaux mini-réseaux ont été envisagés avec des réseaux de distribution MT et BT et des centrales de production d'énergie renouvelable, y compris solaire ou hydroélectrique avec stockage d'énergie et sans production de diesel.

Extension de l'accès

Le Tableau 17 résume l'expansion de l'accès à l'électricité par année et par technologie, tel que présenté dans la section précédente de ce rapport. Il convient de noter que l'atteinte de l'accès universel inclut les consommateurs de la JIRAMA en 2022, ainsi qu'une estimation des foyers et des entreprises qui possèdent et utilisent des SPI. Pour ce qui est des consommateurs de la JIRAMA, le total de 2022 (620 839) a été utilisé pour estimer les consommateurs dans son territoire de service existant en 2023. L'estimation des consommateurs de systèmes solaires autonomes a été basée sur les résultats de l'enquête Madagascar MTF, qui estime l'utilisation de l'énergie solaire à environ 1,26 million de personnes (environ 20 % des foyers ayant une forme de SPI). Il est important de noter que de nombreux de ces systèmes se trouvent dans des zones où les modalités d'électrification se chevauchent, par exemple, de SPI dans des foyers déjà desservis par la JIRAMA. En résumé, d'ici 2030, Madagascar devra augmenter son taux actuel d'électrification en ajoutant 2,6 millions de clients (27 % de la population de 2030) au réseau de la JIRAMA, ainsi que 7,6 millions de clients hors réseau (70 % de la population de 2030).

Tableau 17. Taux de mise en œuvre de l'électrification par technologie pour atteindre l'accès universel d'ici 2030

Modalité	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total	% de la population en 2030
Clients existants de la JIRAMA	620,839								620,839	6%
Densification	0	97,087	128,776	192,152	287,216	318,905	318,906	255,531	1,598,572	15%
Expansion	0	27,863	55,727	124,294	227,696	191,782	267,321	139,344	1,034,027	9%
MT Mini-Réseaux	0	-	54,938	217,250	413,187	428,003	249,384	72,256	1,435,019	13%
BT Mini-Réseaux	50882	1,852	5,556	37,111	109,371	165,707	118,227	28,299	517,004	5%
Systèmes PV Individuels (SPI)	1,260,000	228,528	457,056	685,584	685,584	856,981	856,981	682,499	5,713,214	52%
Total	1,931,721	355,330	702,052	1,256,391	1,723,055	1,961,377	1,810,818	1,177,929	10,918,675	100%

Figure 35. Part de l'accès à l'électrification dans les connexions par technologie.

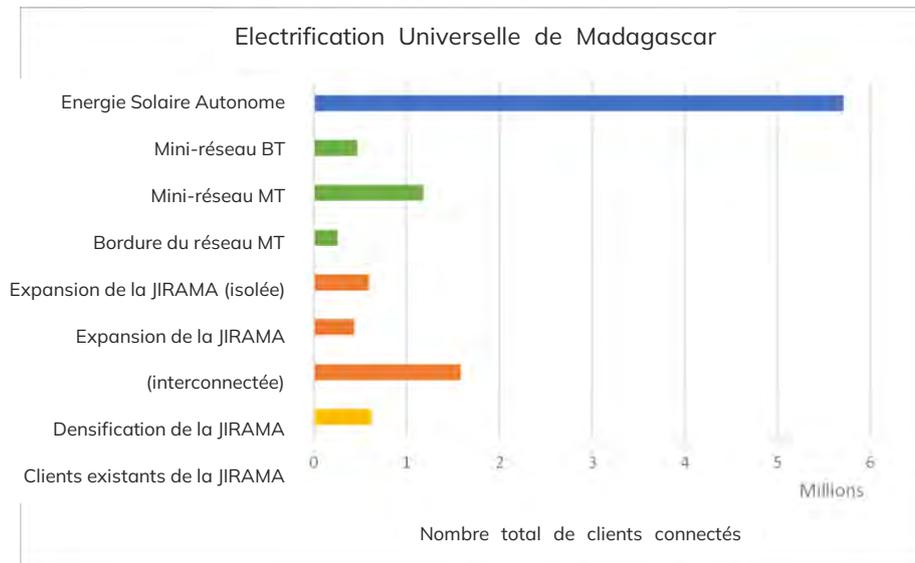
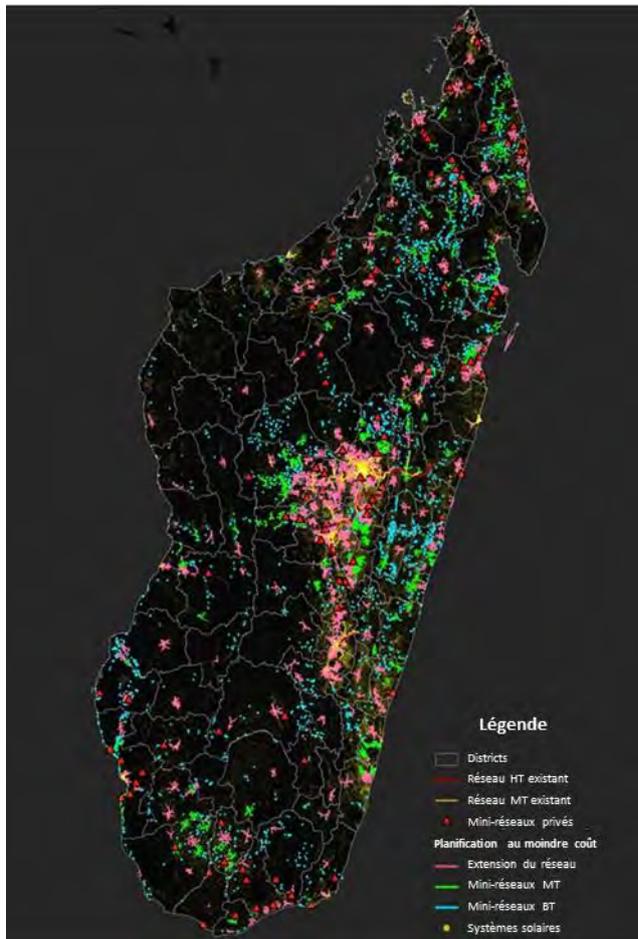


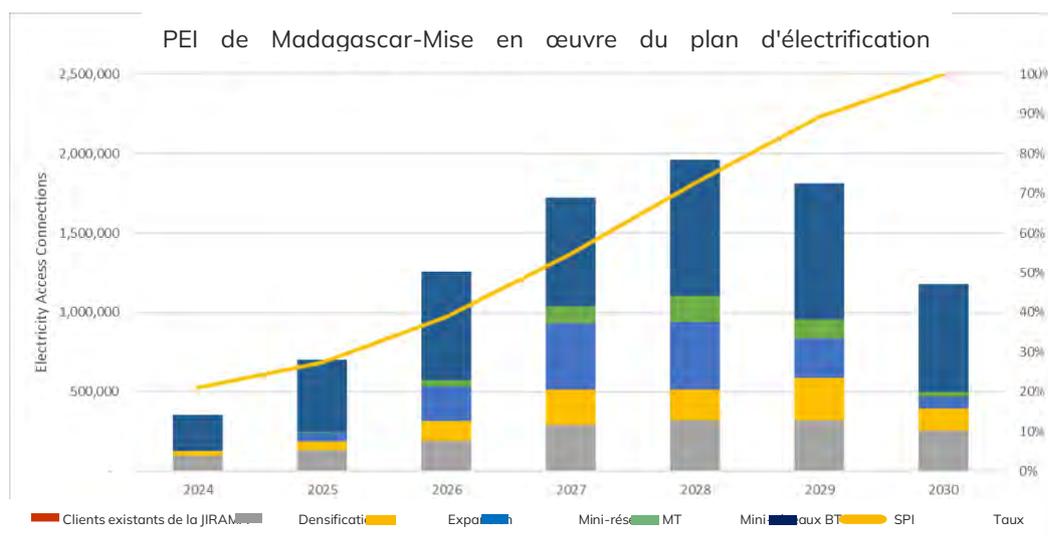
Figure 36. Résumé de l'analyse géospatiale de l'électrification du PEI

(Source: PEI 2023)



La Figure 37 présente une illustration de la croissance des services par technologie d'électrification, en mettant en évidence les nouvelles connexions par année ainsi que la croissance cumulative de l'accès à l'électrification. Il est observé que l'expansion de l'accès se déroule à un rythme relativement lent au cours des premières années, puis s'accélère au fil du temps, atteignant l'objectif d'accès universel d'ici 2030.

Figure 37. Prévisions de mise en œuvre de l'accès à l'électrification avec connexions annuelles par technologie et impact sur le taux d'électrification



Exigences en matière de financement

Cette section propose une analyse des besoins en investissement associés aux objectifs annuels d'expansion et à la croissance de chaque technologie d'électrification. Il est important de noter que les besoins de financement peuvent varier en fonction des modifications apportées aux priorités, telles que la révision de la manière dont les projets sont classés par les autorités nationales et locales, ainsi que de la disponibilité des financements provenant du gouvernement malgache, des partenaires de développement et des investissements du secteur privé. Il convient de noter que les coûts CAPEX présentés ci-dessous sont hors TVA, mais que les coûts logistiques sont inclus.

Tableau 18. Besoins de financement pour réaliser l'accès universel d'ici 2030

Modalité d'électrification	Total des connexions futures	Total CAPEX (HT)	Coût par connexion (USD)	Besoins de financement du GdM (USD)	Financement hors réseau par des développeurs du secteur privé (USD)	Frais de connexion payés par le consommateur final Réseau & (USD)
Densification	1,598,572	\$ 599,464,500	\$ 375	\$ 559,500,200	-	\$ 39,964,300
Extension du réseau	1,034,027	\$ 762,662,830	\$ 738	\$ 736,812,153	-	\$ 25,850,677
MT Mini-Réseaux	1,435,019	\$ 2,522,679,025	\$ 1,758	\$ 855,271,062	\$ 1,631,532,500	\$ 35,875,464
BT Mini-Réseaux	466,122	\$ 667,221,243	\$ 1,431	\$ 277,808,605	\$ 377,759,592	\$ 11,653,046
Systèmes PV Individuels (SPI)	4,453,214	\$ 1,558,624,896	\$ 350	\$ 801,578,518	\$ 645,716,029	\$ 111,330,350
Remplacement SPI	2,628,074	\$ 919,825,844	\$ 350	\$ 473,053,291	\$ 381,070,707	\$ 65,701,846
Total	11,615,027	\$ 7,030,478,338		\$ 3,704,023,830	\$ 3,036,078,827	\$ 290,375,682

Les besoins de financement présentés dans le tableau ci-dessus sont basés sur plusieurs hypothèses. Étant donné que la densification et l'extension du réseau électrique impliquent des investissements visant à étendre les services de la JIRAMA, il n'est pas prévu de rôle majeur pour les investissements du secteur privé. Les consommateurs seront tenus de contribuer aux coûts du projet sous la forme d'un frais de raccordement. En raison des limitations d'accessibilité, il est prévu que les consommateurs ne devront pas payer plus de 25 USD pour les frais de raccordement. Ce seuil de 25 USD a été défini comme une contribution équitable de la part des futurs utilisateurs d'électricité, visant à ne pas entraver indûment les objectifs de connexion à venir³⁷. Tous les autres coûts devront être soit capitalisés, soit financés par une contribution gouvernementale supplémentaire au coût du programme de densification et d'extension du réseau.

Les contributions du secteur public aux mini-réseaux sont supposées suivre le taux de cofinancement actuel de l'UEF, qui s'élève à 592 USD par consommateur connecté et est attribué sur la base du financement basé sur les résultats (RBF). Cette mesure de cofinancement a été appliquée aux mini-réseaux MT et BT, comme indiqué dans le Tableau 18. En conséquence, il est prévu que le FUE et d'autres sources de financement des mini-réseaux seront nécessaires pour mobiliser plus d'un milliard de dollars américains d'ici 2030. De plus, cela implique que les développeurs de mini-réseaux seront en mesure de sécuriser et de mobiliser plus de 2 milliards de dollars de capital d'investissement pour soutenir le niveau d'expansion des mini-réseaux prévu dans le Tableau 13. Il est important de noter que les contributions des consommateurs de mini-réseaux sont limitées à 25 USD.

Les investissements dans les SPI sont répartis en deux catégories. La première catégorie concerne les coûts d'investissement initiaux pour les SPI installées par les fournisseurs de services au début du programme. La deuxième catégorie englobe les coûts de remplacement des SPI vieillissantes, étant donné que ces solutions solaires ont une durée de vie prévue de cinq ans, et leur remplacement doit donc être intégré au plan d'investissement du PEI.

Dans tous les scénarios, le coût unitaire des SPI pour Le PEI s'élève à 350 dollars, ce qui équivaut à un système de niveau 2. On prévoit que le gouvernement de Madagascar contribuera au coût équivalent d'un système de niveau 1, soit 180 dollars, pour chaque SPI de niveau 2 installée. Le financement restant pour les SPI devrait provenir des fournisseurs de services solaires, avec une estimation de 646 millions de dollars, tandis que les consommateurs individuels contribueront à hauteur de 25 dollars chacun pour un total de 111 millions de dollars.

Étant donné que la durée de vie prévue des Solutions Solaires Individuelles (SPI) n'est que de cinq ans, le coût d'investissement inclut une composante de remplacement, qui est indiquée dans le Tableau 13 sous la rubrique "Remplacement des SPI". Alors que le cofinancement par le gouvernement Malgache pour les besoins de remplacement sera certainement un défi, il est peu

³⁷ Le secteur privé est cependant engagé dans le paiement des frais de connexion à la JIRAMA pour le service d'électricité de réseau et les frais de connexion qui seront payés aux fournisseurs de services de mini-réseau. La structure des frais pour la JIRAMA est publiée en tant que composante de la k tarifaire de la JIRAMA, mais les frais de connexion varient et les frais de mini-réseau varient d'un fournisseur à l'autre. Pour le marché de Madagascar, les frais de connexion initiaux sont calculés à 25 USD, ce qui représente environ 20 pourcents du coût de branchement de service initial par nouvelle connexion.

probable que les consommateurs puissent supporter intégralement le coût de remplacement de système. C'est pourquoi les exigences de financement pour les coûts de remplacement utilisent le même ratio de partage des coûts d'investissement que celui utilisé pour l'installation initiale des SPI. Dans le cas de ces systèmes, il est peu probable que le gouvernement de Madagascar puisse fournir une subvention en capital significative, et par conséquent, d'autres sources de financement seront nécessaires.

Le rythme de financement proposé est extrêmement agressif, surtout en tenant compte du rythme d'électrification observé jusqu'à présent à Madagascar. Il n'est pas garanti qu'il existe suffisamment de ressources pour gérer le volume considérable de projets de réseau et hors réseau, étant donné l'ampleur de l'expansion nécessaire dans les deux domaines. Les contraintes de la capacité (y compris la capacité de mise en œuvre, la capacité de l'infrastructure existante, entre autres) devront être prises en considération avant de finaliser la mise en œuvre et les exigences du programme de financement.

Scénario 2 - Accès universel d'ici 2040

Cette section présente le résumé de la mise en œuvre de l'accès et les besoins de financement pour atteindre l'accès universel à l'électricité d'ici 2040.

Extension de l'accès

Le Tableau 19 résume l'expansion de l'accès, en incluant toutes les technologies d'électrification présentées dans l'analyse de l'expansion de l'électrification du scénario de base. Les totaux des connexions pour chaque technologie d'électrification reflètent la croissance par année du programme, ainsi que les totaux cumulés jusqu'en 2040.

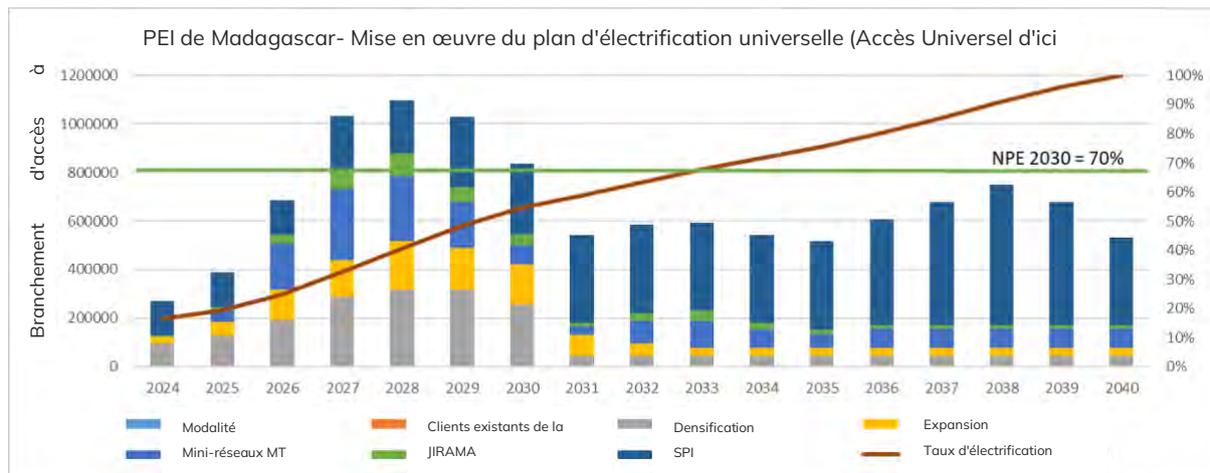
Tableau 19. Taux de mise en œuvre de l'électrification par technologie pour atteindre l'accès universel d'ici 2040

Modalité	2023	2024	2025	2030	2035	2040	Total	% du total
Clients existants de la JIRAMA	620,839	0	0	0	0	0	620,839	5%
Densification	0	95,053	126,738	253,475	42,401	42,401	2,008,234	15%
Expansion	0	27,863	55,727	165,563	34,569	34,569	1,310,578	10%
MT Mini-Réseaux	0	-	54,938	78,653	54,192	76,917	1,819,604	14%
BT Mini-Réseaux	50,882	1,852	4,630	46,222	21,224	15,188	593,317	4%
Système PV individuel (SPI)	1,260,000	144,847	144,847	289,694	362,117	362,117	6,909,028	52%
Total	1,931,721	269,615	386,879	833,607	514,504	531,193	13,261,600	100%

Le scénario d'accès universel d'ici 2040 a été élaboré pour correspondre à l'objectif national d'électrification du gouvernement de Madagascar. Ce scénario vise à atteindre un taux

d'électrification de 70 % d'ici 2030, avec une progression ultérieure jusqu'à 100 % d'ici 2040. La trajectoire de croissance est représentée dans la Figure 38.

Figure 38. Prévisions de mise en œuvre de l'accès à l'électrification avec connexions annuelles par technologie et impact sur le taux d'électrification (scénario d'accès universel 2040)



Dans le cas de la densification, l'ajout de nouvelles connexions peut être effectué à moindre coût en s'appuyant sur les réseaux existants de la JIRAMA, avec une exécution efficace, pourvu que la JIRAMA continue à entretenir et à développer ses actifs de production et de transmission. Dans le scénario 2040, il est envisageable que la JIRAMA puisse achever les activités de densification dès 2030. Cependant, l'extension du réseau devrait progresser plus lentement, car cela nécessite du temps pour renforcer les capacités nationales, mobiliser plusieurs entrepreneurs de construction pour réaliser des projets d'extension du réseau MT, et établir les chaînes d'approvisionnement nécessaires pour soutenir les activités d'extension en cours. Plutôt que de supposer que les projets d'extension du réseau peuvent être réalisés par tranches de quatre ans, la mise en œuvre a été étendue à cinq ans pour ces projets.

L'expansion des mini-réseaux sera également étendue sur une période plus longue pour donner aux développeurs de mini-réseaux le temps nécessaire pour lever des fonds pour les lots 1 et 2. En ce qui concerne le lot 3, qui comprend les projets les plus coûteux, sa mise en œuvre n'est prévue qu'après 2030, en raison du temps supplémentaire nécessaire pour mobiliser les capitaux nécessaires pour ces projets à budget plus élevé³⁸.

Les SPI ont été considérablement impactés par l'extension du programme d'électrification, passant d'une date de réalisation de 2030 à 2040. Cette prolongation de dix ans permet une expansion plus progressive des ventes de systèmes solaires et donne davantage de temps aux fournisseurs de services pour étendre leurs services aux régions les plus éloignées de Madagascar. Il est également essentiel de noter que cette période de mise en œuvre prolongée entraînera des coûts de remplacement des SPI beaucoup plus élevés et un coût total du programme considérablement accru. Ces coûts sont pris en compte dans les besoins de financement présentés dans le tableau 20 ci-dessous.

Enfin, la prolongation de la période de mise en œuvre de dix ans permettra d'étendre les ressources du réseau et de réaliser l'interconnexion des mini-réseaux arrivant à maturité avec les communautés voisines. Étant donné l'incertitude quant à la rapidité de mise en œuvre des plus

³⁸ Notez que cette analyse ne tient pas compte des coûts de remplacement des composants des mini-réseaux au cours de cette période.

grands mini-réseaux et à la capacité des opérateurs de mini-réseaux à mobiliser les capitaux nécessaires pour étendre la couverture des services, il est actuellement prématuré d'inclure ces projections dans le modèle géospatial. Pour plus de clarté, les foyers qui ont été désignés pour l'électrification par réseau, l'électrification par mini-réseau et le SPI continueront d'être affectés à chacune de ces technologies d'électrification dans le scénario 2040.

Exigences en matière de financement

Un récapitulatif des besoins d'investissement par modalité est présenté dans le tableau 20 ci-dessous. Pour finaliser l'analyse financière, l'équipe a supposé que les activités d'expansion étaient simplement reprogrammées sur une période de mise en œuvre plus longue, tout en tenant compte des effets de la croissance démographique pour répondre aux besoins d'investissement. Le principal facteur qui a influencé les besoins de financement est la nécessité d'atteindre l'accès universel d'ici 2040 en prenant en compte les niveaux actuels d'électrification et la croissance de la population. Les besoins d'investissement varient en fonction de la modalité, comme indiqué dans le tableau 20. Il convient de noter que les coûts CAPEX présentés ci-dessous sont hors TVA, mais que les coûts logistiques sont inclus.

Tableau 20. Besoins de financement pour réaliser l'accès universel d'ici 2040

Modalité d'électrification	Total des connexions	Total CAPEX (HT)	Coût par connexion (USD)	Besoins de financement du GdM (USD)	Financement hors réseau par des développeurs du secteur privé (USD)	Frais de connexion payés par le consommateur final Réseau & (USD)
Densification	2,008,234	\$753,087,615	\$375	\$702,881,774	-	\$50,205,841
Extension du réseau	1,310,578	\$966,789,994	\$738	\$934,025,536	-	\$32,764,459
MT Mini-Réseaux	1,819,604	\$3,197,875,580	\$1,757	\$1,084,484,137	\$2,067,901,337	\$45,490,106
BT Mini-Réseaux	542,435	\$845,803,409	\$1,559	\$323,290,995	\$508,951,550	\$13,560,864
Systèmes PV Individuels (SPI)	5,649,028	\$1,977,159,763	\$350	\$1,016,825,021	\$819,109,045	\$141,225,697
Remplacement SPI	9,713,052	\$3,399,568,071	\$350	\$1,748,349,294	\$1,408,392,487	\$242,826,291
Total	21,042,930	\$11,140,284,432		\$5,809,856,755	\$4,804,354,418	\$526,073,258

ANALYSE DE SENSIBILITE

La section sur l'analyse de sensibilité sera rédigée une fois que les scénarios seront terminés et validés par SEforALL. Pour l'instant, la discussion ci-dessous présente la méthodologie à utiliser pour les sensibilités.

Sensibilités à l'analyse de l'électrification

Les analyses de sensibilité suivantes sont proposées pour l'électrification et seront appliquées au cas de base :

Considérez une augmentation/diminution de 15 % des valeurs de consommation en kWh/mois/consommateur pour les catégories de consommateurs analysés.

La projection de la consommation des foyers, des petits commerces et des infrastructures publiques pour les communautés non électrifiées nécessite des enquêtes communautaires soigneusement conçues et mises en œuvre qui peuvent donner des résultats précis. Cependant, la nature même de la conduite d'enquêtes communautaires donne lieu à des incertitudes qui doivent être prises en compte dans la planification de l'électrification à l'échelle nationale. Outre l'évaluation des niveaux de consommation d'énergie dans les secteurs résidentiel, commercial et public, d'autres facteurs peuvent avoir un impact sur la consommation d'énergie au niveau global dans les communautés non électrifiées. Il s'agit notamment des taux de connexion des consommateurs, de la présence et de l'ampleur du potentiel d'utilisation productive de l'électricité (PUE) dans chaque communauté, du potentiel et de l'intérêt pour la conversion des solutions de cuisine traditionnelle en solutions de cuisine électronique, parmi d'autres opportunités potentielles. Le PEI de Madagascar a atténué cette incertitude de multiples façons coordonnées.

Tout d'abord, les projections de la consommation d'énergie au niveau global ont été évaluées de manière comparative avec les analyses des programmes d'électrification dans d'autres marchés d'Afrique subsaharienne et validées par rapport à la consommation de la JIRAMA, aux résultats de l'enquête MTF et aux statistiques de l'ADER pour les mini-réseaux existants. En outre, les résultats de l'enquête sur les dépenses énergétiques ont également été comparés à d'autres enquêtes menées en Afrique de l'Est, de l'Ouest et du Sud afin d'évaluer le caractère raisonnable des résultats.

Deuxièmement, les règles de routage à la base de la modélisation géospatiale, utilisées pour définir les caractéristiques du réseau électrique, ont été définies de manière à intégrer l'incertitude, équivalant approximativement à une augmentation de la charge d'un facteur de 15 à 25 %. En d'autres termes, les réseaux de distribution BT et MT ont été conçus avec des sections de conducteurs capables d'accommoder facilement des charges dépassant les valeurs projetées de 25 % ou plus, garantissant ainsi un niveau élevé de fiabilité, une résilience adéquate face à d'importants transitoires dans les réseaux de distribution, et assurant une qualité de service élevée.

Par conséquent, la conception du réseau électrique dérivée du modèle géospatial, bien qu'elle dépende de la consommation d'énergie supposée, est suffisamment robuste pour s'adapter à une

augmentation ou à une diminution de 15 à 25 % de la consommation d'énergie sans qu'il soit nécessaire d'apporter des changements à l'infrastructure de distribution. Cette approche est conforme aux meilleures pratiques en matière de planification de l'accès à l'électrification et de planification à long terme des services publics d'électricité. Elle garantit que l'infrastructure électrique est conçue pour rester fiable et économique dans une variété de scénarios futurs, qui ne peuvent pas tous être prévus au moment de l'analyse.

Cependant, il ne serait pas nécessaire d'ajuster les plans de densification ou d'expansion du réseau dans les modèles géospatiaux pour tenir compte d'une augmentation ou d'une diminution de 15 % de la consommation d'énergie. De ces deux scénarios, le plus sévère serait l'augmentation de 15 %, qui porterait la charge à plus de 50 % de la capacité nominale, mais qui laisserait une marge suffisante pour qu'il n'y ait pas de changement significatif dans la qualité de l'énergie et donc pas de risque de surcharge des circuits ou des composants du réseau de distribution. Le système dispose donc d'une marge de conception adéquate pour faire face à une augmentation de 15 % de la consommation unitaire. Comme pour d'autres aspects de la planification géospatiale, on suppose que la JIRAMA a alloué suffisamment de ressources à la planification de la production à long terme et aux réserves opérationnelles pour que ses centrales électriques puissent supporter une augmentation de la consommation de 15 % sans délestage ou coupure généralisée.

En ce qui concerne la conception des mini-réseaux, Le PEI comprend la conception des systèmes de distribution et de production. Comme indiqué plus haut, l'infrastructure de distribution de ces mini-réseaux est conçue conformément aux normes du réseau national et avec une marge suffisante pour maintenir la fiabilité. Les ajustements de la consommation d'énergie auront toutefois un impact sur la conception des composants de production, de stockage et de contrôle. Heureusement, les mini-réseaux ont été dimensionnés en supposant une croissance annuelle de la population de 2,4 % et une croissance annuelle de la charge de 3 % entre 2023 et 2030. L'analyse de la conception des composants des mini-réseaux a été réalisée sur la base des prévisions de consommation pour 2030. Par conséquent, les résultats des mini-réseaux présentés dans le rapport dépassent la consommation actuelle de toutes les communautés de mini-réseaux. En outre, une fois ces mini-réseaux mis en place, leurs opérateurs disposeront de plusieurs années de données opérationnelles pour évaluer si les prévisions de charge pour 2030 sont suffisamment précises pour permettre une exploitation rentable, ou si des ajustements doivent être apportés à la capacité de production ou à la stratégie opérationnelle.

Pour les mini-réseaux de moyenne tension, l'augmentation de la consommation d'énergie de 15 % sans redimensionnement de la centrale électrique a entraîné une réduction de la fraction d'énergie renouvelable de 90,7 % à 85,1 %, ce qui a conduit à une augmentation de 87 % de la consommation de carburant diesel. Cependant, l'impact net sur le coût actualisé de l'énergie (LCOE) n'était que de 0,008 \$/kWh. Dans le cas où la demande a diminué de 15 %, le RF est passé à 94,4 % et la consommation de carburant a diminué d'environ 50 %.

Pour les mini-réseaux BT, l'augmentation de la consommation d'énergie de 15 % sans redimensionnement de la centrale électrique aura également des incidences opérationnelles. Étant donné que les mini-réseaux BT dans le cas de base étaient des systèmes solaire/batterie sans production thermique, le système sera plus sensible à l'erreur de prévision de la consommation. En fait, l'augmentation de 15 % de la consommation entraîne 7,8 % de temps d'arrêt dans le mini-réseau solaire/batterie, contre 4,5 % dans le cas de base. Cela représente une perte de revenus de

plus de 3 % pour l'opérateur du mini-réseau, ce qui aura un impact négatif sur la rentabilité. Pour une réduction de 15 % de la consommation du mini-réseau BT, la charge non satisfaite est divisée par deux et passe à 2,1 %, ce qui améliore la fiabilité pour tous les consommateurs.

En ce qui concerne les SPI, étant donné que tous les foyers reçoivent des systèmes solaires de niveau 2 dans le scénario de référence, on prévoit qu'une augmentation de 15 % de la consommation d'électricité pourrait obliger les foyers à investir dans un système solaire de niveau 3, ce qui est probablement inabordable pour de nombreux foyers ruraux. Par ailleurs, une réduction de la demande de 15 % n'aurait pas d'impact sur les utilisateurs de systèmes d'énergie solaire, puisque leur système serait surdimensionné par rapport à leurs besoins énergétiques, et qu'ils pourraient offrir l'énergie excédentaire à leurs amis ou voisins pour l'éclairage ou le chargement de téléphones portables.

Utiliser le niveau 1 comme niveau minimum de service pour soutenir l'accès universel.

Comme présenté dans l'analyse financière, le coût anticipé pour l'accès à l'électricité dans les zones rurales de Madagascar via le SPI de niveau 2 est de 350 dollars par système solaire autonome / SPI ou 1,56 milliard de dollars pour 4,4 SPI. Si le gouvernement malgache devait financer 180 dollars par système, le coût serait de 802 millions de dollars en considérant une subvention de 180 dollars par système. Ces coûts sont très élevés, et il serait donc utile d'explorer des options alternatives moins coûteuses.

Une approche courante dans les programmes d'électrification universelle consiste à établir un niveau de service minimum inférieur. De nombreux pays, dont le Kenya, l'Ouganda, la Tanzanie, le Malawi et d'autres, ont déterminé que les solutions solaires de niveau 1 suffisent à satisfaire les besoins électriques minimum de la majorité des foyers ruraux. Abaisser le niveau minimum de service du niveau 2 au niveau 1 permettra au gouvernement malgache de réduire les coûts des systèmes solaires autonomes de 49 %. De plus, proposer des services de niveau 1 en remplacement des systèmes solaires vieillissants ou défaillants dans les communautés rurales serait une option beaucoup plus abordable et populaire pour maintenir l'accès à l'électricité.

Une comparaison des économies qui peuvent être réalisées en changeant le niveau minimum de service de Tier 2 à Tier 1 est illustrée dans le tableau 21 ci-dessous. Notez que dans le scénario de niveau 1, la contribution du gouvernement malgache est réduite de 50 % et les paiements des consommateurs finaux pour le remplacement du SPI sont beaucoup plus raisonnables pour les foyers malgaches.

Tableau 21. Besoins de financement pour réaliser l'accès universel d'ici 2040

Type de SPI	Connexions	Coût total du capital	Coût par connexion (USD)	Financement du GdM (USD)	Secteur privé (USD)	Contributions des consommateurs (USD)
Coûts du programme d'électrification des systèmes de chauffage et de ventilation de niveau 2						
Systèmes PV Individuels (SPI)	4,456,299	\$1,559,704,692	\$ 350	\$802,133,842	\$ 646,163,372	\$ 111,407,478
Remplacement des SPI	2,628,074	\$ 919,825,844	\$350	\$	\$183,965,169	\$735,860,675
Total	7,084,373	\$2,479,530,536		\$802,133,842	\$830,128,541	\$847,268,153
Coûts du programme d'électrification des systèmes de chauffage et de climatisation de niveau 1						
Systèmes PV Individuels (SPI)	4,456,299	\$802,133,842	\$180	\$401,066,921	\$ 289,659,443	\$111,407,478
Remplacement des SPI	2,628,074	\$473,053,291	\$180	\$	\$ 183,965,169	\$289,088,122
Total	7,084,373	\$1,275,187,133		\$401,066,921	\$473,624,612	\$400,495,600

Considérer tous les mini-réseaux comme étant avec une fraction renouvelable de 75 %, ce qui suppose que les mini-réseaux à Madagascar utiliseront une architecture hybride solaire-diesel-stockage pour produire de l'électricité.

Dans l'analyse des mini-réseaux MT, la capacité des centrales étant considérablement plus grande (à l'échelle du mégawatt) que celle des mini-réseaux typiques, ces mini-réseaux sont considérés comme hybrides dans l'analyse du cas de base. Cependant, les 2 852 mini-réseaux BT ont été simulés comme étant entièrement renouvelables avec une fraction renouvelable de 100 % et uniquement des équipements solaires et de batterie. Il n'y a aucune production thermique sur site pour des raisons de fiabilité. Pour que ces mini-réseaux entièrement renouvelables soient abordables, avec des dépenses d'investissement comparables à celles d'un mini-réseau hybride de capacité équivalente, la capacité des équipements solaires et des batteries devrait être réduite pour offrir une fiabilité inférieure à 100 %. Ainsi, les mini-réseaux entièrement renouvelables présentent un compromis en ce qui concerne la disponibilité du système. Ceci se traduit par un déficit de capacité d'environ 8 %, ce qui signifie que les réserves opérationnelles sont insuffisantes pour assurer un fonctionnement fiable dans certaines conditions météorologiques et de charge. De plus, il y a une demande d'électricité non satisfaite de 4 % par an, ce qui pourrait entraîner le mécontentement des clients et se traduire par une perte de revenus proportionnelle pour l'opérateur du mini-réseau.

Pour analyser les économies potentielles liées à l'hybridation des mini-réseaux BT, des modèles HOMER ont été générés et comparés pour trois mini-réseaux BT du portefeuille : le mini-réseau BT de la capacité médiane, le mini-réseau BT de la capacité maximale et un mini-réseau intermédiaire représentant le quartile supérieur (75th percentile) de la capacité des mini-réseaux BT dans le portefeuille. Étant donné que la capacité minimale d'un mini-réseau BT selon les critères d'analyse est de 100 structures des bâtiments et que la médiane n'est que de 126 structures (2023), le site médian est considéré comme représentatif des mini-réseaux plus petits du portefeuille également. Les résultats de la simulation HOMER sont présentés dans le tableau 22.

Attribut	MG moyen		Quartile Supérieur		MG le plus grand	
	100% RF	Hybride	100% RF	Hybride	100% RF	Hybride
Demande de pointe 2030 (kW)	20,2	20,2	24,2	24,2	66,4	66,4
Total HH/Structures 2030	149	149	182	182	516	516
Facteur de charge	33%	33%	33%	33%	33%	33%
Consommation (kWh/j)	182	182	193	193	530	530
Capacité du champ PV (kWp)	57,6	50,3	67,1	61,7	148	140
Capacité de l'onduleur PV (kW)	77,8	67,9	90,6	83,3	199,8	189
Capacité BESS (kWh)	145	117	162	135	367	356
Capacité de l'onduleur de batterie (KVA)	24,8	20,5	25,2	24,4	70,6	66,8
Capacité du générateur diesel (kVA)	0	25	0	30	0	80
LCOE (\$USD)	0,473	0,512	0,448	0,497	0,364	0,419
Fraction Renouvelable (%)	100,00%	91,00%	100,00%	92,20%	100,00%	94,20%
CAPEX initial (\$USD)	182614	173299	206229	205304	450475	484027
Excédent d'énergie (%)	40,40%	32,50%	42,30%	37,20%	33,00%	29,00%
Charge non satisfaite (%)	4,35%	0,00%	4,45%	0,00%	3,79%	0,00%
Pénurie annuelle de capacité (%)	8,08%	0,00%	8,03%	0,00%	7,59%	0,00%
Consommation de combustible (L/an)	0	2564	0	2667	0	4826

Localisation du mini-réseau			
------------------------------------	---	--	---

Si l'on généralise ces résultats à l'ensemble du portefeuille des mini-réseaux BT, il est possible d'obtenir des améliorations significatives. Tous les mini-réseaux connaîtraient une augmentation de leur fiabilité grâce à la disponibilité de la production d'énergie renouvelable sur site. Cependant, les émissions de gaz à effet de serre resteraient relativement faibles. L'analyse HOMER a montré que, malgré l'exigence d'une fraction renouvelable d'au moins 75 %, les mini-réseaux optimaux pour ces réseaux atteignent en réalité une fraction renouvelable de 91 % à 94 %. Cela suggère qu'un niveau de service élevé peut être maintenu avec une part très élevée d'énergie renouvelable dans les mini-réseaux hybrides.

De plus, les mini-réseaux hybrides BT permettent de réduire légèrement les coûts d'investissement des panneaux solaires (8 %) et des batteries (17 %), tout en assurant une fiabilité plus élevée du réseau et une part d'énergie renouvelable dépassant les 90 %. Que ce soit dans le cas entièrement renouvelable ou dans le cas hybride, le nombre total de bénéficiaires d'ici 2030 reste le même : 468 159 connexions. Le coût initial (CAPEX) dans le cas entièrement renouvelable s'élève à 667 millions de dollars, avec une indisponibilité de plus de 4 %, tandis que le cas hybride présente un CAPEX initial de 718 millions de dollars (hors frais de carburant diesel) avec une indisponibilité de 0 %.

En outre, SEforALL a sollicité l'analyse de deux autres facteurs de sensibilité dans le cadre de l'analyse de l'électrification. La première porte sur le potentiel des centrales hydroélectriques à fournir des systèmes de production pour les mini-réseaux isolés. Le second porte sur l'impact des utilisations productives de l'électricité dans le secteur agricole sur la planification de l'électrification. Les approches pour aborder ces deux facteurs de sensibilité et leurs analyses seront incluses dans le rapport final sur l'électrification ainsi que dans le rapport final consolidé.

RECOMMANDATIONS

Madagascar, le deuxième plus grand pays insulaire du monde, abrite une population de moins de 30 millions d'habitants, mais fait face à l'un des taux de pauvreté les plus élevés d'Afrique australe. Le taux d'électrification actuel s'élève à environ 35 % (en 2023, selon le rapport Tracking SDG7), tandis que l'accès à des moyens de cuisson propres est encore plus limité, touchant seulement 12% des foyers malgaches. Face à ces défis qui touchent les secteurs de l'énergie, de la santé et de l'agriculture à Madagascar, SEforALL et le Gouvernement Malgache ont élaboré ce Programme d'Électrification Intégré (PEI) pour fournir une analyse globale de l'électrification, de la cuisson propre et de la chaîne du froid. L'objectif est de favoriser un accès accru à l'énergie moderne et aux services connexes pour les communautés urbaines, périurbaines et rurales à travers tout Madagascar.

Dans cette optique, un ensemble de recommandations stratégiques clés est proposé en complément de la planification de l'électrification présentée dans ce rapport. Ces recommandations sont organisées par modalité d'électrification.

Densification : En 2022, la JIRAMA comptait 621 776 clients, dont 95 % étaient des clients résidentiels. Les données de la JIRAMA révèlent que près de 100 501 consommateurs ont été raccordés entre 2018 et 2022, soit environ 20 000 par an. Le potentiel de densification est le plus élevé dans les zones urbaines et périurbaines de Madagascar, avec la région d'Analamanga, comprenant Antananarivo, représentant 38 % du potentiel de densification nationale. Comme illustré dans le tableau 23 ci-dessous, les besoins en investissements en capital (CAPEX) pour la densification sont estimés à moins de 560 millions de dollars US, ce qui équivaut à 9 % du budget total en CAPEX nécessaire pour atteindre l'objectif de l'accès universel d'ici 2030. Il est important de noter que ces 9 % du budget total en CAPEX peuvent permettre de réaliser environ 1,6 million de nouvelles connexions, soit 14 % du nombre total de connexions requises pour atteindre cet objectif. L'efficacité financière de la densification parmi les modalités d'électrification souligne l'importance pour la JIRAMA de poursuivre activement un programme de densification, comme prévu dans le cadre de LEAD. Toutefois, il est crucial de souligner que l'expansion des connexions doit s'accompagner d'une expansion équivalente des améliorations des infrastructures de production, de transmission et de distribution afin de garantir la qualité de l'énergie et la disponibilité de l'approvisionnement, que ce soit dans les réseaux interconnectés de la JIRAMA ou dans les systèmes isolés. En ce qui concerne la densification des réseaux isolés, la JIRAMA devra réaliser une évaluation globale de l'état de ces réseaux en termes d'actifs de production et de distribution. Cette évaluation est essentielle pour déterminer si des réhabilitations sont nécessaires afin d'assurer la qualité de l'énergie et la disponibilité de l'approvisionnement avant de lancer un

programme de densification. De plus, la JIRAMA devra s'engager dans des efforts visant à réduire les pertes non techniques, à mener des examens approfondis des coûts des services, et à mettre en œuvre d'autres mesures pour assurer sa stabilité financière, ce qui lui permettra d'élargir sa base de consommateurs de manière durable.

Extension du réseau : L'extension du réseau offre la possibilité de fournir des raccordements à environ 1 million de nouveaux utilisateurs, compte tenu de la capacité actuelle du réseau. Cependant, il est impératif que l'expansion des connexions s'accompagne d'un renforcement équivalent des infrastructures de production, de transmission et de distribution afin de garantir la qualité de l'énergie et la disponibilité de service. Actuellement, le réseau national de la JIRAMA est relativement limité et présente des capacités de transmission restreintes. Par conséquent, l'extension du réseau dans le cadre du PEI est limitée à une distance de 15 km de l'infrastructure MT existante. Pour étendre ses réseaux vers des zones plus éloignées, la JIRAMA pourrait devoir envisager des moyens de renforcer la tension sur ses lignes de distribution, y compris l'utilisation des systèmes de production distribuée et d'équipements de puissance réactive. Ces investissements pourraient faciliter une extension plus longue et rentable du réseau MT, mais nécessiteront un financement supplémentaire pour mettre en œuvre ces nouveaux actifs. L'extension du réseau est néanmoins une option moins coûteuse pour électrifier les communautés et les installations situées à proximité d'infrastructures existantes en bon état de fonctionnement. Cependant, en raison des contraintes financières actuelles de la JIRAMA, le rythme et l'ampleur du programme d'extension du réseau doivent être adaptés à la réalité du terrain.

De plus, les modèles du PEI permettent d'envisager l'extension du réseau à partir des 96 réseaux isolés de la JIRAMA, dans le but de promouvoir un accès à l'électricité à moindre coût pour les communautés avoisinantes actuellement non desservies par la JIRAMA. Cependant, avant de planifier l'extension de ces sites, la JIRAMA devra effectuer une évaluation complète de l'état des réseaux isolés, tant du point de vue de la production que de la distribution, afin de déterminer si ces systèmes doivent être réhabilités pour garantir la qualité de l'électricité et la disponibilité de l'approvisionnement avant de lancer un programme d'extension. Tout à fait, une autre option que la JIRAMA peut envisager est d'adopter une approche hybride pour l'alimentation électrique de ses réseaux isolés. Cette approche vise à réduire les coûts liés au carburant, les dépenses opérationnelles et les émissions de gaz à effet de serre (GES) associées à l'utilisation actuelle de petits générateurs diesel pour alimenter ces réseaux isolés - une démarche qu'elle engage maintenant.

La JIRAMA pourrait entreprendre certaines mesures préliminaires pour se préparer à un programme d'expansion du réseau. Ces mesures pourraient inclure 1) La numérisation des compteurs de transmission, de distribution et des clients, ce qui permettrait d'obtenir des plans de distribution et de transmission plus précis et utilisables. 2) La réalisation d'une étude sur le coût du service et l'amélioration de la méthodologie tarifaire pour renforcer la viabilité financière, tout en tenant compte des contraintes d'accessibilité pour les consommateurs, qui est censé être en cours d'élaboration à la fin de 2023 dans le cadre du projet intitulé "Elaboration des textes réglementaires encadrant la régulation des tarifs de vente de l'électricité à Madagascar", 3) La mise en place de programmes de lutte contre les pertes non techniques, visant à mesurer et à réduire activement ces pertes, transformateur par transformateur.

Il est important de noter que cette liste d'actions n'est pas exhaustive, mais elle constitue un point de départ pour permettre à la JIRAMA de prendre des décisions éclairées en vue d'investir dans l'expansion du réseau dans un avenir proche.

Mini-réseaux : Les résultats du PEI ont révélé un potentiel significatif pour les mini-réseaux MT à grande échelle, d'une capacité de l'ordre du mégawatt, ainsi que pour les mini-réseaux BT de taille communautaire, pouvant desservir des centaines de clients. Une part substantielle du budget total en capital (CAPEX) nécessaire pour atteindre l'accès universel pourrait être allouée au développement de ces mini-réseaux, représentant 45 % des besoins totaux en CAPEX, soit plus de 3,1 milliards de dollars US. Avant d'entreprendre de tels investissements d'envergure, plusieurs mesures stratégiques doivent être prises pour garantir que les investissements dans les mini-réseaux produisent l'impact durable prévu. Ces mesures incluent l'évaluation et la normalisation des normes de conception des systèmes et des spécifications des matériaux, le développement d'une approche globale pour définir les zones de service, basée sur le processus AP en cours au sein de l'ADER, ainsi que la continuation de la rationalisation des tarifs des mini-réseaux et la méthodologie tarifaire transparente et équitable pour les développeurs et les consommateurs.

En ce qui concerne l'environnement propice aux mini-réseaux, Madagascar se situe dans la moitié inférieure des pays, obtenant un score RISE de 52 sur une échelle de 100 points. Les indicateurs RISE (Réglementation, Incitations, Stabilité, Évaluation) sont un cadre utilisé pour analyser et comparer les réglementations en place en matière de développement des mini-réseaux³⁹. Une réglementation tarifaire claire pour les mini-réseaux permet d'établir des critères de viabilité plus clairs pour les développeurs de mini-réseaux tout en offrant une protection des consommateurs plus uniforme pour les clients des mini-réseaux. Ainsi, la surveillance réglementaire, la protection des consommateurs et l'homogénéisation des structures tarifaires pourraient profiter au secteur hors réseau au fur et à mesure de son développement. Il est également important de prendre en compte la nécessité pour le secteur privé d'obtenir un retour sur investissement raisonnable, tout en garantissant l'accessibilité aux membres de la communauté à faible revenu. Madagascar est l'un des premiers pays d'Afrique subsaharienne à bénéficier du FRB (Fonds de roulement du Bâtiment) aux développeurs de mini-réseaux. Ce type de programmes a joué un rôle crucial dans l'accélération du secteur des mini-réseaux à Madagascar et devrait être maintenu et élargi pour atteindre les objectifs de déploiement spécifiés dans Le PEI.

Les Systèmes Photovoltaïques Individuels (SPI), notamment les systèmes solaires domestiques devraient jouer un rôle central dans la réalisation des objectifs d'électrification universelle. Leur facilité de reproduction et de distribution à large échelle pour répondre à divers besoins en électricité, combinée à leur capacité à fournir de l'électricité dans des environnements variés, qu'ils soient urbains, ruraux ou éloignés, en font un outil puissant pour relever le défi de l'accès à l'énergie. Cependant, pour exploiter pleinement ces avantages, il est essentiel de mettre en place des politiques et des programmes garantissant l'achat et la vente de produits de haute qualité. Il est également crucial de prendre en compte le remplacement des systèmes obsolètes dans le financement des programmes, ainsi que la désactivation ou la réaffectation durable des systèmes existants, parmi d'autres considérations importantes. Le secteur privé devrait jouer un rôle majeur en mettant des SPI à disposition sur le marché. Cependant, il est nécessaire de concevoir des

³⁹ ESMAP, Mini Grids for Half a Billion People, 2022 (mini-réseaux pour un demi-milliard de personnes).

politiques et des programmes visant à garantir la disponibilité de capitaux suffisants pour répondre à l'ampleur des besoins, à assurer la qualité des produits et à éviter que les nouvelles connexions solaires autonomes ne soient installées uniquement dans des zones déjà électrifiées. Il est donc impératif de mettre en place un programme conçu pour permettre aux SPI de répondre aux besoins des consommateurs ruraux et isolés, qui risqueraient autrement d'être négligés.

Tableau 23. Exigences pour atteindre l'accès universel d'ici 2030

Modalité d'électrification	Total des connexions futures	% du total des connexions futures	Total CAPEX	% du CAPEX total
Densification	1,598,572	14%	\$599,464,500	9%
Extension du réseau	1,034,027	9%	\$762,662,830	11%
MT Mini-Réseaux	1,435,019	12%	\$2,522,679,025	36%
BT Mini-Réseaux	466,122	4%	\$667,221,243	9%
Solaire PV Individuel (SPI)	4,453,214	38%	\$1,558,624,896	22%
Remplacement SPI	2,628,074	23%	\$919,825,844	13%
Total	11,615,027		\$7,030,478,338	

D'autres considérations transversales relatives à la mise en œuvre stratégique du PEI sont à prendre en compte :

- Il est impératif de mettre en place une stratégie d'électrification claire et efficace ainsi qu'un cadre de gestion du programme pour garantir la mise en œuvre coordonnée et efficace de diverses activités complémentaires en vue d'assurer une progression régulière de l'électrification. Bien qu'une unité de planification ait été créée au sein du MEH, les mécanismes, procédures et pratiques essentiels pour planifier, financer et développer l'expansion de l'électrification de manière efficace ne sont pas encore pleinement opérationnels. En d'autres termes, des modifications substantielles et une coordination accrue seront nécessaires pour soutenir l'ampleur des activités désormais requises.
- Un SIG holistique et intégré est nécessaire pour guider l'accès à l'électrification et la planification de l'expansion à travers le MEH, la JIRAMA et l'ADER. Alors que Le PEI fournira la base de données et la plateforme de visualisation web nécessaires à la planification géospatiale initiale de l'électrification, l'étape suivante consiste à développer un SIG adéquat pour héberger et maintenir les ensembles de données spatiales liées à l'expansion de chaque modalité d'électrification et pour suivre les investissements et les lacunes dans l'accès à l'échelle nationale.
- Il est recommandé que le SIG soit géré par ADER, avec des flux de travail de partage de données entre la JIRAMA et le MEH. Le principal défi pour le SIG sera de définir les processus nécessaires pour collecter régulièrement des données afin de s'assurer que la base de données est à jour. Cela nécessitera que la JIRAMA numérise entièrement son système de distribution, que les mini-réseaux du secteur privé numérisent leurs systèmes, et qu'un processus soit mis en place pour capturer toutes les nouvelles infrastructures d'électrification de manière géospatiale.
- Les niveaux de consommation d'énergie dans les zones rurales de Madagascar, tels qu'identifiés par les enquêtes sur les dépenses énergétiques, peuvent ne pas être suffisants pour susciter l'investissement du secteur privé dans ces régions, en particulier si

les solutions envisagées impliquent l'utilisation de ressources solaires et/ou hydroélectriques pour la fourniture d'électricité. L'expansion de l'électrification dans les zones à faibles revenus nécessitera donc des subventions plus élevées et des programmes d'incitation afin d'atteindre les niveaux de croissance définis par Le PEI.

- L'aspect financier pose un risque significatif qui nécessitera une approche de partage des coûts impliquant la JIRAMA, le gouvernement malgache, les investisseurs privés, les autorités locales et les consommateurs. Cette démarche devra reposer sur des initiatives ambitieuses visant à améliorer l'efficacité, à réaliser des économies d'échelle et, en fin de compte, à répartir les charges financières équitablement. L'ampleur de l'investissement global et la capacité des investisseurs privés à mobiliser les fonds nécessaires suscitent des préoccupations supplémentaires quant à la réalisation des objectifs très ambitieux en matière d'expansion de l'électrification définis dans ce document.
- Il est essentiel d'améliorer l'intégration et l'utilisation des outils de planification spatiale et non spatiale au sein du MEH, de l'ADER et de la JIRAMA pour une coordination plus efficace en vue de la réalisation des objectifs nationaux en matière d'électrification. Actuellement, l'utilisation de plateformes et de données géospatiales est relativement limitée au sein de chaque agence, ce qui entrave la planification à l'échelle nationale et la résolution des importantes lacunes d'accès qui doivent être comblées.
- L'analyse de l'électrification et les recommandations présentées dans ce rapport sur l'électrification du PEI de Madagascar visent à soutenir l'amélioration de l'élaboration des politiques en matière d'énergie et d'électrification. Ce rapport constitue également une référence publique pour les investissements dans les ressources énergétiques destinées aux entreprises et aux communautés malgaches. Il vise à aider les parties prenantes publiques et privées à identifier les approches optimales pour améliorer l'accès à l'énergie et la prestation de services.

ANNEXE

A1 - Règles de routage pour Madagascar

Plan d'énergie intégré de Madagascar (Madagascar Integrated Energy Plan)

Règles d'acheminement de l'électrification universelle

Préparé par : NRECA International, juin 2023

Préface

La discussion suivante explique la méthodologie proposée par NRECA International pour la modélisation géospatiale de l'électrification pour le PEI (Madagascar Integrated Energy Plan). Le traitement géospatial consiste en de multiples étapes séquentielles, comme documenté dans le rapport de démarrage. Tout d'abord, les structures sont regroupées en réseaux BT au niveau du transformateur, regroupées pour minimiser les pertes techniques et affectées à la consommation d'énergie et à la demande de pointe. Ensuite, les réseaux MT sont acheminés le long des routes existantes pour interconnecter les groupes dans un algorithme d'optimisation à moindre coût. Enfin, les grappes sont différenciées en fonction de la modalité d'électrification à moindre coût : densification du réseau, expansion du réseau, mini-réseaux et SPI.

Les hypothèses et la méthodologie détaillées pour chaque étape de l'analyse sont fournies.

Paramètres de regroupement

L'algorithme de mise en grappe reliera les bâtiments (toits) en grappes qui serviront de base à l'analyse de l'électrification. Les principaux paramètres pour établir les grappes d'électrification sont définis ci-dessous.

Rayon de regroupement

Le regroupement se fait sur la base du nombre de foyers dans un rayon de 600 m autour de l'emplacement d'un transformateur. Pour déterminer le nombre de foyers dans une grappe, le nombre de toits visibles dans la grappe sera multiplié par le ratio foyers/toits comme suit :

Ratio foyers/toits : 1,04 (foyers/structure numérisée)

Ce ratio est utilisé pour déterminer le nombre de consommateurs représentés par chaque structure numérisée dans la base de données géoréférencées (géodatabase). Généralement, le ratio est inférieur à 1 dans les zones rurales, où les foyers individuels peuvent comprendre plusieurs structures, tandis que le ratio est supérieur à 1 dans les zones urbaines en raison des logements multifamiliaux. Pour Le PEI de Madagascar, NRECA a évalué les valeurs de la population et des foyers de 2018 par district et région à partir du RGPH et a calculé les valeurs de 2023 en utilisant le taux de croissance de la population de 2,4 %. Les estimations 2023 des foyers par district et

région ont été comparées au nombre de structures numérisées (2023) par région, ce qui a donné une moyenne nationale de 1,04 foyer par structure. Un ratio de 1,04 foyer par structure sera utilisé comme moyenne nationale pour le regroupement, cependant NRECA peut différencier cette valeur par région dans l'analyse finale de l'électrification par district et région.

Formule de demande

La demande de la grappe à des fins de conception doit être calculée à l'aide de l'équation de demande REA :

$$\text{Demande} = C * (1 - 0.4 * C + 0.4 * (C^2 + 40)^{0.5}) * 0.0059256 * B^{0.885}$$

Où ?

C = Le nombre de consommateurs dans la grappe (= toits * 1,04)

B = La consommation moyenne pondérée de 26 kWh/mois/consommateur pour la dixième année du projet pour les structures situées à plus de 15 kilomètres des réseaux/systèmes de distribution connus de la JIRAMA.

B = La consommation moyenne pondérée de 61 kWh/mois/consommateur pour la dixième année du projet pour les structures situées à moins de 15 kilomètres des réseaux/systèmes de distribution connus de la JIRAMA, et (voir les annexes A1 et A2 pour les hypothèses de consommation moyenne pondérée).

Taille des grappes : urbaines et périurbaines

Pour les structures situées à moins de 15 km des réseaux de la JIRAMA - Le nombre minimum autorisé de toits dans le groupe est de 10. Un transformateur de 15 kVA sera ainsi chargé à 35 % de sa puissance nominale à la dixième année. Les groupes de moins de 10 toits doivent être repensés ou désignés comme Systèmes Photovoltaïques Individuels (SPI).

Taille des grappes : rurale

Extension du réseau : Pour les structures situées à plus de 15 km des réseaux de la JIRAMA - Le nombre minimum autorisé de toits dans la grappe est de 40. Un transformateur de 15 kVA sera ainsi chargé à 35 % de sa capacité à la dixième année. Les grappes comportant moins de 40 toits doivent être repensées ou attribuées à des SPI. Les mini-réseaux avec des grappes totales dans un rayon de 1000 m avec moins de 100 toits doivent être repensés ou assignés à des SPI.

Affectation et dimensionnement des transformateurs

Les transformateurs desservant les grappes doivent être dimensionnés de manière à être chargés à 50 % à l'année 10, comme calculé ci-dessus (voir le tableau de la demande, annexes A1 et A2). Cela permet une plus grande flexibilité dans le plan de cuisson propre pour des hypothèses de cuisson électronique plus élevées sans revoir la conception du système de distribution. La plus

petite taille de transformateur autorisée est un transformateur monophasé de 15 kVA. Les transformateurs de 15 kVA et 25 kVA seront monophasés, car les transformateurs monophasés sont préférables pour des raisons économiques. Les transformateurs de plus de 25 kVA seront triphasés, avec une taille minimale de 50 kVA. Les transformateurs ne doivent pas être situés aux intersections de rues ou de routes, mais au milieu d'un pâté de maisons, de manière à ce que le transformateur ait deux sorties, chacune couvrant une charge à peu près égale. Les tailles de transformateurs autorisées sont les suivantes :

- a. 15 kVA - Monophasé 20kV/230-460V
- b. 25 kVA - Monophasé 20kV/230-460V
- c. 50 kVA - Triphasé 20kV/400 simple Montage sur poteau
- d. 100 kVA - Triphasé 20kV/400V
- e. 200 kVA - Triphasé 20kV/400V

Utilisation productive de l'énergie et charges industrielles

Les clients industriels doivent être localisés manuellement en tant que points fixes à partir des enquêtes, qui n'ont pas été réalisées au cours de cette phase de pré faisabilité. Si le consommateur est identifié comme une usine, la demande de charge ponctuelle est supposée être de 25 kW, et un transformateur dédié triphasé de 50 kVA sera installé sur le site. À des fins d'estimation de la charge, seuls les consommateurs industriels identifiés lors de la future enquête sur le terrain doivent être pris en compte. Ces hypothèses seront revues en fonction des résultats de la collecte des données primaires et de l'analyse des dépenses énergétiques.

Niveau de tension BT

La tension BT est de 400/230V pour la BT triphasée et de 230V monophasée pour la BT monophasée.

Niveaux de demande et dimensionnement des transformateurs

Les tableaux de la demande pour le regroupement et l'attribution des transformateurs figurent aux annexes A1 et A2, le tableau des coûts pour tous les équipements est joint à l'annexe A3, et les hypothèses de charge sont jointes aux annexes A4 et A5.

Paramètres de définition de l'acheminement BT/MT

Une fois les groupes entièrement définis, un algorithme de routage BT suivra les emprises routières existantes pour amener le réseau BT à une distance acceptable de chaque structure convenant à un branchement de client et à une connexion avec compteur. Un algorithme distinct définira le routage MT pour interconnecter les grappes. L'itinéraire MT suivra également les routes existantes et autres droits de passage publics, en évitant l'eau, les zones naturellement protégées et d'autres obstacles prédéfinis.

Les algorithmes de routage MT et BT attribueront des coûts supplémentaires à chaque connexion additionnelle à l'expansion du réseau. Ainsi, les algorithmes sont capables d'attribuer des coûts

cumulés à chaque extension proposée du réseau et de déterminer quand une nouvelle extension devient prohibitive en termes de coûts par rapport aux modalités d'électrification hors réseau.

Acheminement de basse tension (BT)

BT doit être acheminé comme suit :

- a. La BT triphasée doit être utilisée pour la BT dans les groupes qui nécessitent des transformateurs triphasés. Le conducteur des lignes BT triphasées est un câble à isolation torsadée avec neutre porteur de 54,6 mm² pour tous les transformateurs triphasés. Les transformateurs triphasés doivent avoir au moins deux circuits BT et pour un transformateur de 50 kVA ou 100 kVA, deux circuits ABC 54,6 mm² sont suffisants. Pour les groupements qui ont besoin d'un transformateur de plus de 100 kVA dans un rayon de 600 m, un transformateur de 200 kVA peut être installé, mais il faudra plus de deux circuits BT au départ du transformateur. Un total de deux lignes BT peut être placé sur un seul poteau, de sorte qu'un seul transformateur peut desservir jusqu'à 4 circuits BT, même s'il se trouve au centre du bloc. Les limites de charge pour un conducteur BT triphasé ABC 54,6 mm² quadruplex et un rayon de service de 600 m sont de 45 kW par circuit BT. Les transformateurs triphasés avec un rayon de service de 600 m nécessitent donc le nombre suivant de circuits BT :
 - i. 50 kVA : 1 circuit, mais 2 sont préférables.
 - ii. 100 kVA : 2 circuits
 - iii. 200 kVA : 4 circuits
- b. La BT monophasée conçue pour un service monophasé de 230V peut être utilisée pour les groupes qui nécessitent des transformateurs monophasés de 25kVA ou moins et doit être un câble autoportant à isolation torsadée ABC 35mm². La limite de charge pour ABC 35mm² avec un rayon de service de 600m est de 12 kW par circuit BT. Il doit y avoir deux circuits BT d'ABC 35mm² au départ de tout transformateur monophasé.

Acheminement de moyenne tension (MT)

La tension MT pour le service rural est de 35 kV, 20kV et 15kV dans un système à trois fils non mis à la terre (le neutre du système est mis à la terre dans la sous-station). Les transformateurs monophasés de 15kVA, 25kVA et triphasés de 50kVA sont proposés pour être installés sur un seul poteau afin de réduire les coûts, tandis que les transformateurs de 100kVA ou plus doivent être installés sur des structures en H (2 poteaux). Pour des raisons de coût, nous ne supposons pas de sous-construction des conducteurs BT sur les lignes MT. En d'autres termes, la ligne MT et la ligne BT seront des systèmes distincts avec des lignes de poteaux séparées, qui ne se rejoindront qu'au niveau des transformateurs. Les lignes MT et BT doivent être tracées sur des couches distinctes dans le SIG et les coûts des lignes MT et BT doivent être calculés séparément.

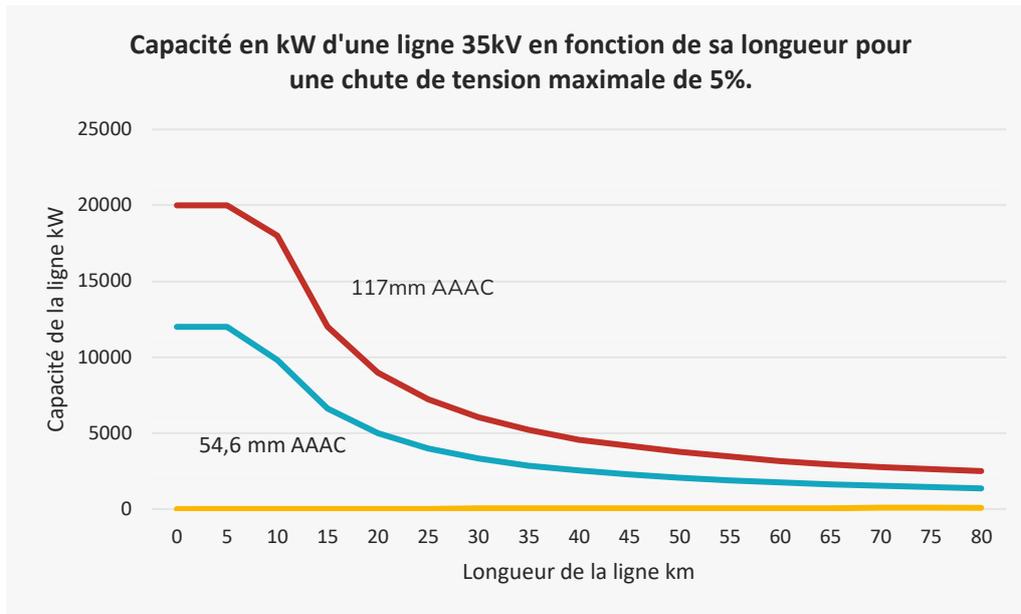
- a. L'acheminement de la MT 20kV se fera comme suit :
 - i. Les lignes principales doivent suivre les routes principales et, dans l'idéal, interconnecter les sous-stations, bien que cela ne soit pas toujours possible car les

sous-stations peuvent être très éloignées les unes des autres. Les communautés situées le long de la route principale seront desservies par la ligne principale.

- ii. Les communautés qui ne se trouvent pas sur la ligne principale doivent être desservies par des lignes latérales raccordées à la ligne principale, et non par une déviation de la ligne principale à travers la communauté. Les lignes secondaires desservant des charges cumulées de 600 kW ou moins au niveau de charge décennal peuvent être des lignes biphasées (phase à phase) s'il n'y a pas de transformateurs triphasés dans les communautés desservies. Pour des raisons économiques, il est préférable d'utiliser des lignes biphasées comme lignes latérales. Il n'y a pas de lignes latérales monophasées à partir d'une ligne à 15 kV. Les lignes secondaires peuvent avoir une longueur maximale de 10 km et leur longueur sera incluse dans la longueur de ligne considérée dans la figure ci-dessous.
 - iii. Les lignes latérales desservant des transformateurs triphasés ou ayant une charge totale supérieure à 600 kW au niveau décennal seront triphasées. Les lignes latérales triphasées doivent également être limitées à 15 km, mais peuvent avoir des charges allant jusqu'à 1000 kW pour le 20kV et 1500 kW pour le 35kV.
- b. La taille des conducteurs pour le MT doit être choisie comme suit :
- i. Les conducteurs de l'alimentation principale doivent être de 117 mm² AAAC.
 - ii. Les conducteurs latéraux triphasés doivent être de 54,6 mm² AAAC
 - iii. Les conducteurs latéraux biphasés (deux fils de phase sous tension) doivent être de 34,4 mm² AAAC (uniquement à partir de 35kV et 20kV).

Capacité des conducteurs et tableau des charges maximales admissibles

Conducteur	Capacité Ampères (MAX)	Charge suggérée à 50 % (ampères)
117mm ² AAAC.	369	
54,6mm ² AAAC	224	112
34,4mm ² AAAC	167	



Paramètres permettant de déterminer la modalité d'électrification dans les groupements hors réseau

A la fin de l'étape précédente, toutes les structures à Madagascar seront numérisées et assignées à une grappe géospatiale optimisée, d'un rayon et d'une densité de population appropriés, avec un dimensionnement des transformateurs et des conducteurs proportionnels à la demande d'électricité dans la grappe. Le routage interne BT optimal a été achevé au sein de chaque cluster et le routage MT optimisé entre les différents clusters est limité par (a) le rayon d'expansion MT maximum (15 km pour 20 kV) et (b) les contraintes de coûts incrémentaux.

Distinction entre l'expansion du réseau et les groupements hors réseau

Lors du routage MT, il sera optimal d'ajouter des grappes supplémentaires au réseau national si le coût différentiel de cette opération est suffisamment faible en termes de dépenses d'investissement (CAPEX) par connexion, ce qui permet des économies d'échelle pour la connexion au réseau. Si le coût CAPEX de l'ajout de la grappe au réseau national est inférieur au CAPEX hypothétique par connexion de la construction de nouveaux mini-réseaux, l'approche la moins coûteuse du point de vue du PEI consistera à ajouter la grappe au réseau de la JIRAMA.

Si le CAPEX par connexion est inférieur à 1 250 \$ par connexion, la grappe sera considérée pour l'expansion du réseau. Si le CAPEX par connexion est supérieur à 1 250 \$ par connexion, la grappe sera considérée pour l'électrification hors réseau.

Nouvelles sources :

Étant donné que le réseau interconnecté de la JIRAMA a une portée géographique assez limitée et que moins de 100 villes isolées sont électrifiées par des réseaux métropolitains autonomes de la JIRAMA, la NRECA a utilisé une méthodologie pour établir de nouveaux sites de production/sous-stations du réseau métropolitain afin d'étendre et d'intensifier les efforts d'électrification dans tout le pays. Ces étapes sont les suivantes :

1. Les résultats de l'analyse de regroupement ont été utilisés pour identifier les régions du pays présentant un nombre important de regroupements mais aucun réseau interconnecté ou isolé existant.
2. Dans ces zones (dont le nombre a été identifié), le(s) centre(s) de population le(s) plus important(s) a(ont) été identifié(s) visuellement à l'aide d'images satellite, puis un site approprié a été trouvé à la périphérie de ce centre de population plus important et le long d'une route principale, qui pourrait servir de site de production/de sous-station approprié.
3. Un nouveau point de production a été créé à ces endroits, à partir duquel une ligne de base de 20 kV a été conçue de manière à pouvoir être utilisée pour acheminer de nouvelles lignes MT afin d'interconnecter les groupes de charge disponibles.

Affinement de l'acheminement des MT :

Compte tenu des caractéristiques variées du terrain à Madagascar, ainsi que des principales zones protégées, des grandes forêts anciennes, des rivières, etc., la NRECA a déployé plusieurs règles de routage géospatial pour affiner les alignements de la ligne MT conçus dans le SIG. En particulier, le tracé de la ligne MT a été limité de manière à ne pouvoir suivre que les routes existantes pour traverser ou pénétrer dans les zones protégées ou les grandes forêts. En outre, les grandes rivières n'ont été traversées que lorsqu'une route et un pont existants étaient supposés exister sur la base des données disponibles. En outre, des couches de données topographiques et de courbes de niveau ont été utilisées pour limiter l'itinéraire du MT au-dessus de l'importante chaîne de montagnes qui sépare la côte orientale des hauts plateaux du centre de Madagascar.

Distinction entre les mini-réseaux et les groupes SPI

Pour les groupes hors réseau, des paramètres supplémentaires devront être évalués pour déterminer la modalité optimale d'électrification hors réseau. Dans Le PEI de Madagascar, les groupes hors réseau seront classés en réseaux métropolitains, mini-réseaux et Systèmes Photovoltaïques Individuels (SPI). Le principal facteur de distinction sera la demande totale d'électricité dans chaque groupe, qui peut être approximée par le nombre de connexions dans le groupe.

Les groupes de moins de 100 connexions dans un rayon de 1 000 m seront pris en considération pour l'électrification SPI. Les groupements de plus de 100 connexions dans un rayon de 1 000 m seront pris en considération pour les mini-réseaux BT.

Au sein des grappes affectées aux mini-réseaux, l'algorithme de routage BT évaluera les coûts différentiels de connexion. Si l'une des structures de la grappe de mini-réseaux MT/BV proposée nécessite plus de 2 000 \$ par connexion, elle sera exclue du mini-réseau et affectée aux SPI.

Distinction entre les mini-réseaux BT et les réseaux métropolitains MT

Si plusieurs grappes sont affectées à des mini-réseaux BT situés dans un rayon de 15 km, l'interconnexion des mini-réseaux BT sera évaluée à l'aide de l'algorithme de routage MT. Bien que l'ajout de la MT augmente les dépenses d'investissement par connexion au réseau de distribution, il est possible de réaliser des économies d'échelle dans la centrale de production pour desservir le réseau MT consolidé plutôt que des petites centrales électriques individuelles pour desservir chaque mini-réseau BT.

Si les groupes BT sont situés dans un rayon de 15 km et que le coût de revient de l'énergie (LCOE) est réduit par l'ajout d'un routage et de transformateurs MT en raison d'économies d'échelle au niveau de la production, le système sera défini comme un réseau métropolitain MT avec une seule centrale de production centralisée. Les réseaux métropolitains MT seront équipés de centrales de production hybrides solaire-batterie-diesel avec une fraction d'énergie renouvelable d'au moins 75 %.

Si les groupes BT sont séparés de plus de 15 km ou si le LCOE augmente en raison des connexions d'acheminement MT, chaque groupe BT sera défini comme un mini-réseau BT avec sa propre centrale de production. Les mini-réseaux BT seront dotés de centrales électriques entièrement renouvelables, avec des panneaux solaires et des batteries, mais pas de diesel.

Méthodologie de calcul des LCOE

Le LCOE sera déterminé à partir d'un échantillon représentatif de l'ensemble des données des mini-réseaux BT. Les mini-réseaux seront classés en fonction du nombre de connexions et le mini-réseau de taille médiane sera simulé dans HOMER pour déterminer le dimensionnement optimal de l'énergie solaire et du stockage, afin de déterminer le rapport entre les kWc du générateur solaire, les kW de l'onduleur solaire, les kWh de la batterie et les kW de l'onduleur de la batterie en tant que proportion de la demande de pointe en kW de chaque mini-réseau. Ces ratios seront maintenus constants pour évaluer les CAPEX de production pour tous les mini-réseaux BT.

La base des coûts CAPEX pour l'analyse des mini-réseaux BT sera basée sur une analyse documentaire des coûts des mini-réseaux adaptée au marché malgache. Pour les mini-réseaux BT de moins de 300 connexions, les hypothèses de CAPEX refléteront des équipements de plus petite capacité et des coûts unitaires plus élevés. Pour les mini-réseaux BT de plus de 300 connexions, les hypothèses de CAPEX refléteront des équipements de plus grande capacité achetés en gros pour des portefeuilles de mini-réseaux plus importants.

La base des coûts CAPEX pour les réseaux métropolitains MT utilisera la tarification au volume pour refléter les capacités d'approvisionnement à l'échelle du service public pour les équipements de l'ordre du mégawatt. Les hypothèses relatives au routage et aux transformateurs MT seront comparables aux coûts utilisés dans l'analyse de l'extension du réseau.

La NRECA évaluera le LCOE pour les mini-réseaux et les réseaux métropolitains par rapport à l'extension du réseau via le réseau de la JIRAMA en utilisant le coût de l'électricité produite ou achetée en USD/kWh.

Réseaux isolés de la JIRAMA

Les réseaux isolés de la JIRAMA seront tamponnés à 600 mètres pour établir une zone électrifiée à l'intérieur de laquelle seule la densification sera analysée. L'expansion du réseau à partir des réseaux isolés de la JIRAMA sera ensuite acheminée jusqu'à la limite de 15 km pour 20 kV dans le cas de base. À l'heure actuelle, la NRECA n'a pas été en mesure de confirmer si ces réseaux sont en bon état de fonctionnement ou s'ils fonctionnent avec une capacité excédentaire pour l'expansion. Il est probable que l'expansion du réseau à partir des réseaux isolés de la JIRAMA nécessitera une réhabilitation importante des réseaux MT et BT pour permettre des taux de connexion plus élevés (densification) ainsi qu'une croissance de la clientèle (expansion), ce qui ne peut être déterminé avec précision à l'heure actuelle.

Analyse de sensibilité hors réseau

En plus de l'analyse du cas de base décrite précédemment, la NRECA effectuera les analyses de sensibilité suivantes :

1. Simuler les mini-réseaux BT comme des hybrides solaire-batterie-diesel plutôt que comme une fraction renouvelable à 100 %. Pour cette sensibilité, la fraction renouvelable sera supérieure à 75 %.
2. Considérer le potentiel de la mini-hydroélectricité dans les mini-réseaux BT et évaluer le LCOE. L'atlas 2017 des petites centrales hydroélectriques de la Banque mondiale sera utilisé comme base de données des sites potentiels de petites centrales hydroélectriques. En outre, les précipitations de basse saison (mai à octobre) semblent être significativement réduites partout sauf sur la côte est de Madagascar. Dans cette région, nous pourrions proposer d'inclure certains des sites hydroélectriques potentiels connus de l'atlas de la BM pour être utilisés comme sources de production et donc acheminés pour desservir les structures/communautés voisines.
3. Envisager l'hybridation des systèmes isolés existants de la JIRAMA pour y inclure l'énergie solaire et des batteries qui réduisent la consommation de diesel avec une fraction d'énergie renouvelable d'au moins 75 %.

Annexe A1 : Tableau de la demande à utiliser pour le regroupement dans les zones situées à moins de 15 km d'un réseau de la JIRAMA

Consommateurs	Demande maximale kW à 61 kWh / consommateur / mois	Transformateur kVA
5	2.5	N/A
10	3.9	N/A
15	5.1	15
20	6.3	15
25	7.4	15
30	8.5	25
35	9.7	25
40	10.8	25
45	11.9	25
50	13.1	50
60	15.3	50
70	17.6	50
80	19.8	50
90	22.1	50
100	24.3	50
125	30.0	100
150	35.6	100
175	41.2	100
200	46.9	100
225	52.5	200
250	58.1	200
275	63.8	200
300	69.4	200
325	75.0	200
350	80.6	200
375	86.9	200
400	91.9	200
425	97.5	200
450	103.2	200

Annexe A2 : Tableau de la demande à utiliser pour le regroupement dans les zones situées à plus de 15 km d'un réseau JIRAMA

Consommateurs	Demande maximale kW à 26 kWh / consommateur / mois	Transformateur kVA
5	1.2	N/A
10	1.8	N/A
15	2.4	N/A
20	2.9	N/A
25	3.5	N/A
30	4.0	N/A
35	4.5	N/A
40	5.1	15
45	5.6	15
50	6.1	15
60	7.2	25
70	8.3	25
80	9.3	25
90	10.4	25
100	11.4	25
125	14.1	50
150	16.7	50
175	19.4	50
200	22.0	50
225	24.7	50
250	27.3	100
275	30.0	100
300	32.6	100
325	35.3	100
350	37.9	100
375	40.6	100
400	43.2	100
425	45.9	100
450	48.5	100

Annexe A3 : Hypothèse de synthèse des coûts (sur la base des coûts régionaux de l'ASS)

Lignes MT et transformateurs				
Objet	Type	Taille	Prix (\$)	Unité
Ligne 35 kV	AAAC	117mm ²	\$33,810	\$ par km
	AAAC	54,6 mm ²	\$29,150	\$ par km
Ligne 35 kV biphasée (phase à phase)	AAAC	34,4 mm ²	\$24,849	\$ par km
Transformateurs	35/ 0,4 triphasé			
		350 kVA	\$14,835	\$ / Unité
		100 kVA	\$11,380	\$ / Unité
		50 kVA	\$6,670	\$ / Unité
	30/230 monophasé	25kVA	\$4,070	\$/unité
		15kVA	\$3,520	\$/unité
Ligne 20 kV	AAAC	117mm ²	\$29,400	\$ par km
	AAAC	54,6 mm ²	\$26,500	\$ par km
Ligne 20 kV biphasée (phase à phase)	AAAC	34,4 mm ²	\$22,590	\$ par km
Transformateurs	20/ 0,4 triphasé			
		200 kVA	\$12,900	\$ / Unité
		100 kVA	\$10,800	\$ / Unité
		50 kVA	\$5,800	\$ / Unité
	30/230 monophasé	25kVA	\$3,700	\$/unité
		15kVA	\$3,200	\$/unité
Ligne 15 kV	AAAC	117mm ²	\$28,518	\$ par km
	AAAC	54,6 mm ²	\$25,705	\$ par km
Transformateurs	15/ 0,4 triphasé			
		150 kVA	\$12,513	\$ / Unité
		100 kVA	\$10,476	\$ / Unité
		50 kVA	\$5,626	\$ / Unité

Ligne BT et raccordements

0,4 kV triphasé Câble à isolation torsadée avec neutre porteur	ABC	95 mm ²	\$21,800	\$ par km
0,4 kV triphasé Câble à isolation torsadée avec neutre porteur	ABC	54,6 mm ²	\$16,300	\$ par km
0,23 kV Câble isolé torsadé autoportant	ABC	35mm ²	\$12,900	\$ par km
Coût de l'interrupteur de service, consommateurs monophasés			\$160	par raccordement
Coût de l'interrupteur de service, consommateurs triphasés			\$255	par raccordement
Connexion à bas prix de la JIRAMA			\$80	par raccordement

Annexe A4 : Hypothèses de charge (structures situées à moins de 15 km du réseau de la JIRAMA)

Clients d'entrée et hypothèses de consommation	Unité	Valeur d'entrée
Croissance annuelle des foyers (Banque mondiale - basée sur le taux de croissance de la population)	%	2.4%
Mix de consommateurs (Source : données sur les consommateurs de la JIRAMA 2022)		
Résidentiel	%	95.00%
Commercial	%	5.00%
Industrie moyenne	%	0.004%
Total	%	100.00%

Introduire les taux de pénétration initiaux et la croissance annuelle

Consommation et croissance annuelle	Unité	Première année	Croissance 2-5 ans	Croissance année 6-10	
Résidentiel (Source : ADER & AFD)	kWh/mois ouvrable	40	2.0%	2.0%	
Commercial et institutionnel (JIRAMA rural)	kWh/mois ouvrable	240	3.5%	2.0%	
Industrie moyenne (JIRAMA rurale)	kWh/mois ouvrable	11900	5.0%	2.0%	
		Première année	Année 5	Année 10	
Moyenne pondérée pour le regroupement	kWh/mois ouvrable	50	55	61	
Taux de pénétration	Unité	Première année	Années 2 - 5	Années 6-10	
Résidentiel	%	25%	50%	70%	
Commercial et institutionnel	%	50%	65%	82%	
Industrie moyenne	%	90%	90%	100%	
		Unité	Première année	Année 5	Année 10
Pertes dans le réseau de distribution	%	15.00%	14.00%	12.00%	

Annexe A5 : Hypothèses de charge (structures au-delà de 15 km du réseau de la JIRAMA)

Clients d'entrée et hypothèses de consommation

	Unité	Valeur d'entrée
Croissance annuelle des ménages (Banque mondiale - basée sur le taux de croissance de la population)	%	2.4%
Mix de consommateurs (Source : ADER, JIRAMA, estimation d'un consultant)		
Résidentiel	%	99.00%
Commercial	%	1.00%
Industrie moyenne	%	0.000%
Total	%	100.00%

Taux de pénétration initiaux des entrées et croissance annuelle

Consommation et croissance annuelle	Unité	Première année	Croissance 2-5 ans	Croissance année 6-10	
Résidentiel (Source : ADER & AFD)	kWh/mois	19	2.0%	2.0%	
Commercial et institutionnel (Source : JIRAMA rural)	kWh/mois	240	3.5%	2.0%	
Industrie moyenne (Source : JIRAMA rurale)	kWh/mois	11900	5.0%	2.0%	
		Première année	Année 5	Année 10	
Moyenne pondérée pour le regroupement	kWh/mois	21	23	26	
Taux de pénétration	Unité	Première année	Années 2 - 5	Années 6-10	
Résidentiel	%	25%	50%	70%	
Commercial et institutionnel	%	50%	65%	82%	
Industrie moyenne	%	90%	90%	100%	
		Unité	Première année	Année 5	Année 10
Pertes techniques du système de distribution (mini-réseaux BT)	%	5%	5%	5%	
Pertes techniques du système de distribution (mini-réseaux MT)	%	6%	6%	6%	
Pertes non techniques du système de distribution	%	8%	6%	5%	

B1- Liste des projets d'extension du réseau

Pièce jointe Excel séparée. Elles ne peuvent pas être visualisés sous forme de tableau dans Word.

B2- Liste des projets de mini-réseaux

Pièce jointe Excel séparée. Elles ne peuvent pas être visualisés sous forme de tableau dans Word.

C1 - Potentiel hydroélectrique pour les zones non électrifiées de Madagascar

Cette annexe du rapport est consolidée du PEI Madagascar et évalue le potentiel hydroélectrique des parties non électrifiées de Madagascar.

Contexte

L'évaluation de l'électrification dans le cadre du PEI prend en compte la demande d'électricité et analyse les options disponibles pour y répondre. Cette analyse se focalise particulièrement sur les besoins des communautés et des zones résidentielles situées à moins de 15 kilomètres des infrastructures de production et distribution d'électricité gérées par la JIRAMA, visant à étendre l'accès à l'électricité aux zones non desservies. En outre, l'expansion des services de mini-réseaux privés existants a été envisagée pour les zones encore dépourvues d'électricité.

La plupart des communautés malgaches non électrifiées se trouvent hors de portée des services actuels de la JIRAMA et des mini-réseaux privés. Pour ces communautés, des options hors réseau ont été examinées, y compris la possibilité de créer des mini-réseaux alimentés par l'hydroélectricité. Ces services hydroélectriques offrent une solution relativement économique et fiable, avec moins de maintenance que les générateurs thermiques classiques et, dans certains cas, une meilleure fiabilité que les systèmes hybrides solaire-diesel. Toutefois, la production d'énergie des petites centrales hydroélectriques dépend des variations saisonnières des cours d'eau, nécessitant une évaluation basée sur plusieurs années de données hydrologiques pour assurer une compréhension précise de leur potentiel tout au long de l'année. Cela est crucial pour garantir la fiabilité de l'énergie pour les mini-réseaux dépendant uniquement de cette source.

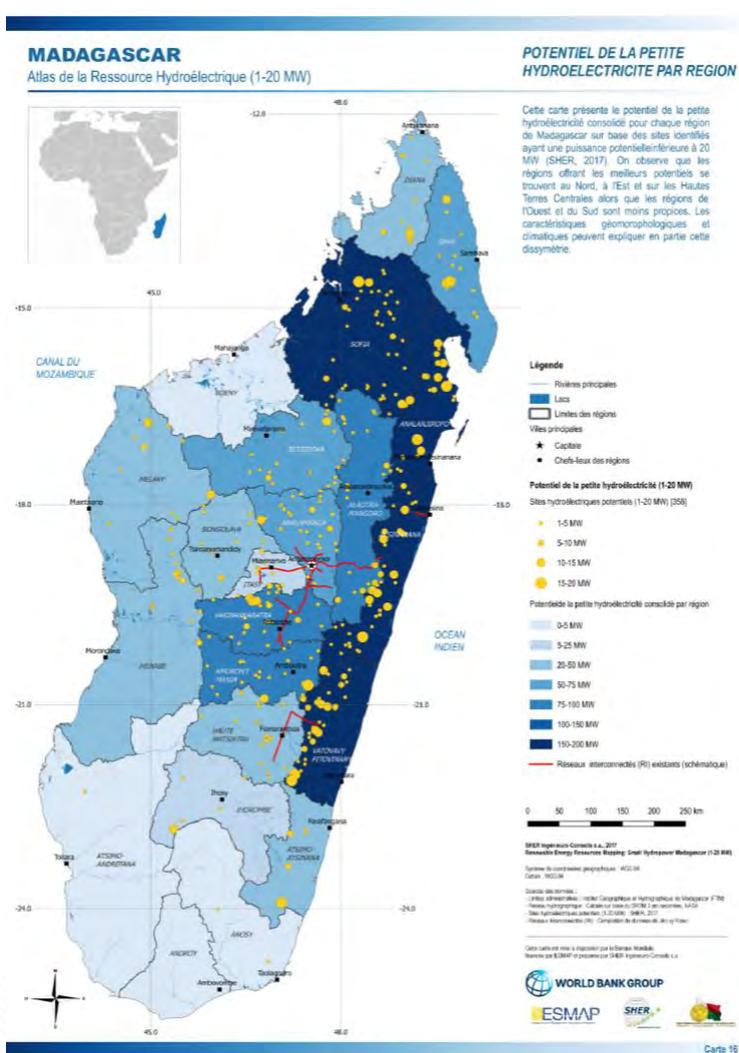
Données hydroélectriques pour Madagascar

Madagascar possède d'importantes ressources hydroélectriques, à la fois variées et prometteuses, capables de jouer un rôle majeur dans l'augmentation de la capacité de production d'électricité pour la JIRAMA ainsi que pour les fournisseurs d'électricité privés et indépendants. Ces ressources ont été minutieusement évaluées et quantifiées au travers de diverses initiatives, dont les résultats sont compilés dans l'Atlas hydroélectrique, soutenu par la Banque mondiale. Cet Atlas débute par un aperçu de la géographie de Madagascar et du secteur énergétique du pays, puis procède à une analyse approfondie des ressources en petite hydroélectricité (capacité inférieure à 20 MW), incluant la localisation, l'évaluation du potentiel hydroélectrique et un descriptif des sites

répertoriés dans sa base de données. Il présente également une carte résumant les principales données hydroélectriques.

Bien que l'Atlas hydroélectrique représente une ressource précieuse, il ne fournit que des analyses préliminaires. Pour une évaluation précise du potentiel d'investissement dans les sites hydroélectriques, il est indispensable de disposer de données hydrologiques plus détaillées, notamment des mesures de débit sur une période de douze mois. Ces informations détaillées sur le débit des cours d'eau sont cruciales pour évaluer de manière fiable le potentiel des sites hydroélectriques destinés à alimenter des mini-réseaux électriques autonomes. Une telle analyse permettrait de modéliser avec précision la disponibilité et la fiabilité de l'approvisionnement électrique sur une année complète, en prenant en compte les variations saisonnières, en particulier en se basant sur les périodes de moindre débit.

Figure 39. Atlas hydroélectrique - Potentiel hydroélectrique à petite échelle par région



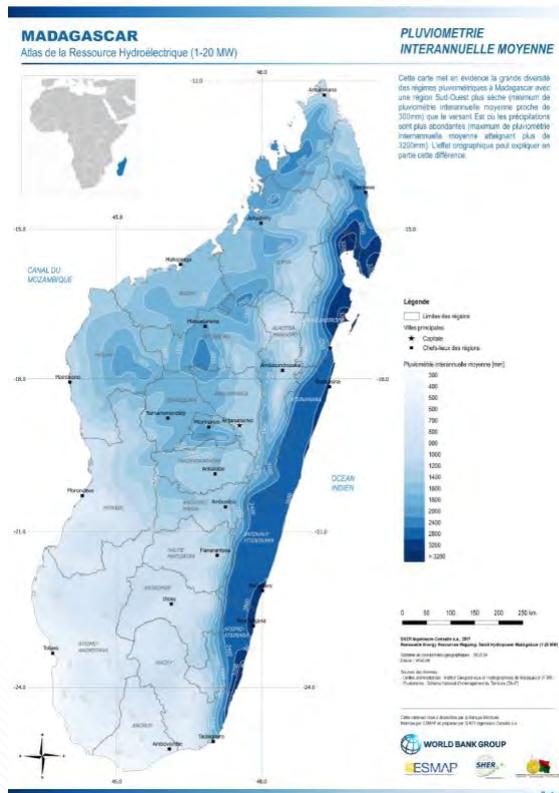
Compte tenu de ces éléments, cette section présente la méthodologie utilisée dans l'analyse du PEI pour évaluer le potentiel des mini-réseaux hydroélectriques à Madagascar.

Méthodologie de sélection des sites hydroélectriques de l'Atlas pour l'alimentation en électricité des mini-réseaux

Cette section présente la méthodologie adoptée pour sélectionner les sites potentiels de petite hydroélectricité destinés à alimenter des mini-réseaux, comme identifié dans l'analyse d'électrification du Plan Énergétique Intégré (PEI) de Madagascar. La première étape de cette évaluation consiste à estimer le débit d'eau disponible en saison sèche, en se basant sur les précipitations relevées dans le bassin hydrographique associé à chaque site. L'étude géographique des précipitations montre une disparité marquée à travers Madagascar, avec des niveaux de pluie beaucoup plus élevés sur la côte est, qui fait face à l'océan Indien, par rapport à des quantités bien moindres dans les autres régions. Selon l'Atlas hydroélectrique, cette distribution des précipitations est illustrée sur une carte qui détaille les niveaux par région géographique.

Les régions affichant les plus faibles précipitations connaissent également des périodes de sécheresse prolongées, qui vont d'avril à octobre. À l'opposé, la côte bénéficie de variations saisonnières des précipitations nettement moins prononcées, ce qui influence directement le potentiel hydroélectrique des sites dans ces zones. Cette variabilité doit être prise en compte pour prioriser les sites de petite hydroélectricité, en considérant à la fois la quantité d'eau disponible tout au long de l'année et la régularité des apports en eau pour assurer une alimentation stable des mini-réseaux.

Figure 40. Atlas hydroélectrique - Moyenne annuelle des précipitations



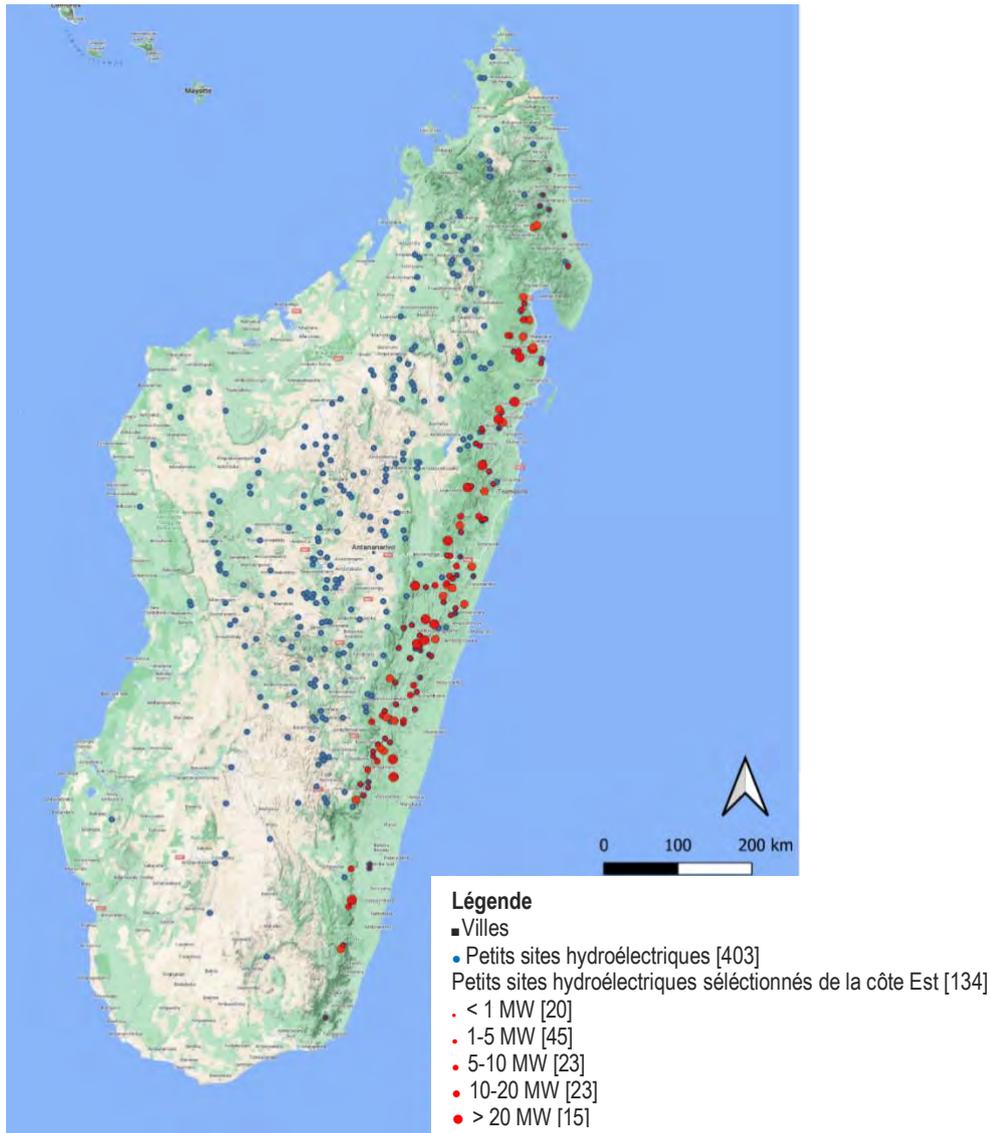
En prenant en compte les précipitations plus abondantes et la faible variabilité saisonnière, des mini-réseaux susceptibles d'être alimentés par des sources hydroélectriques ont été identifiés et évalués principalement sur le littoral oriental de Madagascar ou à proximité de celui-ci. Parmi les

403 sites hydroélectriques répertoriés dans l'Atlas, 138, situés sur le littoral oriental, ont été classés par ordre de priorité pour le développement. Cette zone, caractérisée par des précipitations élevées, présente des niveaux de pluie annuels variant entre 1169 mm et 2799 mm pour les sites considérés. Cette répartition des précipitations souligne le potentiel de ces sites à fournir une alimentation en énergie hydroélectrique fiable et continue, ce qui en fait des candidats privilégiés pour l'alimentation des mini-réseaux dans la région.

L'Atlas hydroélectrique va au-delà de la simple identification des sites hydroélectriques potentiels dans des bassins versants appropriés ; il emploie également l'algorithme des modèles numériques de terrain (MNT) pour déterminer la hauteur de chute d'eau disponible à chacun des sites. Bien que l'analyse pour presque tous les sites, à l'exception de 17, ait été réalisée à l'aide d'images satellites et de données sur les précipitations plutôt que par des visites sur le terrain, les résultats obtenus offrent une résolution suffisante pour associer le potentiel hydroélectrique aux besoins en énergie identifiés par le modèle géospatial d'électrification du Plan Énergétique Intégré (IEP).

Dans cette optique, une attention particulière a été accordée aux sites présentant une hauteur de chute d'eau supérieure à 15 mètres, jugés plus adaptés pour le développement hydroélectrique dans le cadre du plan d'électrification. Cette sélection est illustrée dans l'Atlas par une carte détaillant les emplacements des sites hydroélectriques retenus, après l'application de ce critère de hauteur de chute. Ces informations facilitent la priorisation et la sélection des sites les plus prometteurs pour une alimentation efficace des mini-réseaux en énergie renouvelable.

Figure 41. Sites hydroélectriques sélectionnés de la côte Est ayant une hauteur de chute brute supérieure à 15 mètres.



Après avoir intégré les données hydroélectriques des sites répertoriés dans l'Atlas hydroélectrique au modèle géospatial d'électrification du Plan Énergétique Intégré (IEP), une phase cruciale dans l'évaluation des mini-réseaux hydroélectriques a consisté à déterminer la proximité des sites hydroélectriques par rapport aux centres de consommation identifiés pour être développés en mini-réseaux. Les zones résidentielles présentant une demande énergétique suffisante pour justifier la création de mini-réseaux en moyenne tension (MV) ont été géographiquement associées aux sites hydroélectriques situés à une distance maximale de 15 kilomètres.

Cette approche a permis de faire correspondre les sites hydroélectriques potentiels avec les emplacements prévus pour les mini-réseaux MV, en se basant sur leur proximité géographique. Suite à cette mise en correspondance, une évaluation des coûts associés à chaque site hydroélectrique a été effectuée. Cette évaluation s'est appuyée sur une analyse paramétrique utilisant des coûts unitaires spécifiques pour les sites hydroélectriques ayant des hauteurs de chute moyennes et élevées. Cette méthodologie a permis de projeter de manière précise les coûts d'investissement nécessaires pour le développement des sites hydroélectriques, en vue de leur

intégration dans le réseau de mini-réseaux MV, et ce, dans le but d'optimiser l'allocation des ressources pour l'électrification rurale.

Potentiel de l'hydroélectricité pour l'alimentation électrique des mini-réseaux

Suite à l'analyse des sites hydroélectriques répertoriés dans l'Atlas hydroélectrique et à l'étude de la demande énergétique agrégée via l'analyse géospatiale, 41 sites hydroélectriques de petite taille ont été repérés à une distance inférieure à 15 km de 26 mini-réseaux ciblés pour une exploration plus détaillée. Le tableau 6, présenté ci-dessous, classe ces 26 mini-réseaux par région et indique les sites hydroélectriques à proximité, situés dans un rayon de moins de 15 kilomètres. Il est important de souligner que, pour 16 des 26 mini-réseaux MV choisis, plusieurs sites hydroélectriques se trouvent à l'intérieur de cette zone de 15 kilomètres.

Le tableau 6 révèle également la demande prévue pour les mini-réseaux en MW, en considérant une adoption totale par tous les consommateurs domestiques et commerciaux potentiels, ainsi que la capacité hydroélectrique estimée en MW telle qu'elle est présentée dans l'Atlas hydroélectrique. Il est important de remarquer que seulement sept mini-réseaux présentent une demande supérieure à la capacité hydroélectrique disponible ; ces cas sont mis en évidence en rouge dans le tableau. De plus, il est notable que la capacité hydroélectrique estimée dépasse la demande des mini-réseaux par un facteur de 40, suggérant qu'il serait improbable de développer des sites hydroélectriques pour alimenter des mini-réseaux à moins que ces derniers ne puissent être conçus pour une capacité significativement inférieure à celle indiquée dans l'Atlas hydroélectrique.

Les sites hydroélectriques sont présentés dans la figure 24, tandis que tous les projets de mini-réseaux sont présentés dans la figure 41.

Table 24. Comparaison des mini-réseaux MT avec des sites de petites centrales hydroélectriques situés dans un rayon de 15km

Région	Nom des mini-réseaux MT	Nom des sites hydroélectriques	Demande des mini-réseaux (MW)	Capacité estimée de sites hydroélectriques (MW)
Alaotra Mangoro	Ss_58_Moramanga	SF420	0.47	3
Analanjirifo	Fenerive_Est2	ANTOHAKA	0.66	0.5
	Mananara_Avaratra_Ss	AMBOHITRARI	0.60	14
		SF530	0.37	11
		SF532	0.60	14
	Mananara_Avaratra_Ss2	Vohibato	0.71	16
		Vohipary	0.71	39
	Ss_44_Maroantsetra_1	AMBODIRIANA	0.76	14
		ANDRATAMBE	0.76	4

Région	Nom des mini-réseaux MT	Nom des sites hydroélectriques	Demande des mini-réseaux (MW)	Capacité estimée de sites hydroélectriques (MW)
	Ss_45_Maroantsetra_1	ANDRATAMBE	0.79	4
		MAHERIVARAT	0.79	136
		SF536	0.79	8
	Ss_46_Maroantsetra_1	ANDRATAMBE	0.26	4
		MAHERIVARAT	0.26	136
		SF536	0.26	8
		SF540	0.26	4
		SF541	0.26	10
	Ss_47_Mananara_Avaratra	ANJAHAMBE	0.69	2
		SF530	0.69	11
	Ss_48_Mananara_Avaratra	AMBOHITRARI	0.45	7
		SAHANDRAZAH	0.45	1
		SF532	0.45	7
	Ss_724_Fenerive_Est	ANTOHAKA	0.67	0.45
		SF019	0.67	12
		SF020	0.67	36
	Ss_725_Fenerive_Est	SF019	1.44	12
		SF020	1.44	36
		SF108	1.44	3
	Ss_726_Mananara_Avaratra	IlengyB	0.30	9
		SAHANDRAZAH	0.30	1
		SF530	0.30	11
Atsimo Atsinanana	Befotaka_Ss	MASIMBOLA	0.19	18
		SF213	0.19	4
	Ss_72_Farafangana	ANTANATOMEN	0.48	0.42
		BEMANGEVO	0.48	0.43

Région	Nom des mini-réseaux MT	Nom des sites hydroélectriques	Demande des mini-réseaux (MW)	Capacité estimée de sites hydroélectriques (MW)
	Vangaindrano_Ss1	KAPOKAPOKA	0.37	6
Atsinanana	Ss_715_Mahanoro	SF022	0.30	19
	Vatomandry_Ss	SF025	0.15	11
		SF431	0.15	1
		SF432	0.15	1
Fitovinany	Manakara_Atsumo_Ss	Ambatosada	0.64	85
Sava	Ss_18_Sambava	SF489	0.53	1
	Ss_19_Sambava	SF489	1.00	0.60
	Ss_20_Sambava	SF489	0.58	1
		SF491	0.58	1
	Ss_23_Sambava	ANDAMPIBE	0.91	0.50
	Ss_25_Antalaha	ANDRANOLAVA	1.03	0.33
Vatovavy	Ifanadiana_Ss1	ANDRIAMPIDI	0.12	7
		Behingitika	0.20	4
	Ifanadiana_Ss2	Andriamanjavona	0.46	26
		Anosy	0.11	12
		ANTALAY	0.23	6
		SF195	0.58	15
		Tambohorano	0.58	15
	Ss_70_Ifanadiana	SF038A	0.30	25
Grand Total			29.56	831

Figure 42. Des petits sites pour les centres hydroélectriques et sélection de mini-réseaux dans un rayon de 15 km.

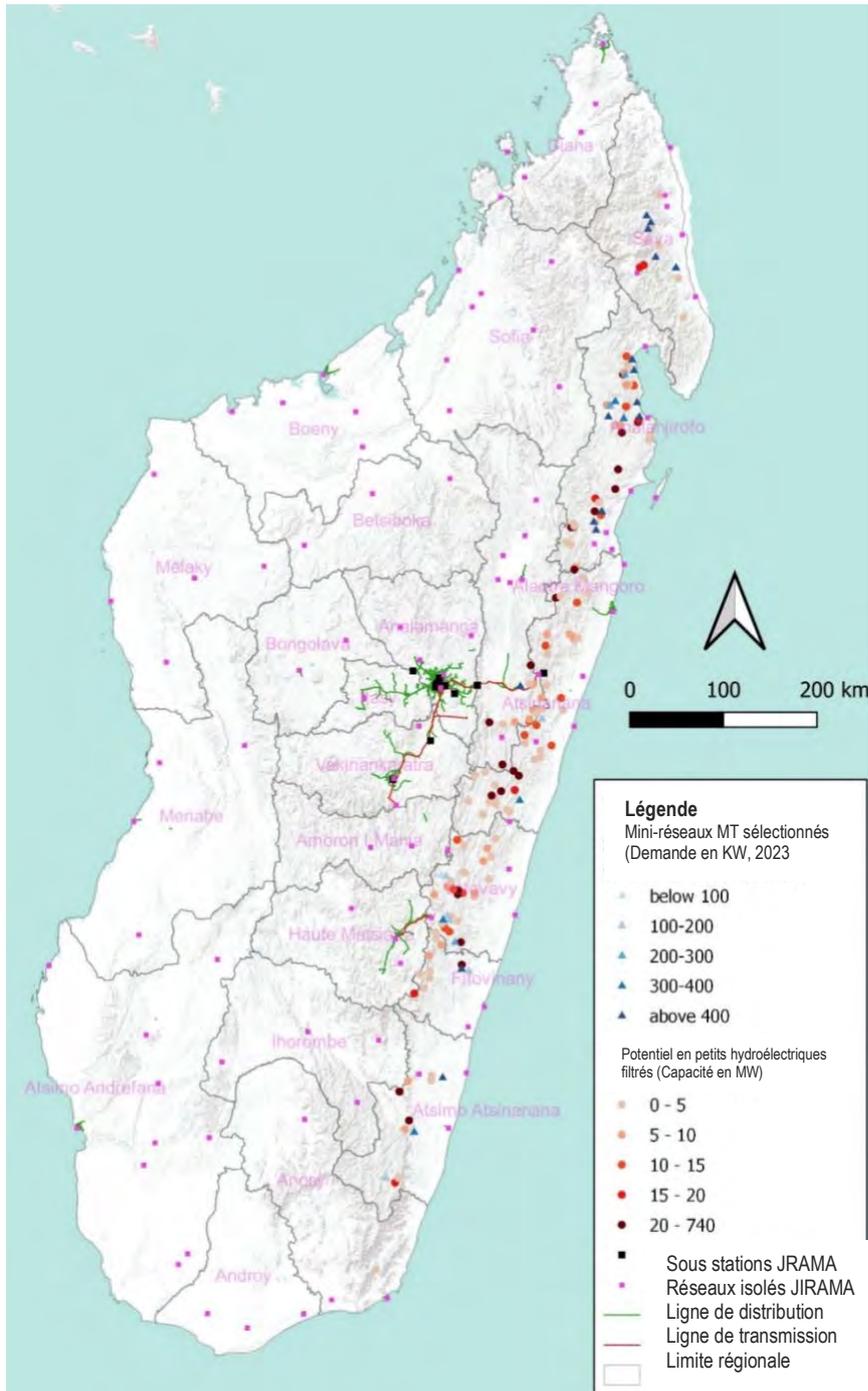
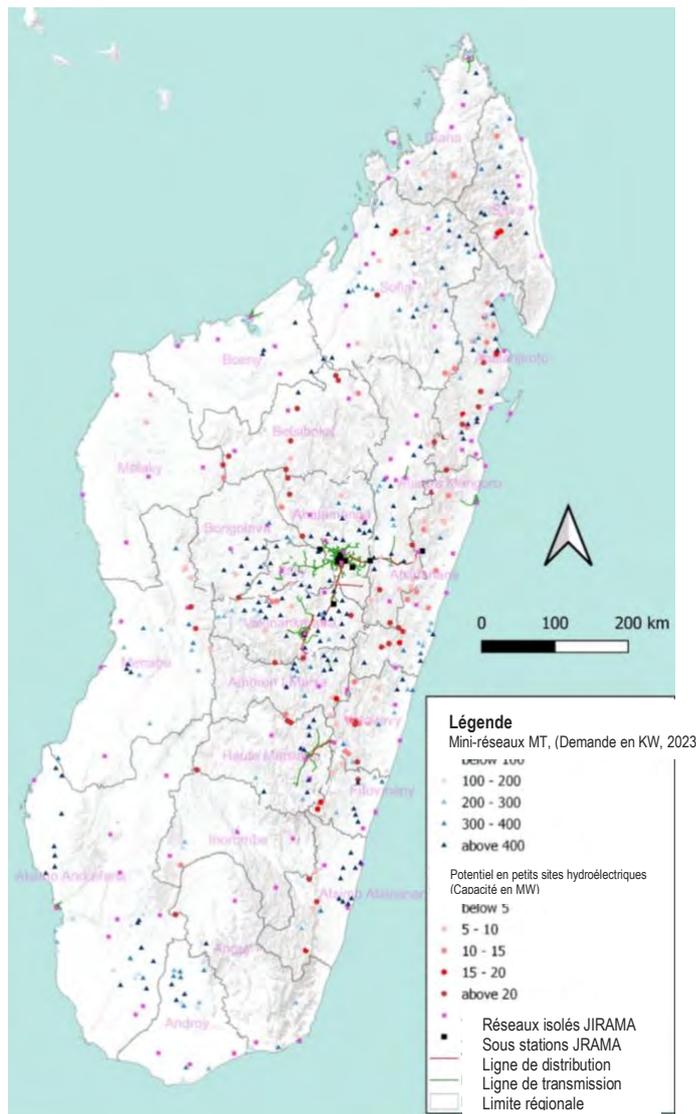


Figure 43. Listes complètes de sites - de petites sites pour les centres hydroélectriques et mini-réseaux MT



Il est crucial de noter que, bien que l'Atlas hydroélectrique ait fourni des estimations sur la capacité hydroélectrique des sites, il n'a pas abordé les coûts de développement de ces sites. Pour obtenir une estimation précise des coûts, une analyse approfondie tenant compte des défis géotechniques, des anomalies topographiques, et de l'alignement de la capacité du site avec les besoins énergétiques est requise. Ces facteurs influencent directement les coûts de conception, d'acquisition et de construction. Dans cette analyse, un coût moyen de développement, ou CAPEX, de 4 000 USD par kW installé a été adopté, suivant les recommandations de spécialistes de l'énergie à Madagascar. Les coûts de développement se répartissent généralement en 60 % pour les travaux de génie civil et 40 % pour l'équipement électromécanique, incluant la conduite forcée, la station de génération, les turbines, les générateurs, les systèmes de contrôle et les infrastructures de sous-station.

Le tableau 7 illustre les coûts d'investissement estimés pour les sites hydroélectriques selon deux scénarios : le premier envisage l'exploitation maximale de la capacité hydroélectrique, tandis que le second ajuste la capacité en fonction de la demande totale des mini-réseaux. Il est important de

souligner que réduire la taille d'une installation hydroélectrique peut paradoxalement augmenter le coût unitaire par kW, ce qui rend les données du tableau 7 indicatives. Une évaluation spécifique à chaque site est essentielle pour obtenir des estimations de coûts plus précises pour le développement de mini-réseaux hydroélectriques.

Bien que l'hydroélectricité soit appelée à jouer un rôle clé dans le développement de l'électrification et le progrès économique à Madagascar, il est impératif de réaliser des études de faisabilité adaptées à chaque site pour garantir une conception, une estimation des coûts et une exploitation optimale des ressources hydroélectriques. Les tableaux et informations spatiales issus de cette analyse devraient servir de base pour prioriser les projets d'hydroélectricité, en mettant particulièrement l'accent sur le développement de nouveaux accès à l'électricité hors réseau à Madagascar. Cette approche méthodique assure que les investissements dans l'hydroélectricité sont ciblés de manière efficace, favorisant ainsi l'extension de l'accès à l'énergie tout en soutenant le développement durable.

Table 25. Estimations du CAPEX pour l'hydroélectricité.

Région	Nom des mini-réseaux MT	Nom des sites hydroélectriques	CAPEX pour la pleine capacité des ressources hydroélectriques (US\$)	CAPEX des sites hydroélectriques pour la demande de pointe des mini-réseaux (US\$)
Alaotra Mangoro	ss_58_moramanga	SF420	\$10,340,000	\$1,868,400
Analanjorofo	fenerive_est2	ANTOHAKA	\$1,800,000	\$2,648,400
	mananara_avaratra_ss	AMBOHITRARI	\$57,040,000	\$2,418,800
		SF530	\$43,160,000	\$1,462,000
		SF532	\$54,560,000	\$2,418,800
	mananara_avaratra_ss2	Vohibato	\$64,320,000	\$2,824,000
		Vohipary	\$155,576,000	\$2,824,000
	ss_44_maroantsetra_1	AMBODIRIANA	\$54,600,000	\$3,032,800
		ANDRATAMBE	\$17,880,000	\$3,032,800
	ss_45_maroantsetra_1	ANDRATAMBE	\$17,880,000	\$3,167,200
		MAHERIVARAT	\$544,600,000	\$3,167,200
		SF536	\$32,720,000	\$3,167,200
	ss_46_maroantsetra_1	ANDRATAMBE	\$17,880,000	\$1,040,800
		MAHERIVARAT	\$544,600,000	\$1,040,800
		SF536	\$32,720,000	\$1,040,800
		SF540	\$16,480,000	\$1,040,800
		SF541	\$38,280,000	\$1,040,800

Région	Nom des mini-réseaux MT	Nom des sites hydroélectriques	CAPEX pour la pleine capacité des ressources hydroélectriques (US\$)	CAPEX des sites hydroélectriques pour la demande de pointe des mini-réseaux (US\$)
	ss_47_mananara_av aratra	ANJAHAMBE	\$7,640,000	\$2,765,600
		SF530	\$43,160,000	\$2,765,600
	ss_48_mananara_av aratra	AMBOHITRARI	\$28,520,000	\$1,818,400
		SAHANDRAZAH	\$5,080,000	\$1,818,400
		SF532	\$27,280,000	\$1,818,400
	ss_724_fenerive_est	ANTOHAKA	\$1,800,000	\$2,665,200
		SF019	\$46,260,000	\$2,665,200
		SF020	\$142,400,000	\$2,665,200
	ss_725_fenerive_est	SF019	\$46,260,000	\$5,745,200
		SF020	\$142,400,000	\$5,745,200
		SF108	\$11,720,000	\$5,745,200
	ss_726_mananara_a varatra	llengyB	\$36,012,000	\$1,215,600
		SAHANDRAZAH	\$5,080,000	\$1,215,600
		SF530	\$43,160,000	\$1,215,600
Atsimo Atsinanana	befotaka_ss	MASIMBOLA	\$72,960,000	\$769,600
		SF213	\$15,040,000	\$769,600
	ss_72_farafangana	ANTANATOMEN	\$1,680,000	\$1,906,400
		BEMANGEVO	\$1,720,000	\$1,906,400
	vangaindrano_ss1	KAPOKAPOKA	\$25,600,000	\$1,480,800
Atsinanana	ss_715_mahanoro	SF022	\$77,224,000	\$1,211,200
	vatomandry_ss	SF025	\$43,520,000	\$607,600
		SF431	\$3,320,000	\$607,600
		SF432	\$4,360,000	\$607,600
Fitovinany	manakara_atsimo_ss	Ambatosada	\$339,272,000	\$2,553,600
Sava	ss_18_sambava	SF489	\$2,400,000	\$2,105,600
	ss_19_sambava	SF489	\$2,400,000	\$3,983,200
	ss_20_sambava	SF489	\$2,400,000	\$2,320,400
		SF491	\$3,800,000	\$2,320,400
	ss_23_sambava	ANDAMPIBE	\$2,000,000	\$3,625,600
	ss_25_antalaha	ANDRANOLAVA	\$1,320,000	\$4,109,200

Région	Nom des mini-réseaux MT	Nom des sites hydroélectriques	CAPEX pour la pleine capacité des ressources hydroélectriques (US\$)	CAPEX des sites hydroélectriques pour la demande de pointe des mini-réseaux (US\$)
Vatovavy	ifanadiana_ss1	ANDRIAMPIDI	\$27,200,000	\$463,200
		Behingitika	\$15,520,000	\$782,800
	ifanadiana_ss2	Andriamanjavona	\$102,240,000	\$1,848,800
		Anosy	\$48,800,000	\$426,400
		ANTALAY	\$22,480,000	\$903,600
		SF195	\$58,800,000	\$2,326,000
		Tambohorano	\$59,760,000	\$2,326,000
		ss_70_ifanadiana	SF038A	\$98,640,000
Grand Total			\$3,323,664,000	\$118,254,800

C2 - Intégration de la demande dans le PEI de Madagascar

Ce chapitre du rapport consolidé du PEI de Madagascar aborde les différentes charges électriques spécifiques à l'utilisation qui sont considérées dans Le PEI : e-cooking, refroidissement agricole, refroidissement des soins de santé, utilisations productives, et comment elles peuvent être caractérisées pour une analyse et une utilisation future dans le cadre des résultats intégrés du PEI.

Approches d'analyse de la demande

Les données géospatiales sur les infrastructures existantes d'utilisation productive de l'électricité (PUE) sont limitées à Madagascar. Il est important de noter que les estimations de la consommation d'électricité utilisées dans la modélisation de l'électrification comprennent une combinaison des besoins résidentiels et commerciaux, ainsi que les charges des infrastructures publiques. En d'autres termes, la consommation et la demande d'électricité sont estimées de deux manières dans Le PEI :

- **Approche agrégée utilisée dans la planification géospatiale de l'électrification** - Par une approche agrégée dans le processus de planification géospatiale de l'électrification, basée sur la consommation totale observée/mois pour différents types de consommateurs (résidentiel, commercial, industriel) sur la base des données rapportées par ADER, JIRAMA, et les projets PTF (par ex. AFD, Banque Mondiale). Cette approche fournit une estimation robuste et applicable de la consommation des consommateurs qui tient compte à la fois de la demande des foyers et de celle des non-foyers et qui est appropriée pour un exercice national de planification à moindre coût. C'est l'approche utilisée dans la planification géospatiale de l'électrification.
- **Approche désagrégée pour les potentiels de charge spécifiques à l'utilisation** - Par une approche désagrégée qui ne cherche pas à reconstituer une prévision de la demande complète ou un profil de charge, mais plutôt à caractériser et à spatialiser des types spécifiques de demande liés à des cas d'utilisation de l'énergie tels que l'e-cooking, le refroidissement et la réfrigération, l'infrastructure sociale ou les utilisations productives de l'énergie qui peuvent avoir des implications importantes sur l'impact socio-économique de l'électrification (comme pour l'infrastructure sociale et certains types de PUE) et/ou sur les niveaux de consommation et les profils de charge dans les zones où ils se produisent. Compte tenu des difficultés à prévoir où certaines de ces charges peuvent se produire, des limitations des données et d'autres facteurs, cette approche peut ne pas être totalement adaptée à un exercice de planification de l'infrastructure nationale. Cependant, elle fournit des informations importantes qui peuvent nuancer ou compléter l'approche plus globale adoptée pour le plan d'électrification. En outre, bien que ces charges spécifiques ne soient pas représentées spatialement dans le plan d'électrification, les transformateurs desservant les groupements ont été dimensionnés de manière à ce que la charge moyenne ne dépasse pas 50 % de la capacité du transformateur à l'année 10. Cela permet de disposer d'une capacité de transformation suffisante au stade de la planification pour prendre en compte des charges plus spécifiques au site pendant l'étude de faisabilité du projet.

Les sections ci-dessous fournissent un résumé des paramètres et des résultats d'orientation de chaque approche de la demande, qui sont également visualisés sur la plateforme de visualisation du PEI Madagascar.

Estimation de la demande agrégée utilisée dans la planification géospatiale de l'électrification

Comme présenté dans le rapport d'électrification du PEI, le Rural Utilities Services, une agence gouvernementale américaine, a développé une formule de régression⁴⁰ qui est composée de deux facteurs - le nombre de consommateurs et la consommation moyenne d'énergie mensuelle en kWh. Cette formule a été utilisée pour calculer la demande de pointe en divisant les structures numérisées à Madagascar en deux catégories - A) les structures situées à *plus de 15 kilomètres* des réseaux/systèmes de distribution connus de la JIRAMA, et B) les structures *situées à moins de 15 kilomètres* des réseaux/systèmes de distribution connus de la JIRAMA. Avec cette distinction, deux estimations ont été utilisées pour la consommation mensuelle moyenne d'énergie en kWh sur la base d'une projection à 10 ans de la composition probable des consommateurs (résidentiel, commercial, industriel) et de la consommation mensuelle moyenne d'électricité par type de consommateur, tandis que le nombre de structures a été utilisé comme le nombre de consommateurs. La consommation moyenne pondérée pour la dixième année du projet pour les structures situées à plus de 15 kilomètres des réseaux/systèmes de distribution connus de la JIRAMA est de **26 kWh/mois/consommateur**, tandis que la consommation moyenne pondérée pour la dixième année du projet pour les structures situées à moins de 15 kilomètres des réseaux/systèmes de distribution connus de la JIRAMA est de **61 kWh/mois/consommateur**. Là encore, tous les transformateurs ont été dimensionnés de manière à ce que la charge moyenne ne dépasse pas 50 % de la capacité du transformateur à l'année 10. Les sources et les paramètres utilisés pour développer ces estimations de consommation se trouvent dans le rapport d'électrification.

Potentiels de charge désagrégés et spécifiques à l'utilisation

Les charges électriques désagrégées spécifiques à l'utilisation peuvent être dérivées de plusieurs sources. Cette section présente les contributions potentielles à la consommation et à la demande d'électricité :

- Électrification des établissements de santé
- E-cooking
- Électrification des équipements de la chaîne du froid dans l'agriculture
- Électrification des moulins à grains pour la transformation du riz et du maïs
- Utilisations productives de l'électricité

Il est à noter que les charges spécifiques ne sont pas définies géospatialement dans l'analyse de l'électrification, mais qu'elles sont représentées dans les hypothèses de consommation moyenne

⁴⁰ Voir <https://www.rd.usda.gov/resources/regulations/bulletins>, Bulletin REA 45-2, Tableaux de la demande.

pondérée par client et par mois. Les sous-sections ci-dessous donnent un aperçu des charges potentielles spécifiques à l'utilisation qui pourraient être analysées sur une base de projet par projet au fur et à mesure que les projets d'électrification sont mis en œuvre à Madagascar.

Établissements de santé

L'électrification des établissements de santé est un objectif politique majeur du gouvernement d'ici 2030. Le tableau ci-dessous est un extrait du rapport de PEI sur la chaîne du froid médical qui montre les besoins probables en matière de demande sur le réseau (soit par l'extension du réseau, soit par un mini-réseau MV) pour chaque type et nombre d'établissements de santé (pour les établissements de santé qui doivent être électrifiés). Le dimensionnement de la demande est dérivé des estimations d'équipement des établissements résumées dans le rapport, qui ont ensuite été utilisées pour estimer la demande moyenne en kW supplémentaires par modalité d'électrification. Au total, la demande moyenne pour tous les établissements de santé connectés au réseau est estimée à environ 4,2 MW, tandis que les établissements de santé en mini-réseau MV pourraient ajouter 435 kW de demande supplémentaire au total.

Tableau 1. Modalité d'électrification des formations sanitaires et estimation de la demande

(Source : Madagascar IEP, 2023)

Type d'établissements	Dimensionnement du système hybride		Modalité d'électrification future		Estimation de la demande	
	Consommation d'énergie en kWh/jour	Taille du champ solaire PV en kWc	établissements électrifiés par l'extension du réseau	établissements électrifiés par le mini-réseau MT	Réseau ajouté en kW	Mini-réseau MT ajouté en kW
CHD	29	8	0	0	0	0
CHR	133	38	1	0	133	0
CHRD	133	38	16	5	2133	190
CHRR	133	38	2	0	267	0
CHU	146	42	0	0	0	0
CRNM	133	38	1	0	133	0
CSB1	1	0	75	132	103	63
CSB2	1	0	152	204	209	98
DISP/MAT	1	0	0	0	0	0
DPEV	146	42	0	0	0	0
DRSP	133	38	4	0	533	0
Hopitaux	146	42	0	0	0	0
SDSP	29	8	25	10	735	84
Total général			276	351	4246	435

E-cooking

L'accès à l'électricité rend les solutions d'e-cooking potentiellement viables dans certaines régions géographiques de Madagascar, en particulier dans les grands centres urbains électrifiés par le réseau électrique interconnecté de la JIRAMA, sous réserve de l'acceptation culturelle, de l'analyse de l'accessibilité financière et d'autres contraintes d'adoption. Dans le cadre du PEI, l'e-cooking est considéré comme viable pour les systèmes connectés au réseau et en bordure de réseau, et non viable pour les systèmes isolés ou les sites sans accès (voir tableau ci-dessous). Les mini-réseaux isolés et les systèmes autonomes sont généralement considérés comme ayant une capacité de production d'énergie insuffisante pour la cuisson et des tarifs élevés pour l'utilisateur final, dont le coût est prohibitif pour la cuisson en dehors d'un très petit nombre de clients par rapport à d'autres types de combustibles et de foyers, comme l'a montré l'enquête sur la cuisson propre, et l'utilisation correspondante de la cuisson électrique dans les zones rurales est reflétée

dans la présente étude. Ainsi, le tableau ci-dessous fournit un résumé des modalités d'électrification qui ont été analysées pour le potentiel de cuisson électrique dans Le PEI.

Tableau 26. Potentiel d'e-cooking par modalité d'électrification

L'e-cooking possible (Connexion au réseau)	L'e-cooking n'est pas possible (Connexion isolée)
JIRAMA existante	Mini-réseau MT isolé
Densification de la JIRAMA	Mini-réseau BT
Extension de la JIRAMA (interconnectée)	SPI
Extension de la JIRAMA (isolée)	Pas d'accès
A l'extrémité du réseau de Mini-réseau MT	

Le tableau ci-dessous indique les besoins énergétiques des foyers pour cuisiner à l'aide d'une plaque chauffante électrique et d'une plaque à induction électrique, qui ont été utilisés dans l'étude du PEI sur la cuisson propre pour évaluer le potentiel de la cuisson électrique pour les deux scénarios. Le rapport sur la cuisson propre utilise des mégajoules par an pour calculer les besoins énergétiques, qui sont convertis en kWh par an, par mois et par jour. Il est à noter que la cuisson avec des plaques chauffantes et des plaques à induction augmenterait la consommation mensuelle des foyers de 60 à 120 % respectivement. Cependant, il faut noter que tous les foyers n'utiliseront pas l'e-cooking et que, bien que ces charges de cuisson spécifiques ne soient pas représentées spatialement dans le plan d'électrification, les transformateurs desservant les clusters ont été dimensionnés de manière à ce que la charge moyenne ne dépasse pas 50 % de la capacité du transformateur au cours de l'année 10. Cela permet de disposer d'une capacité de transformation suffisante au stade de la planification pour prendre en compte des charges plus spécifiques au site pendant l'étude de faisabilité du projet.

Tableau 27. Besoins des foyers en matière d'e-cooking

Ménages - Besoins énergétiques finaux				
Type de cuisinière	Mj/an	kWh/an	kWh/mois	kWh/jour
Plaque chauffante Électrique	4,003	1,112	91	3
Plaque à induction Électrique	2,778	772	63	2

Ainsi, dans le cadre de l'étude sur la cuisson propre, le potentiel de cuisson électrique a été analysé pour 2023 et 2030. Les résultats de cette analyse sont présentés dans les figures ci-dessous, où l'e-cooking est indiqué en pourcentage de la population par commune qui serait envisagée pour utiliser l'e-cooking comme solution de cuisson. Notez à nouveau que si ces charges de cuisson spécifiques ne sont pas représentées spatialement dans le plan d'électrification, les transformateurs desservant les groupes ont été dimensionnés de manière à ce que la charge moyenne ne dépasse pas 50 % de la capacité du transformateur à l'année 10. Ceci a permis une flexibilité dans le plan de cuisson propre pour des hypothèses de demande de cuisson électrique

plus élevées dans le cadre de la capacité thermique des transformateurs et des lignes de distribution sans revoir explicitement la conception du système de distribution pour des niveaux variables de scénarios d'adoption de la cuisson électrique.

En outre, le tableau ci-dessous fournit un résumé de la consommation globale d'énergie pour la cuisson électrique de 2023 à 2030 pour les foyers et les institutions, pour les deux scénarios, à Madagascar.

Tableau 28. Consommation globale d'énergie pour la cuisson électrique entre 2023 et 2030 pour les ménages et les institutions, pour les deux scénarios.

	Consommation d'énergie pour la cuisson des ménages (GWh)		Consommation d'énergie pour la cuisson dans les institutions (GWh)	
	Scénario de base compact	Scénario universel du PEI	Scénario de base compact	Scénario universel du PEI
2023	73.9	19.3	73.9	19.3
2024	303.1	31.4	363.7	45.3
2025	544.0	47.5	664.0	71.6
2026	796.9	64.6	975.0	98.6
2027	1,062.0	82.1	1,296.6	126.2
2028	1,339.5	100.5	1,629.2	154.4
2029	1,629.4	117.8	1,972.8	183.0
2030	1,931.8	136.6	2,327.3	212.5

Figure 44 Potentiel de cuisson électrique mesuré en pourcentage des structures connectées au réseau en 2023

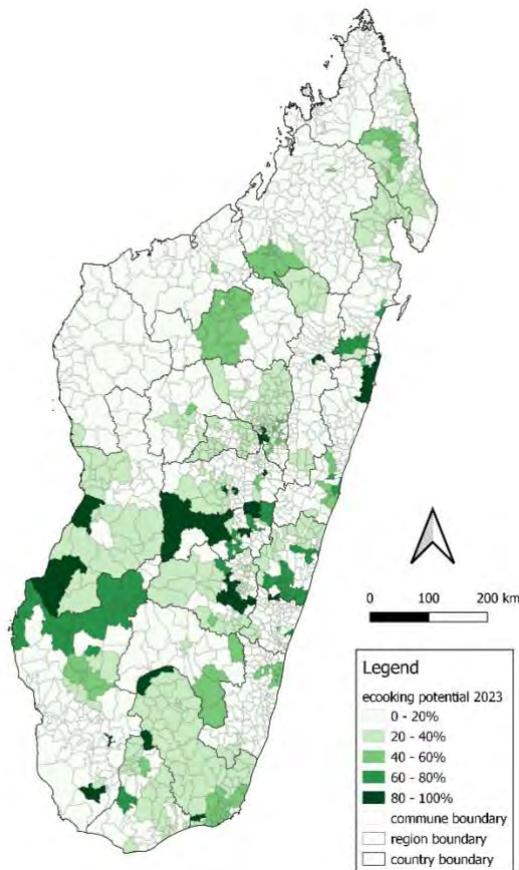
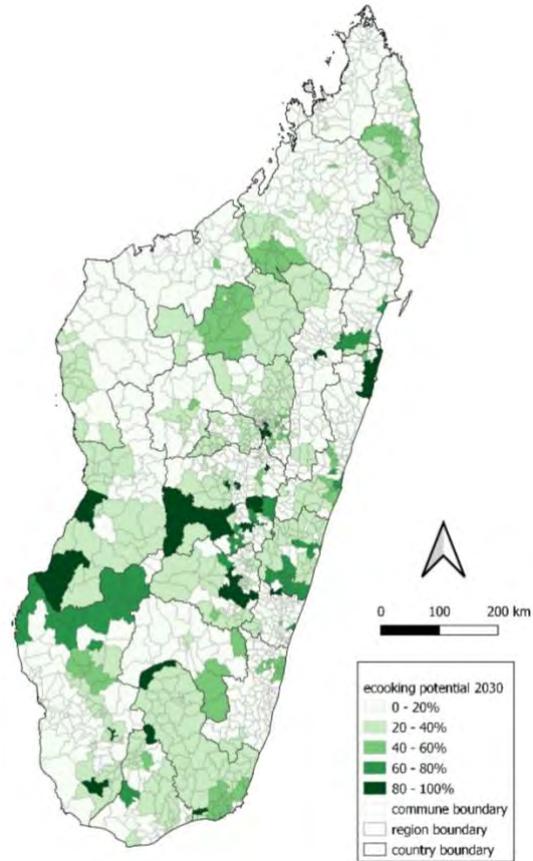


Figure 45. Potentiel de cuisson électrique mesuré en pourcentage des structures connectées au réseau en 2030



Demande d'équipements de la chaîne du froid pour l'agriculture et la pêche

La demande d'équipements de la chaîne du froid pour l'agriculture et la pêche, analysée dans le rapport du PEI sur la chaîne du froid, constitue une autre source de charge potentielle spécifique à l'utilisation. Le tableau ci-dessous présente la quantité de récolte estimée pour la chaîne du froid en partant de l'hypothèse que 20 % du produit disponible sera adopté pour l'application de la chaîne du froid. Selon cette hypothèse, la chaîne du froid pour ces quatre chaînes de valeur ajoutera 42 GWh/an à la demande d'électricité. Notons à nouveau que, bien que ces charges spécifiques de la chaîne du froid ne soient pas représentées spatialement dans le plan d'électrification, les estimations de la consommation non résidentielle ont été incluses dans les hypothèses de consommation moyenne pondérée par client et par mois. Voir le rapport d'électrification et l'annexe sur les règles d'acheminement pour les estimations de la consommation d'électricité non résidentielle qui ont été prises en compte dans la planification géospatiale de l'électrification.

Tableau 29. Analyse de la chaîne du froid agricole pour une adoption de la chaîne du froid de 20 % par culture

Scénario 20% de cultures	Qté dans la chaîne du froid en tonnes/année	Demande d'énergie pour la réfrigération en GWh/an
Pommes de terre	45,226	11
Tomate	7,355	2
Poisson	23,530	7
Produits laitiers	19,824	23
Total	95,936	42

Utilisations productives de l'électricité - agricole pour la transformation du riz et du maïs

Outre les charges spécifiques à l'utilisation de la chaîne du froid agricole, NRECA a analysé les lieux de charge potentiel pour la transformation du riz et du maïs - qui est considérée comme étant largement tributaire de meules à moteur diesel qui pourraient être converties en moulins électriques si l'accès à une électricité BT triphasée fiable était disponible. Le processus utilisé pour analyser ces charges agricoles potentielles est décrit ci-dessous. Encore une fois, il convient de noter que les charges spécifiques ne sont pas définies géospaialement dans l'analyse de l'électrification, mais qu'elles sont représentées dans les hypothèses de consommation moyenne pondérée par client et par mois. En outre, bien que ces charges de traitement spécifiques ne soient pas représentées spatialement dans le plan d'électrification, les transformateurs desservant les groupes ont été dimensionnés de manière à ce que la charge moyenne ne dépasse pas 50 % de la capacité du transformateur à l'année 10.

Le portail de données Agro-MAPS Global Agro-Ecological Zoning (GAEZ) de la FAO⁴¹ présente des données agricoles géospaiales spécifiques au niveau national et sous-national. Pour Madagascar, les données sont présentées au niveau de la région et du district, les ensembles de données ayant été mis à jour pour la dernière fois en 1997. Cette base de données semble être l'une des rares sources de statistiques agricoles géospaiales spécifiques pour Madagascar. La base de données de la FAO comprend des données pour les cultures suivantes :

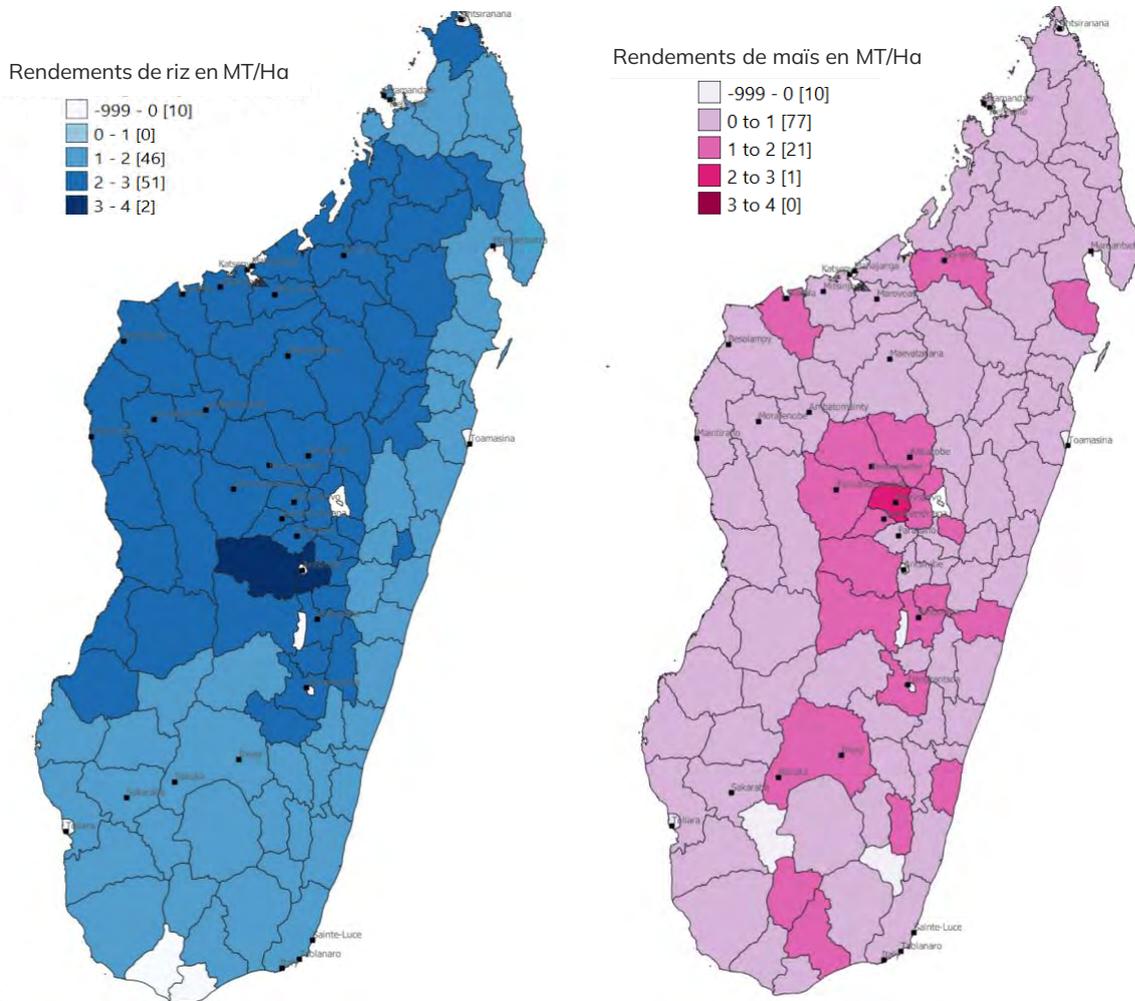
- Riz, Paddy
- Maïs
- Pommes de terre
- Patates douces
- Manioc
- Canne à sucre
- Haricots secs
- Pois secs
- Arachides en coque
- Café, vert
- Poivre, blanc/long/noir

⁴¹ Voir <https://gaez.fao.org/>

Pour chaque culture, la production est indiquée en tonnes métriques par hectare, les superficies récoltées en hectares et la production en tonnes métriques pour l'année de référence 1997. Après avoir examiné les chiffres de production, la NRECA a sélectionné le riz et le maïs pour une analyse plus approfondie de l'utilisation productive.

Pour le riz et le maïs, la NRECA a évalué les besoins en usinage par district en utilisant les données GAEZ de la FAO pour calculer le rendement en tonnes métriques par hectare. La NRECA a ensuite utilisé les structures en grappes pour indiquer où les besoins d'usinage sont les plus susceptibles d'être les plus élevés. Les données GAEZ sur le riz et le maïs ont été symbolisées pour montrer où se situent les rendements les plus élevés, en tonnes par hectare et par district.

Figure 46. Rendements du riz et du maïs en MT/Ha (FAO AgroMaps, 1997)



En utilisant les données géospatiales sur les rendements par district, une projection de la consommation journalière actuelle de riz et de maïs a été faite en utilisant des données plus récentes du USDA Foreign Agricultural Service, parmi d'autres sources. A titre d'exemple de cette approche, environ 4 millions de tonnes métriques de riz ont été produites à Madagascar en 2022. On a supposé que 50 % de cette production était usinée commercialement et que les 50 % restants

étaient usinés localement. Cela équivaut à environ 11 000 tonnes métriques usinées chaque jour de l'année, et environ 2 millions de tonnes métriques pour l'usinage local - ce qui équivaldrait à 5 500 tonnes métriques usinées chaque jour pour la consommation quotidienne. En supposant qu'une machine à usiner standard de 25 kVA peut usiner environ 1 tonne par an, cela signifierait qu'il y a environ 5 500 rizeries réparties dans tout Madagascar. De même pour le maïs, si 50 % de la production annuelle totale de 316 000 tonnes est usinée localement, alors environ 433 tonnes sont usinées localement chaque jour, ce qui équivaut à 450 moulins en activité.

Pour définir dans l'espace où se trouvent ou pourraient se trouver les rizeries et les maïseries, la NRECA a réparti les rendements en riz par habitant dans les zones de production de riz afin d'attribuer le nombre de rizeries par district. Les rizeries ont ensuite été réparties géospaialement par district en utilisant les résultats de l'analyse de regroupement effectuée pour le plan d'électrification du PEI, selon laquelle une plus grande part des rizeries ou des maïseries serait attribuée aux regroupements ayant une plus grande part de structures numérisées. Cela permet d'obtenir une "carte thermique" approximative du potentiel des moulins à riz et à maïs en tant qu'utilisation productive de l'électricité par rapport aux résultats du plan d'électrification, comme le montrent les cartes ci-dessous.

Figure 47. Moulins à maïs indicatifs par district

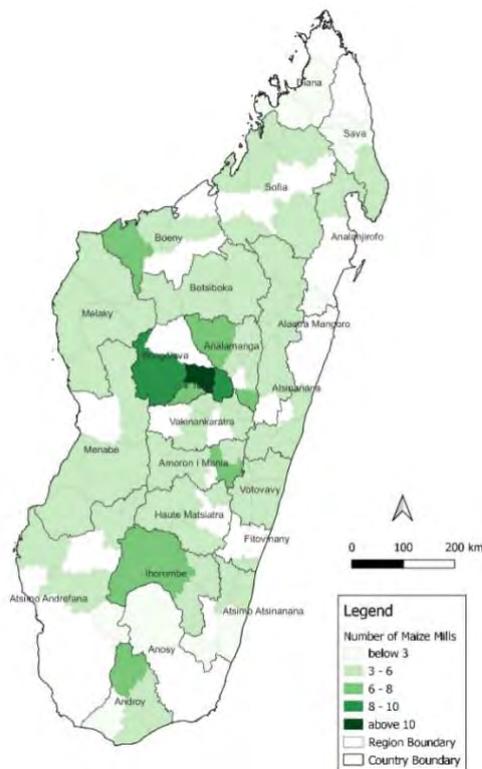


Figure 48. Rizeries indicatives par district

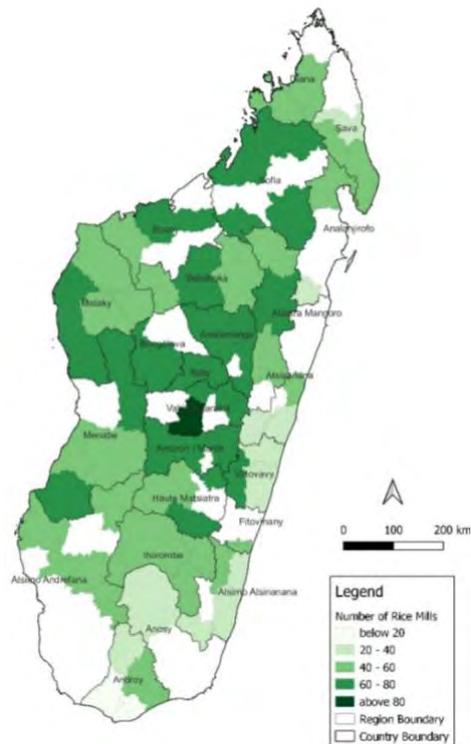


Figure 49. Carte thermique indicative de l'emplacement des moulins à maïs

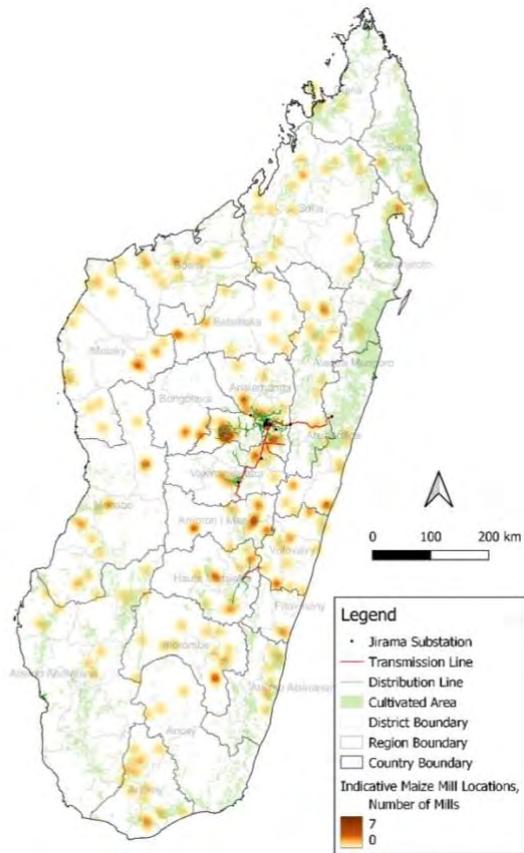
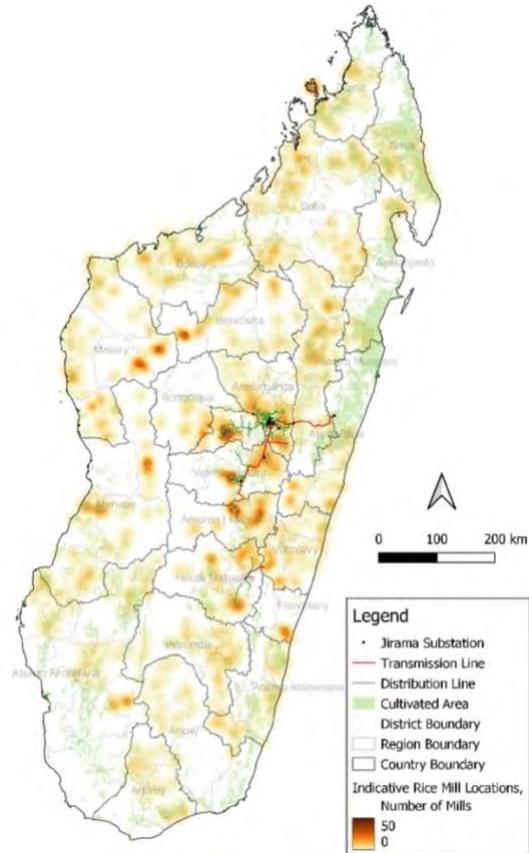


Figure 50. Carte thermique indicative de l'emplacement des rizeries



Applications commerciales et utilisations productives de l'électricité

Les applications commerciales et utilisations productives de l'électricité peuvent être observées à partir des résultats de l'enquête sur les dépenses énergétiques ainsi que des bases de données ouvertes qui définissent divers points d'intérêt (POI) commerciaux. Un résumé de ces charges spécifiques à l'utilisation est présenté ci-dessous. Encore une fois, il faut noter que les charges spécifiques ne sont pas définies géospaialement dans l'analyse de l'électrification, mais qu'elles sont représentées dans les hypothèses de consommation moyenne pondérée par client et par mois. En outre, bien que ces charges spécifiques ne soient pas représentées spatialement dans le plan d'électrification, les transformateurs desservant les groupes ont été dimensionnés de manière à ce que la charge moyenne ne dépasse pas 50 % de la capacité du transformateur à l'année 10.

À partir de l'enquête sur les dépenses énergétiques, le tableau ci-dessous présente les différents types d'entreprises interrogées ainsi que leur nombre et leur pourcentage respectifs dans chaque cadre d'échantillonnage. Il est à noter que les restaurants et les cafés sont l'entité commerciale la plus fréquente et qu'ils devraient être considérés comme un client commercial/ utilisations productives de l'électricité probable dans le cadre des futurs efforts d'électrification. Les petites épiceries sont également importantes, de même que les points de vente généraux.

Tableau 30. Types d'entreprises étudiées dans le cadre de l'enquête sur les dépenses énergétiques du PEI, avec leur nombre respectif et leur pourcentage d'occurrence dans chaque base de sondage. (PEI, 2023)

Type d'entreprise	Centre	%	Sud	%	Nord	%
Boulangerie ou boucherie	3	2.97%	1	0.85%	1	0.69%
Forgeron ou soudeur	2	1.98%	1	0.85%	3	2.08%
Menuiserie, fabrication de meubles	3	2.97%	2	1.71%	1	0.69%
Ordinateur/internet	1	0.99%	3	2.56%	2	1.39%
Produits secs (vêtements, fournitures de bureau, etc.)	4	3.96%	4	3.42%	12	8.33%
Séchage du poisson	0	0.00%	0	0.00%	1	0.69%
Nourriture et boissons (hors restaurant)	4	3.96%	19	16.24%	22	15.28%
Mouture de céréales ou de maïs	0	0.00%	0	0.00%	3	2.08%
Petit épicier	14	13.86%	41	35.04%	47	32.64%
Salon de coiffure/barber	2	1.98%	5	4.27%	3	2.08%
Artisanat	2	1.98%	1	0.85%	2	1.39%
Matériel	4	3.96%	1	0.85%	8	5.56%
Scierie ou usine de bois	0	0.00%	0	0.00%	1	0.69%
Réparation mécanique (voitures, bicyclettes)	3	2.97%	1	0.85%	2	1.39%
Chargement des téléphones portables	3	2.97%	2	1.71%	2	1.39%
Autres	16	15.84%	6	5.13%	10	6.94%
Autres ventes	11	10.89%	11	9.40%	11	7.64%
Restaurant /café	23	22.77%	12	10.26%	12	8.33%
Couturière/tailleur	1	0.99%	2	1.71%	1	0.69%
Ca	0	0.00%	1	0.85%	0	0.00%
Hôtel	0	0.00%	3	2.56%	0	0.00%
Photocopie	1	0.99%	1	0.85%	0	0.00%
Réparation électronique	1	0.99%	0	0.00%	0	0.00%
Élevage de bétail (chèvres, vaches, porcs)	2	1.98%	0	0.00%	0	0.00%
Autres productions agricoles ou animales	1	0.99%	0	0.00%	0	0.00%
Total	101	100.00%	117	100.00%	144	100.00%

Enfin, la carte ci-dessous fournit un aperçu spatial des POI commerciaux répertoriés dans la base de données Open Street Map. Il s'agit de POI commerciaux définis par l'utilisateur qui n'ont pas été vérifiés mais qui fournissent néanmoins une représentation spatiale des utilisations productives de l'électricité potentiel et des clients commerciaux en attente d'électrification à travers Madagascar.

Figure 51. Emplacements commerciaux des POI d'Open Street Map

