

Rapport d'analyse du potentiel d'une politique de net metering aux Comores

Étude de pré faisabilité sur l'utilisation de systèmes photovoltaïques sur les toits des bâtiments publics aux Comores, avec une connexion au réseau,

Et

Définition d'une politique de Net Metering

Union des Comores

INFORMATION DOCUMENTAIRE

Projet	Étude de pré faisabilité de l'utilisation de systèmes photovoltaïques sur les toits des bâtiments publics aux Comores, avec une connexion au réseau, et définition d'une politique de Net Metering.
Contrat	
Titre	Rapport d'analyse potentiel d'une politique de net metering aux Comores
Référence:	1139-COM-LIV-041

Historique des versions

Version	Date	Émis par	Statut et commentaires
0.1		R. Voisin	Version initiale
0.2		R. Voisin	

Contrôle qualité

Initiateurs	R. Voisin	
Premier niveau d'assurance qualité	E. Ben Mahmoud	
Deuxième niveau d'assurance qualité	A. Cyr	
Émis le		24 juin 2025

AVIS IMPORTANT ET CLAUSE DE NON-RESPONSABILITÉ

Ce document est destiné à l'usage exclusif du Client tel que spécifié sur la première page à qui il est adressé et qui a conclu un accord écrit avec MRV Énergie Conseils Inc ou une société affiliée émettant ce document (« MRV Énergie »). Ni MRV Énergie ni aucune société affiliée n'assument de responsabilité envers des tiers (autres que le client) en vertu de tout acte, omission ou défaut, que ce soit contractuel, délictuel, y compris la négligence, ou autrement. Aucune société affiliée autre que MRV Énergie ne sera responsable de toute perte ou dommage résultant de l'activité de MRV Énergie, de ses sociétés affiliées, ou de leurs préposés, sous-traitants ou agents. Ce document doit être lu dans son intégralité et est soumis à toutes les hypothèses et réserves qui y sont exprimées, ainsi que dans toute autre communication pertinente. Il peut contenir des données techniques détaillées destinées à être utilisées par des personnes possédant l'expertise requise dans ce domaine.

Ce document est soumis au droit d'auteur et ne peut être reproduit et diffusé qu'en conformité avec la classification du document et les conditions associées stipulées ou mentionnées dans ce document ou dans l'accord écrit avec le client. Une classification de document permettant au client de redistribuer ce document n'implique pas que MRV Énergie ait une quelconque responsabilité envers tout destinataire autre que le client.

Ce document est basé sur les informations concernant les dates et périodes mentionnées. Il ne garantit pas l'immuabilité des données. Sauf accord écrit explicite pour la vérification des informations, MRV Énergie décline toute responsabilité en cas d'informations incorrectes fournies par le Client ou un tiers, ainsi que pour les conséquences de ces données, qu'elles soient incluses dans ce document ou non.

Toutes les données, prévisions, estimations ou prédictions sont sujettes à des facteurs qui ne sont pas tous inclus dans la probabilité et les incertitudes mentionnées dans ce document, et aucune garantie de résultat n'est donnée dans ce document.

RÉSUMÉ EXÉCUTIF

L'Union des Comores fait face à une crise énergétique structurelle marquée par une dépendance extrême au diesel importé, un réseau vétuste, des pertes techniques supérieures à 30 %, et un coût de production élevé de l'électricité. Dans ce contexte, l'étude de pré faisabilité sur l'utilisation de systèmes photovoltaïques en toiture des bâtiments publics, combinée à la mise en place d'un mécanisme de Net Metering, vise à identifier une voie réaliste et durable pour améliorer l'accès à une énergie propre, fiable et abordable. L'analyse SWOT réalisée dans le cadre de cette étude met en évidence les principaux atouts et obstacles liés à cette transformation. Le pays bénéficie d'un potentiel solaire exceptionnel, stable tout au long de l'année, ainsi que d'un réseau relativement étendu avec un taux d'accès à l'électricité de 99 % en zone urbaine et plus de 80 % en zone rurale. Le coût actuel très élevé de l'électricité rend l'autoproduction solaire immédiatement compétitive pour les usagers, tandis que la volonté politique affichée en faveur d'une transition énergétique ouvre un espace propice à l'innovation réglementaire.

Cependant, plusieurs faiblesses majeures freinent la mise en œuvre rapide du Net Metering. Les infrastructures électriques sont anciennes, sous-dimensionnées, et peu adaptées à une injection décentralisée. La SONELEC, en situation financière déficitaire chronique, ne dispose ni de la capacité d'investissement ni de la souplesse nécessaire pour acheter de l'électricité produite par des tiers sans mettre davantage en péril sa viabilité. Le pays ne dispose pas encore d'un cadre juridique clair pour encadrer l'autoproduction et l'injection au réseau, ce qui crée un climat d'incertitude peu favorable aux investissements. De plus, l'absence de ressources humaines qualifiées et de dispositifs techniques tels que des compteurs intelligents bidirectionnels ralentit le développement opérationnel du dispositif. Les coûts initiaux élevés des systèmes photovoltaïques demeurent également une barrière à l'entrée, notamment pour les ménages les plus modestes.

Malgré ces contraintes, les opportunités sont réelles. Le Net Metering permettrait non seulement de diversifier le mix énergétique et de réduire la dépendance au fioul, mais aussi de créer des emplois verts, de dynamiser le secteur privé local et d'améliorer la résilience énergétique du pays. L'alignement de cette initiative avec les objectifs du Plan Comores Émergent et les cibles climatiques internationales pourrait faciliter l'accès à des financements climat et à des subventions de bailleurs. L'expérience d'autres pays africains ayant mis en place des programmes similaires, comme la Namibie, Maurice ou le Maroc, démontre qu'un cadre adapté permet une adoption rapide et bénéfique du modèle. À l'échelle locale, les bénéfices socio-économiques et environnementaux sont multiples : amélioration de l'accès à une énergie de qualité, réduction des dépenses énergétiques, valorisation des bâtiments publics, éducation à la transition énergétique, réduction des émissions de gaz à effet de serre, et moindre pression sur les infrastructures logistiques d'importation.

En somme, l'étude conclut que la mise en place du Net Metering aux Comores est techniquement faisable, économiquement viable et socialement bénéfique, à condition qu'elle s'accompagne d'un cadre réglementaire clair, d'un renforcement ciblé des infrastructures, de mécanismes de financement adaptés aux capacités locales, et d'un suivi rigoureux des impacts. Le Net Metering ne doit pas être considéré comme une solution marginale, mais comme un levier stratégique central pour accélérer la transition énergétique comorienne de manière équitable, décentralisée et durable. Des recommandations exhaustives et une feuille de route détaillée sont suggérées.

EXECUTIVE SUMMARY

The Union of the Comoros faces a structural energy crisis marked by extreme dependence on imported diesel, an aging and underperforming electricity grid, technical losses exceeding 30%, and a high cost of electricity production. In this context, the prefeasibility study on the installation of rooftop photovoltaic systems on public buildings, combined with the implementation of a net metering mechanism, aims to identify a realistic and sustainable path toward improving access to clean, reliable, and affordable energy. The SWOT analysis conducted as part of this study highlights the main strengths and barriers associated with such a transformation. The country benefits from abundant and stable solar resources throughout the year, as well as a relatively well-developed grid, with electricity access rates exceeding 99% in urban areas and over 80% in rural zones. The current high electricity tariffs make self-generation through solar power immediately attractive to users, while the government's declared political will to transition toward renewable energy provides a favorable environment for regulatory innovation.

However, several critical weaknesses hinder the rapid deployment of net metering. The electrical infrastructure is outdated and undersized, poorly equipped to handle decentralized energy injections. The national utility, SONELEC, suffers from chronic financial deficits and lacks both the investment capacity and the flexibility to purchase additional electricity from independent producers without worsening its financial situation. At present, there is no clear legal framework to regulate self-production and energy injection into the grid, creating regulatory uncertainty that discourages investment. Furthermore, the country lacks qualified human resources and essential technical components, such as smart bidirectional meters, which slows down operational implementation. The high upfront cost of solar installations remains a significant barrier to adoption, especially for low-income households.

Despite these constraints, the opportunities are significant. Net metering would not only help diversify the energy mix and reduce diesel dependence but also create green jobs, stimulate local private sector development, and improve national energy resilience. The alignment of this initiative with the Comoros Emerging Plan and international climate commitments could facilitate access to climate finance and donor funding. Experiences from other African countries—such as Namibia, Mauritius, and Morocco—show that with the right regulatory framework, rapid and impactful adoption of net metering is possible. Locally, the socio-economic and environmental benefits are multiple: improved access to quality electricity, reduced energy costs, increased value of public buildings, public awareness of the energy transition, decreased greenhouse gas emissions, and reduced pressure on fuel import infrastructure.

In conclusion, the study finds that net metering in the Comoros is technically feasible, economically viable, and socially beneficial—if it is supported by a clear regulatory framework, targeted infrastructure upgrades, financing mechanisms adapted to local capacities, and a robust monitoring and evaluation system. Net metering should not be viewed as a marginal solution, but rather as a central strategic lever to accelerate an equitable, decentralized, and sustainable energy transition for the Comoros.

TABLE DES MATIERES

Information Documentaire	i
Avis Important et Clause de Non-Responsabilité	iii
Résumé Exécutif.....	iv
Executive Summary.....	v
Liste des tableaux	x
Liste des figures	x
Glossaire	xi
2 Introduction.....	1
2.1 Contexte du projet	1
2.2 Objectif du rapport.....	1
3 Définitions la Facturation nette (net metering)	3
4 Étude comparative des nations africaines équipées de systèmes de facturation nette ...	5
4.1 Recueil et analyse de données publiques	5
4.1.1 zw Zimbabwe	6
4.1.2 KE Kenya	7
4.1.3 UG Ouganda.....	8
4.1.4 NA Namibie.....	9
4.1.5 ZM Zambie	10
4.1.6 TN Tunisie	11
4.1.7 GH GHANA	11
4.1.8 BW Botswana.....	12
4.1.9 EG Égypte.....	12
4.1.10 MR Maroc	13
4.1.11 MA Ile Maurice	14
4.2 Tableau Récapitulatif des principaux pays listés	16
5 Méthodologies de gestion de projet et mécanismes financiers.....	18
5.1 Défis rencontrés par les pays africains.....	18
5.2 Stratégies et pratiques réussies	18
5.3 Méthodologies de gestion de projet.....	19
5.4 Mécanismes financiers efficaces.....	20
5.5 Recommandations pour les Comores	20
6 Meilleures pratiques adaptées au contexte comorien.....	21
6.1 Meilleures pratiques pour l'exécution du projet.....	21
6.2 Meilleures pratiques de collaboration entre parties prenantes	21

6.3	Meilleures pratiques de déploiement technologique.....	21
6.4	Spécificité du contexte comorien à prendre en compte	22
7	Mécanismes Financiers et Modèles Tarifaires.....	23
7.1	Contexte général du secteur électrique aux Comores	23
7.2	Production et consommation d'électricité	23
7.2.1	Tarifification unifiée par la SONELEC.....	24
7.2.2	Systèmes de prépaiement	25
7.3	Mécanismes financiers en place	25
7.3.1	Absence de cadre formel de facturation nette (net-metering)	25
7.3.2	Subventions croisées :.....	25
7.3.3	Partenariats public-privé (PPP) émergents :	25
7.3.4	Digitalisation des paiements.....	26
7.3.5	Investissements dans les infrastructures	26
7.4	Évaluation de la durabilité et de l'efficacité	26
7.4.1	Durabilité	26
7.4.2	Efficacité.....	26
7.5	Recommandations pour une transition énergétique durable.....	27
8	Modélisation financière	27
8.1	Hypothèses de base	27
8.2	Calculs financiers.....	28
8.2.1	Économies annuelles.....	28
8.2.2	Retour sur investissement (ROI)	28
8.3	Sensibilité aux variables	29
8.4	Recommandations	29
8.4.1	Mettre en place des incitations financières ciblées	29
8.4.2	Renforcer les capacités locales et la sensibilisation.....	29
8.4.3	Utiliser des outils de modélisation financière avancés	30
8.4.4	Assurer une évaluation continue et l'ajustement des politiques.....	30
9	Adaptation des mécanismes existants pour le Net Metering	31
9.1	Cadre réglementaire et institutionnel.....	31
9.1.1	Infrastructure technique	31
9.2	Coûts d'investissement et économies potentielles	31
9.2.1	Coûts d'investissement	31
9.2.2	Économies potentielles.....	31
9.3	Retour sur investissement pour les parties prenantes	32
9.3.1	Consommateurs.....	32
9.3.2	SONELEC.....	32
9.3.3	Gouvernement.....	32
9.4	Recommandations pour une mise en œuvre efficace.....	32
10	Diagnostic du marché énergétique des Comores.....	33

10.1	Démographie des consommateurs et accès à l'électricité	33
10.2	Modèles de consommation d'énergie.....	34
10.3	Potentiel d'adoption de l'énergie solaire	34
11	Évaluation des avantages commerciaux potentiels.....	36
11.1	Utilisateurs résidentiels.....	36
11.1.1	Avantages financiers	36
11.2	Utilisateurs commerciaux.....	36
11.2.1	Avantages financiers	36
11.3	Utilisateurs industriels	36
11.3.1	Avantages financiers	36
11.3.2	Autres bénéfices	36
12	Analyse SWOT.....	38
12.1	Forces	38
12.2	Faiblesses.....	38
12.3	Opportunités.....	39
12.4	Menaces	39
13	Impacts socio-économiques et environnementaux	41
13.1	Impacts socio-économiques	41
13.2	Impacts environnementaux.....	41
13.2.1	Impacts climatiques	41
13.2.2	Qualité de l'air et santé.....	42
13.2.3	Impact paysager et biodiversité.....	42
13.2.4	Ressources en eau.....	42
13.2.5	Gestion des déchets électroniques (DEEE)	42
13.2.6	Santé et sécurité au travail	43
13.2.7	Impacts sociaux et communautaires	43
13.2.8	Gestion de la fin de vie et déclassement	43
13.2.9	Classification des impacts environnementaux.....	43
13.3	Synthèse des impacts.....	44
14	Cadre d'indicateurs de suivi et d'évaluation du Net Metering.....	46
14.1	Utilisation du cadre	47
15	Synthèse et recommandations.....	48
15.1	Instaurer un cadre réglementaire clair, fonctionnel et incitatif	48
15.2	Lancer une phase pilote contrôlée et répliquable.....	49
15.3	Renforcer les infrastructures et anticiper l'intégration technique	49
15.4	Structurer un dispositif de financement mixte et accessible	49
15.5	Former les ressources humaines et structurer la filière solaire	50

15.6	Lancer une campagne de sensibilisation grand public.....	50
15.7	Mettre en place une gouvernance inclusive et un suivi dynamique	50
16	Feuille de route sommaire.....	51
16.1	Vision et objectifs.....	51
16.1.1	Stratégie	51
16.2	Priorisation des actions clés	51
16.2.1	Prioritaires (T1–T3 2025)	51
16.2.2	Secondaires (T4 2025–T4 2026).....	52
16.2.3	Critiques (2027–2028).....	52
16.2.4	Structurants (2029–2030).....	52
16.3	Calendrier synthétique.....	52
16.4	Ressources nécessaires	52
16.4.1	Humaines :	52
16.4.2	Financières :	52
16.4.3	Matérielles :	52
16.5	Facteurs de risque et mesures d'atténuation.....	53
17	Feuille de route détaillée.....	54
17.1	Phase 1 : Préparation et cadre institutionnel (T1–T3 2025).....	54
17.2	Phase 2 : Phase pilote à Moroni et documentation (T4 2025 – T4 2026).....	54
17.3	Phase 3 : Extension nationale progressive (2027–2028).....	55
17.4	Phase 4 : Consolidation et intégration dans la planification énergétique (2029–2030)	55
17.4.1	Indicateurs de suivi clés (dès 2025)	55
	Références	56

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 - Principaux mécanismes de vente d'électricité	4
Tableau 2 - Récapitulatif des politiques de net metering en Afrique	16
Tableau 3 - Défis rencontrés par les pays africains	18
Tableau 4 - Stratégies et pratiques réussies	18
Tableau 5 - Mécanismes financiers efficaces	20
Tableau 6 - Recommandations pour les Comores	20
Tableau 7 - Meilleures pratiques pour l'exécution du projet	21
Tableau 8 – Meilleures pratiques de collaboration	21
Tableau 9 - Données de consommation des Comores	23
Tableau 10 - Critères de durabilité	26
Tableau 11 - Axes de transition énergétique suggérés	27
Tableau 12 - Hypothèses fictives des économies sur la VAN	28
Tableau 13 – Coûts estimés pour une puissance installée	31
Tableau 14 - Classification des impacts environnementaux	43
Tableau 15 - Synthèse des impacts	44
Tableau 16 - Cadre d'indicateurs de suivi	46
Tableau 17 - Calendrier synthétique de la feuille de route	52
Tableau 18 - Facteurs de risques et mesures d'atténuation	53

LISTE DES FIGURES

Figure 1 - Différentes politiques de vente d'électricité en Afrique	5
Figure 2 - Bouquet énergétique des Comores en 2017	34

GLOSSAIRE

BT	Basse tension
MT	Moyenne tension
HT	Haute tension

1 INTRODUCTION

1.1 CONTEXTE DU PROJET

L'Union des Comores, se composant de trois îles volcaniques (Grande Comores (Ngazidja) : 1148 km², Mohéli (Mwali) : 290 km² et Anjouan (Ndzouani) : 424 km²), est un pays confronté à des problèmes d'insuffisance d'alimentation électrique. L'accès à une électricité stable et de qualité demeure problématique, freinant le développement socio-économique des Comores. En 2023, 75 % de la population avait accès à l'électricité, avec des disparités marquées entre les îles. Les pannes fréquentes, pouvant durer jusqu'à 12 heures touchent fréquemment les zones urbaines et rurales. De plus les pertes importantes dans les réseaux de transport et de distribution de chaque île constituent une source significative de coûts, d'où les défis du système électrique, qui fonctionne avec des installations vieillissantes et des pertes de transmission élevées.

Le secteur énergétique des Comores dépend fortement de la biomasse locale et des combustibles fossiles importés du Moyen-Orient pour produire de l'électricité via des centrales thermiques. Cette dépendance expose le pays à la volatilité des prix du pétrole. Cependant le développement des énergies renouvelables pourrait réduire cette dépendance au pétrole, ainsi que les émissions de GES et l'utilisation du bois-énergie dans les secteurs résidentiels et industriels.

Dans ce contexte, des actions prioritaires ont été identifiées pour renforcer le réseau électrique et développer des centrales d'énergies renouvelables. La stratégie nationale énergétique, soutenu par le plan Comores émergent, le Projet d'appui au secteur de l'énergie (PASEC) et le projet d'accès à l'énergie solaire (PAESC), vise à augmenter la part d'énergies renouvelables à 55% de la puissance électrique installée, atteindre un taux d'électrification de 100% et réduire la part de la biomasse à 40% dans la consommation finale d'énergie d'ici 2033.

MRV Énergie (le Consultant) a été retenu par les Nations Unies (Le Client) pour fournir de l'assistance technique au Gouvernement des Comores dans la promotion des énergies renouvelables, en particulier le solaire photovoltaïque par la réalisation d'étude de pré faisabilité pour l'utilisation de systèmes photovoltaïques connectés au réseau en toiture des bâtiments publics et la définition d'une politique de Net Metering.

L'objectif de cette étude est de diagnostiquer le réseau électrique actuel de l'archipel des Comores en premier lieu, analyser la capacité du réseau à recevoir et distribuer un surplus d'énergie pouvant être généré par l'énergie solaire, analyser le potentiel et formuler une politique de comptage net metering, afin de soumettre une note conceptuelle au Fonds vert pour le climat (FVC) pour faciliter la mise en œuvre d'installations solaires aux Comores.

Un ensemble d'activités ont été planifiées afin de pouvoir réaliser de manière efficace cette étude. Ce rapport d'analyse des politiques de net metering en Afrique se place dans le cadre de l'activité 4 de cette étude et représente le livrable 4.1.

1.2 OBJECTIF DU RAPPORT

Le but du rapport est de présenter un résumé d'une étude comparative des nations africaines équipées de systèmes de facturation nette, en mettant l'accent sur les cadres politiques, les environnements réglementaires et les stratégies de déploiement. Il a pour but également d'identifier les points forts et faibles des politiques de chaque pays ainsi que d'extraire des meilleures pratiques de la mise en place, adaptées au contexte comorien, en mettant l'accent sur l'exécution du projet, la

collaboration des parties prenantes et le déploiement de la technologie. De plus, le rapport présente une analyse financière de la mise en place de la politique de net metering et une analyse SWOT pour déterminer les impacts futurs anticipés ainsi que pour émettre des recommandations sous feuille de route.

2 DÉFINITIONS LA FACTURATION NETTE (NET METERING)

Le net metering, ou facturation nette, est une politique énergétique apparue aux États-Unis en 1983 visant à encourager l'autoconsommation d'électricité produite localement, principalement à partir de systèmes photovoltaïques. Ce mécanisme permet à un consommateur d'électricité, devenu également producteur (ou "prosumer"), de consommer en temps réel l'énergie générée par son installation solaire et d'injecter tout surplus de production dans le réseau public. En retour, l'énergie injectée donne lieu à des crédits qui sont déduits des factures d'électricité futures, réduisant ainsi significativement la facture mensuelle, voire permettant un paiement à l'utilisateur en cas de surplus excédentaire.

Concrètement, le fonctionnement repose sur plusieurs éléments techniques et contractuels. D'abord, les panneaux solaires produisent de l'électricité qui est directement utilisée pour les besoins locaux. Lorsque la production excède la consommation instantanée, le surplus est automatiquement injecté dans le réseau électrique. Ce processus est mesuré par un compteur bidirectionnel, capable d'enregistrer à la fois l'électricité prélevée du réseau et celle qui y est injectée. Les kilowattheures ainsi injectés sont convertis en crédits d'énergie, appliqués aux factures ultérieures. Cela permet de compenser les périodes où l'installation solaire ne produit pas assez pour couvrir la demande (par exemple, la nuit ou lors de faibles ensoleillements). La mise en œuvre du net metering est encadrée par des politiques publiques locales ou nationales qui définissent les conditions d'éligibilité, la taille maximale des installations admissibles, les modalités de compensation (kWh pour kWh ou valeur monétaire), les règles de report des crédits, ainsi que les exigences techniques pour le raccordement au réseau. Ce cadre réglementaire est essentiel pour assurer l'équité entre les différents types d'utilisateurs, garantir la stabilité du réseau électrique, et encourager les investissements dans les énergies renouvelables distribuées.








Le net metering s'inscrit parmi les principaux instruments non fiscaux destinés à stimuler la production décentralisée d'électricité. Il se distingue d'autres mécanismes comme le feed-in tariff, qui repose sur deux contrats distincts et un tarif d'achat garanti pour l'électricité injectée, assurant au producteur une rémunération fixe sur une période déterminée, indépendamment de sa consommation. Le système de *certificats verts*, quant à lui, attribue au producteur des certificats échangeables sur un marché dédié pour chaque kilowattheure d'électricité renouvelable injecté, en plus des revenus de vente de l'électricité. Le *net metering*, lui, repose sur un contrat unique et une logique de compensation directe entre énergie injectée et énergie consommée. Le tableau suivant permet de comparer les mécanismes selon leur logique de fonctionnement, leurs impacts économiques et leur complexité réglementaire. Le *net metering* est souvent privilégié dans les phases initiales d'intégration du solaire résidentiel car il est simple, incitatif et facilement compréhensible pour les usagers. .

Tableau 1 - Principaux mécanismes de vente d'électricité

Caractéristique	Net Metering	Net Billing	Feed-in Tariff (FIT)	Certificats verts
Nombre de contrats	1 contrat unique (achat + vente)	1 contrat unique (achat + vente)	2 contrats (achat et vente séparés)	1 contrat d'achat d'énergie + accès à un marché de certificats
Base de compensation	Équivalence en kWh (kWh injecté = kWh consommé plus tard)	Compensation monétaire : le surplus injecté est valorisé à un tarif défini	Paiement de chaque kWh injecté à un tarif garanti	Attribution de certificats échangeables par kWh injecté
Tarif d'achat du surplus	Identique au tarif de consommation (souvent)	Moins élevé que le tarif de consommation	Fixe et supérieur ou égal au tarif réseau	Déterminé par le marché des certificats
Objectif principal	Réduction de la facture d'électricité	Valorisation financière de l'excédent	Encourager la production renouvelable	Soutien aux énergies renouvelables via un mécanisme de marché
Avantage pour le consommateur	Factures réduites, retour sur investissement rapide	Revenus directs mais souvent inférieurs au tarif de vente	Revenus stables à long terme	Revenu additionnel par vente de certificats
Impact sur l'opérateur réseau	Moins de revenus collectés si beaucoup d'autoproduiteurs	Meilleur équilibre financier pour l'opérateur	Charge financière plus importante (tarifs garantis élevés)	Coût reporté sur les fournisseurs ou l'État
Niveau de complexité réglementaire	Faible à modéré	Modéré	Élevé (fixation des tarifs, durée des contrats, etc.)	Élevé (création de marchés, suivi des quotas)

3 ÉTUDE COMPARATIVE DES NATIONS AFRICAINES ÉQUIPÉES DE SYSTÈMES DE FACTURATION NETTE

L'étude comparative vise à analyser les politiques de facturation nette dans les pays d'Afrique pour guider les mécanismes de vente de surplus d'électricité, tarifs, puissance éligible ainsi qu'application et licence en se basant sur les mécanismes déjà en place en Afrique. Cette étude repose sur les données disponibles concernant les politiques de facturation nette dans différents pays d'Afrique auxquels une politique peut s'appliquer. Cette étude se veut qualitative et a pour but de guider les choix et de peindre un portrait clair de la situation actuelle dans le reste du continent. La figure ci-dessous montre un aperçu global des politiques en ce qui a trait au surplus de production d'électricité dans certains pays d'Afrique. Ceux ayant une politique de net metering seront détaillés dans la section ci-dessous, à l'exception de l'Afrique du Sud, qui possède une politique dans seulement 2 régions et elles sont gérées localement.

Country	Competitive Bidding	Feed-in-tariffs	Net Metering	Tax exemptions/incentives
 Mauritius				
 Morocco				
 Namibia				
 Niger				
 Nigeria				
 Senegal				
 Seychelles				
 Sierra Leone				
 South Africa				
 Sudan				
 Togo				
 Tunisia				
 Uganda				
 Zambia				
 Zimbabwe				

Valid for the country

Not valid for the country

Project allocation mechanisms, net metering framework and incentives
Source: Renewable Watch Research

Figure 1 - Différentes politiques de vente d'électricité en Afrique

Source: Renewable Watch Research

3.1 RECUEIL ET ANALYSE DE DONNÉES PUBLIQUES

L'objectif de cette synthèse est d'évaluer les conditions, avantages et inconvénients de la mise en place d'une politique de facturation nette lors de l'implantation d'un système énergétique tierce au reste de la région. Les paramètres pris en compte dans cette étude sont les suivants :

- Géographie et démographie

- Économie et source première d'énergie
- Mécanismes de vente de surplus et type de régulation
- Application et licence
- Puissance éligible et interconnexion au réseau
- Tarifs de vente et durée des contrats

Les données recueillies seront celles disponibles au public sur différents sites gouvernementaux et de réglementations. Les sites sont listés dans la section Références de ce rapport.

3.1.1 ZW ZIMBABWE

Le Zimbabwe, pays enclavé d'Afrique australe, compte 14,54 millions d'habitants répartis sur un territoire de 390 745 km², soit une densité d'environ 37 habitants par km². Malgré ses ressources naturelles, le pays fait face à de graves défis économiques : crises successives, hyperinflation chronique, et un des PIB par habitant les plus faibles au monde (1 592 USD pour un PIB total de 26,54 milliards USD).

Le secteur énergétique reflète ces contraintes : 60 % de la population n'a pas accès à l'électricité, et la consommation repose encore largement sur des ressources traditionnelles comme la biomasse (72 % de la consommation finale énergétique), considérée comme une ressource énergétique traditionnelle puisqu'elle est utilisée depuis des siècles, notamment dans de nombreux pays en développement, sous forme de bois de chauffage, charbon de bois, résidus agricoles ou fumier séché.

La production d'électricité provient principalement de centrales thermiques à charbon (55 %) et de l'hydroélectricité (45 %, avec 1 081 MW installés). Le pays reste fortement dépendant des importations régionales et de générateurs locaux, ce qui entraîne une intensité carbone élevée de 308,94 gCO₂eq/kWh. Dans ce contexte, le gouvernement a lancé un objectif ambitieux de développement de 1 000 MW d'énergies renouvelables à l'horizon 2025, notamment par le biais d'une politique de facturation nette (net metering) et de tarif d'achat garanti (feed-in tariff).

Le cadre réglementaire du net metering repose sur une loi nationale et une série de formulaires et procédures standardisées. L'initiation du processus débute avec le formulaire ENM 1, auquel le distributeur (principalement ZESA, l'entreprise publique en charge de la production et distribution) dispose de 21 jours pour répondre (acceptation, acceptation sous conditions, ou rejet). Une fois cette étape validée, le formulaire ENM 2 permet l'autorisation de construction et la signature d'un accord d'interconnexion, suivi d'un contrôle technique post-installation. Un certificat d'interconnexion, valable 20 ans, est ensuite délivré. Les critères techniques sont clairs : pour les systèmes résidentiels, la puissance installée (exprimée en kVA) ne doit pas excéder la capacité du disjoncteur principal. Pour les systèmes commerciaux, la puissance maximale autorisée est de 5 MW. Des études de stabilité du réseau sont requises avant l'intégration, avec application du principe du « premier arrivé, premier servi », sous réserve de la capacité disponible du réseau. Le système doit être conforme au code de distribution, aux normes de sécurité électrique, et aux standards de régulation nationale. L'installation doit comprendre un compteur bidirectionnel unique, capable d'enregistrer distinctement l'énergie consommée et l'énergie injectée. Le comptage est effectué mensuellement par le distributeur, avec accès physique requis. Le système doit aussi prévoir un mécanisme de déconnexion manuelle.

Le modèle de compensation est fondé sur un crédit en énergie et non en monnaie : pour chaque kWh injecté, le client reçoit un crédit de 0,8 kWh en période normale, et 0,85 kWh en période de forte demande. La facturation se fait sur une base mensuelle, en compensant l'énergie importée par l'énergie exportée, sans compensation financière. Si le producteur exporte plus qu'il n'importe,

l'excédent est crédité sur la facture suivante. Les charges fixes (frais de réseau, taxes, etc.) ne sont pas éligibles au crédit. Le coût de raccordement est à la charge du client-producteur, et il est traité de manière identique à tout autre abonné. En fin de contrat, un formulaire de résiliation permet la clôture de l'installation et une compensation finale des crédits énergétiques. Si le client clôture de son propre chef, les crédits non utilisés expirent. Le distributeur est tenu de tenir un registre complet de l'ensemble des installations, incluant les données techniques, l'énergie injectée par chaque système, ainsi que le total injecté à l'échelle nationale. Des fiches techniques officielles (Third Schedule) sont mises à disposition pour encadrer les installations photovoltaïques sur toiture, en conformité avec les guidelines nationales.

3.1.2 KE KENYA

Le Kenya, pays côtier d'Afrique de l'Est, compte 47,56 millions d'habitants sur une superficie de 580 367 km², soit une densité moyenne de 82 habitants par km². L'économie nationale repose sur un PIB de 107,44 milliards USD, avec un PIB par habitant de 1 949 USD. Le pays affiche une forte dépendance à la biomasse pour sa consommation énergétique (62 %), suivie par le pétrole (18,5 %) et les énergies renouvelables (17 %). L'électricité ne représente que 5,1 % de la consommation finale d'énergie, mais elle est produite à près de 90 % à partir de sources renouvelables : géothermie (40 %), hydroélectricité (30 %), éolien (16 %), biomasse (2 %), et solaire (1,3 %). Les centrales thermiques au pétrole ne représentent que 10,2 % du mix électrique. L'intensité carbone du système électrique kényan est relativement faible, avec 109,12 gCO₂eq/kWh.

Le Kenya s'est fixé pour objectif de couvrir 100 % de sa production d'électricité à partir des ENR (objectif initialement prévu pour 2020) et vise 23 GW de capacité installée d'ici 2030. Dans ce cadre, la réglementation de la facturation nette, renforcée par le décret The Energy (Net-Metering) Regulations, 2024, constitue un outil clé de soutien à l'autoproduction.

Le système de net metering kényan est défini par une loi nationale qui établit un cadre contractuel, technique et tarifaire clair. Il s'adresse aux clients résidentiels, commerciaux et industriels. Les limites de capacité sont fixées à 4 kW pour les clients domestiques (monophasé), 10 kW pour le triphasé, et jusqu'à 1 MW pour les clients commerciaux et industriels, sans dépasser la demande maximale enregistrée sur les 12 derniers mois. Le système est basé sur le principe du premier arrivé, premier servi, avec un seuil agrégé national initial de 100 MW, révisable tous les 5 ans. L'accès au système repose sur une demande formelle via le formulaire 001, accompagné d'une étude de faisabilité obligatoire au-delà de 10 kW, préparée par un ingénieur agréé. Le distributeur dispose de 60 jours pour valider ou rejeter la demande. En cas d'acceptation, un accord de facturation nette (Net Metering System Agreement) est signé. Le client dispose alors de 6 mois pour finaliser l'installation et la mise en service, au risque de voir la demande annulée.

Sur le plan technique, le système doit :

- Être installé par un professionnel autorisé,
- Respecter les standards kényans et le Grid Code,
- Utiliser un compteur intelligent bidirectionnel, capable de mesurer l'énergie injectée et consommée, avec une précision horaire.

Le coût du compteur et du raccordement est à la charge du consommateur. Une procédure de test et mise en service doit être notifiée au distributeur 14 jours à l'avance, lequel peut assister aux opérations. Le système doit inclure un dispositif de déconnexion manuelle accessible par le distributeur, sauf si l'équipement répond à des critères d'auto-déconnexion certifiés. Sur le plan financier, le client reçoit un crédit énergétique de 50 % pour chaque kWh injecté dans le réseau. Ce

crédit est déduit des consommations mensuelles nettes. Si les crédits excèdent la consommation du mois, l'excédent est reporté sur le mois suivant, mais les crédits expirent à la fin de l'exercice financier du distributeur. Aucune compensation monétaire n'est prévue. Le client ne peut pas prétendre à une rémunération pour l'énergie réactive ou d'autres services systèmes.

Le contrat est renouvelable tous les cinq ans, sauf résiliation anticipée (par consentement mutuel, ou à l'initiative de l'une des parties avec un préavis de 60 jours). En cas de cession du site, l'accord peut être transféré à un nouveau propriétaire avec l'accord du distributeur et l'aval de l'Autorité.

Enfin, le distributeur doit :

- Maintenir un registre public des producteurs,
- Publier chaque année un rapport sur les installations actives,
- Soumettre à l'Autorité la liste des consommateurs, la capacité installée et les volumes d'énergie importée/exportée.

3.1.3 UG OUGANDA

L'Ouganda, pays enclavé d'Afrique de l'Est, compte environ 45 millions d'habitants répartis sur 241 038 km², soit une densité moyenne d'environ 187 habitants/km². Doté d'un PIB estimé à près de 40 milliards USD et d'un PIB par habitant avoisinant les 890 USD, le pays reste en développement, bien qu'il affiche une volonté affirmée de transition vers une économie plus durable. Sur le plan énergétique, l'Ouganda constitue un modèle régional, avec une production électrique issue à plus de 99 % des énergies renouvelables, principalement grâce à l'hydroélectricité, mais aussi au solaire et à la biomasse. Le pays s'est engagé à atteindre la neutralité carbone d'ici 2065, en maintenant une croissance de capacité électrique de l'ordre de 14 % par an, tout en évitant un recours massif aux énergies fossiles. L'intégration du système de facturation nette en 2024 s'inscrit pleinement dans cette trajectoire de transition.

Promulguée le 2 avril 2024, la réglementation The Electricity (Net Metering) Regulations, 2024, publiée par l'Electricity Regulatory Authority (ERA), marque une étape majeure pour l'autoproduction électrique. Elle vise à stimuler l'investissement privé dans la production décentralisée, particulièrement à partir du solaire photovoltaïque, en ciblant prioritairement les clients commerciaux et industriels. Le dispositif autorise les clients résidentiels, commerciaux et industriels à installer des systèmes d'énergie renouvelable connectés au réseau, dans une limite maximale de 50 MW par site, tout en respectant les normes techniques d'interconnexion du Grid Code. Les installations doivent utiliser des compteurs intelligents bidirectionnels, permettant de mesurer l'énergie consommée et injectée, de façon précise et continue. Le fonctionnement repose sur un système de crédits énergétiques : pour chaque kilowattheure injecté dans le réseau, le client reçoit un crédit équivalent, déduit de sa consommation mensuelle. En cas d'excédent, l'énergie non utilisée est reportée sur les mois suivants, sans compensation monétaire. Les crédits peuvent toutefois expirer après un certain délai, selon les conditions fixées par le distributeur local.

La procédure d'adhésion au programme est structurée : les consommateurs doivent soumettre un formulaire de demande à l'ERA, accompagné, pour les grandes installations, d'une étude de faisabilité technique. Le distributeur dispose d'un délai de 60 jours pour répondre à la demande. Une fois l'approbation obtenue, le client dispose de 6 mois pour finaliser l'installation et procéder à la mise en service.

Plusieurs projets pilotes ont été lancés pour démontrer la faisabilité et les bénéfices du système : notamment à Kololo Ceremonial Grounds (Kampala), au Département des Minéraux à Entebbe, ainsi

que dans une caserne militaire à Nakasongola. Ces projets ont été réalisés en collaboration avec Nexus Green, entreprise engagée dans la fourniture de solutions solaires accessibles et durables. L'introduction du net metering en Ouganda s'inscrit donc dans une dynamique ambitieuse de transformation énergétique. Elle renforce l'attractivité du secteur pour les investisseurs privés, tout en améliorant l'accès à une énergie propre et fiable pour les utilisateurs industriels et institutionnels. À terme, cette stratégie pourrait jouer un rôle crucial dans la résilience énergétique du pays, en diversifiant les sources de production et en réduisant la pression sur les infrastructures nationales.

3.1.4 NA NAMIBIE

La Namibie, pays côtier d'Afrique australe, compte environ 2,63 millions d'habitants sur un vaste territoire de 825 418 km², avec une faible densité de 3 habitants/km². Le pays affiche un PIB de 12,35 milliards USD, soit un revenu par habitant élevé de 4 742 USD, témoignant d'une économie relativement structurée. La consommation finale d'énergie est de 34,6 GJ par habitant, équivalant à 44 % de la moyenne mondiale, dont 18 % sous forme d'électricité. La production nationale d'électricité s'élève à 1 506 GWhs par an, dominée par l'hydroélectricité (64 %) et le solaire photovoltaïque (31,5 %), complétée par des contributions mineures du charbon (2,7 %) et de l'éolien (1,4 %). La consommation électrique annuelle par habitant est de 1 635 kWh, soit 50 % de la moyenne mondiale mais environ trois fois la moyenne africaine. L'intensité carbone du secteur électrique est modérée, à 293,77 gCO₂eq/kWh. Cependant, l'accès à l'électricité reste partiel, avec seulement 53,9 % de la population connectée, et une forte disparité entre zones urbaines (98 %) et rurales (35,5 %).

La Namibie a été l'un des premiers pays africains à adopter une réglementation sur la facturation nette, par une loi nationale promulguée en 2016. Ce dispositif vise à encourager l'autoproduction d'électricité renouvelable, notamment solaire, pour réduire la dépendance aux importations (principalement d'Afrique du Sud) et soutenir la transition énergétique. La procédure débute par la soumission d'un formulaire de net metering au distributeur local, souvent NamPower. Si le projet est conforme, un accord de connexion est signé. Les installations de production distribuée bénéficient d'une exemption d'obligation de licence, sauf cas particuliers. De plus, pendant les deux premières années, un client ne peut pas posséder plusieurs systèmes de net metering sans autorisation.

- La puissance maximale d'un système est limitée : la capacité en kVA doit rester inférieure à la valeur nominale du disjoncteur principal et ne pas dépasser 500 kVA.
- Le distributeur exige des études de stabilité réseau et applique un principe de « premier arrivé, premier servi » selon la capacité disponible.
- Les installations doivent être réalisées par des professionnels certifiés, conformément aux normes nationales.
- Les compteurs installés doivent être bidirectionnels, capables d'enregistrer séparément l'énergie consommée et injectée. Les compteurs prépayés ne sont pas autorisés.
- Les relevés mensuels sont obligatoires et effectués par le distributeur, sans possibilité d'estimation.

Le système ne prévoit pas de compensation monétaire directe. L'électricité injectée est créditée en kilowattheures, ce qui réduit la facture mensuelle du client, mais uniquement jusqu'à concurrence de l'énergie consommée. Les charges fixes (taxes de réseau, frais de raccordement) restent à la charge du consommateur. En cas d'excédent d'énergie exportée, celui-ci est reporté sur la facture suivante. Le calcul des crédits repose sur le tarif d'importation, tenant compte ou non de la tarification horaire selon le client. Une compensation sur les taxes peut être envisagée si la production contribue à réduire les pics de demande.

Chaque distributeur tient un registre officiel des producteurs, recensant les installations, leurs capacités et volumes d'énergie injectée. En cas de résiliation ou transfert, les crédits non utilisés sont annulés. Une disposition particulière concerne les crédits carbone : les producteurs doivent consulter l'autorité compétente pour désigner une entité habilitée à gérer les transactions liées. En principe, les crédits carbone reviennent au producteur.

3.1.5 ZM ZAMBIE

La Zambie, pays enclavé d'Afrique australe, compte environ 19,6 millions d'habitants répartis sur une superficie de 752 614 km². Son PIB s'élève à 29,16 milliards USD, avec un revenu par habitant d'environ 1 456 USD. L'accès à l'électricité reste limité, avec seulement 44,5 % de la population connectée en 2020, et un fort écart entre zones urbaines et rurales. La consommation énergétique totale est dominée par la biomasse (72,4 %), suivie des énergies fossiles (14,2 %) et de l'électricité (13,4 %).

La production électrique annuelle atteint 15,16 TWh, dont 85,4 % proviennent d'énergies renouvelables, essentiellement hydroélectriques (84,4 %) et, dans une moindre mesure, solaires (1 %). Les sources fossiles représentent 14,6 % de la production, principalement le charbon (12,5 %) et le pétrole (2,1 %). La consommation électrique moyenne par habitant est de 721 kWh, avec une intensité carbone modérée de 113,31 gCO₂eq/kWh.

- Cadre réglementaire sur la facturation nette (net metering)
 - La Zambie a introduit un projet de réglementation sur la facturation nette visant à encourager l'autoproduction d'électricité renouvelable et son injection dans le réseau. Tout consommateur peut participer au système de net metering, sous réserve de signer un contrat avec le fournisseur ou transporteur local, précisant les conditions techniques, opérationnelles, tarifaires, et juridiques.
 - Le système s'adresse exclusivement à l'autoconsommation avec vente des surplus, excluant la production à des fins commerciales, bien que la notion « activité économique » reste peu définie.
- Conditions techniques et administratives
 - Pour les installations d'une puissance inférieure à 250 kW, une simple déclaration à l'Energy Regulation Board (ERB) suffit, sans licence.
 - Pour celles dépassant 250 kW, une déclaration est aussi obligatoire, avec une licence requise uniquement si la production dépasse la capacité de connexion au réseau.

Les installations doivent respecter les standards techniques nationaux. Une étude de faisabilité et une évaluation environnementale sont requises, sauf pour les petits systèmes qui bénéficient d'exemptions destinées à réduire les barrières économiques. Les coûts de raccordement sont à la charge du producteur si la puissance dépasse la capacité de sa connexion réseau.

- Modalités de compensation

Le tarif de rachat de l'électricité injectée est fixé par l'ERB pour une période initiale de dix ans, assurant une incitation financière stable. Au-delà, la compensation devrait suivre la valeur moyenne du marché énergétique, qui reste toutefois à définir.

Les clients sont distingués selon leur mode de facturation :

- Pour les compteurs prépayés, un crédit est automatiquement appliqué lors de la recharge, après déduction des frais liés au net metering.

- Pour les clients post-paiement, la valeur de l'énergie exportée est déduite de la facture mensuelle, la somme nette étant soumise à l'impôt.

- **Clauses et risques**

Le statut de producteur peut être retiré après 90 jours d'inactivité en consommation, imposant un nouveau contrat pour continuer à injecter. En cas de non-paiement des compensations par le gestionnaire réseau, le producteur dispose d'un droit de recours à un garant, bien que les modalités restent floues. Ce cadre réglementaire, bien que toujours en transition, représente un progrès important pour intégrer les énergies renouvelables décentralisées et renforcer l'accès électrique en Zambie.

3.1.6 TN TUNISIE

La Tunisie, pays côtier d'Afrique du Nord, compte 11,8 millions d'habitants sur 163 610 km². Son PIB est de 46,3 milliards USD (3 747 USD/hab.). Le pays reste fortement dépendant des énergies fossiles, avec une consommation finale dominée par le gaz naturel liquéfié (53 %) et les produits pétroliers (47 %), contre seulement 0,4 % d'énergies renouvelables. En 2022, la production électrique annuelle atteignait 21,37 TWh, avec 97 % au gaz et 3 % d'ENR (éolien et solaire à parts égales). La consommation moyenne d'électricité est de 1 934 kWh/hab., avec une intensité carbone élevée (469,67 gCO₂eq/kWh). Pour y remédier, la Tunisie s'est fixée comme objectif d'atteindre 40 % d'ENR d'ici 2030. Dans ce cadre, un système de facturation nette structuré par niveau de tension a été mis en œuvre.

- **Basse tension (BT) – Résidentiel et petit tertiaire :**
- Via le programme PROSOL-Elec, les particuliers peuvent injecter leur surplus solaire dans le réseau après approbation de la STEG. Un compteur bidirectionnel est installé, et l'électricité excédentaire est créditée sur les factures suivantes, sans rémunération monétaire. Le programme est soutenu par des subventions de 30 %, plafonnées à 1 800 DT/kWc (≤1 kWc) et 1 450 DT/kWc (≥2 kWc).
- **Moyenne et haute tension (MT/HT) – Industriel, agricole, tertiaire :**
- Les producteurs doivent obtenir une autorisation du ministère de l'Énergie, avec avis de la Commission Technique Consultative. Ils peuvent vendre jusqu'à 30 % de leur production excédentaire à la STEG ou à des tiers, selon un PPA (contrat d'achat d'électricité) à un tarif réglementé (décret n° 2020-105).
- **Conditions techniques et raccordement :**
- Un point de connexion est désigné selon la capacité locale d'absorption. Une étude de faisabilité est exigée. La STEG fournit un cahier des charges, et les installations doivent répondre aux normes de sécurité, de performance, et aux exigences de l'ANME.

La Tunisie propose un modèle hybride : compensation énergétique sans vente pour les particuliers, vente encadrée pour les entreprises, et soutien financier à l'investissement. Ce dispositif contribue à structurer la filière solaire et à réduire la dépendance aux énergies fossiles, bien que les ENR soient encore limitées dans le mix actuel.

3.1.7 GH GHANA

Le Ghana, pays côtier d'Afrique de l'Ouest, compte 32,34 millions d'habitants sur 238 540 km². Son PIB de 76,37 milliards USD (2 203 USD/hab.) repose en partie sur la production de pétrole brut. La consommation énergétique est dominée par les fossiles (75,2 %), suivis de l'électricité (17,2 %). La

production d'électricité (17,28 TWh) provient à 57,7 % de centrales thermiques, et à 42,3 % d'énergies renouvelables, surtout hydroélectriques (42 %, 1 584 MW). Le solaire reste marginal (0,3 %).

Le pays a mis en place un cadre réglementaire national pour la facturation nette et les PPA, permettant aux producteurs (souvent solaires) d'injecter leur surplus sur le réseau en échange d'un crédit énergétique. Un contrat de connexion, validé par la Commission de l'énergie, précise les données techniques (puissance \leq 500 kW, charge, injection prévue). Les installations doivent intégrer un système de protection avec déconnexion automatique et respecter les normes du distributeur. Le raccordement et le compteur bidirectionnel sont à la charge du producteur. Aucune compensation monétaire n'est prévue. Ce dispositif pose les bases d'une production décentralisée, utile notamment pour les PME urbaines, face à une demande énergétique croissante.

3.1.8 BW BOTSWANA

Le Botswana, pays enclavé d'Afrique australe, compte 2,32 millions d'habitants sur 581 730 km², avec un PIB/hab. de 7 249 USD, parmi les plus élevés d'Afrique. Sa consommation énergétique repose majoritairement sur la biomasse (45 %), le pétrole (42 %) et le charbon, avec une très forte dépendance à l'importation d'électricité (80 %) depuis les pays voisins. Le secteur est contrôlé par Botswana Power Corporation (BPC). Depuis 2022, un cadre national de facturation nette est en place, permettant aux particuliers et entreprises de revendre l'excédent de leur production solaire au réseau.

- Les systèmes < 100 kW nécessitent une simple déclaration en ligne auprès de BPC.
- Les systèmes > 100 kW requièrent un enregistrement + licence de production (BERA).

Une autorisation d'interconnexion est délivrée après validation technique. Les installations doivent être certifiées, équipées d'un compteur bidirectionnel, et conformes aux normes du réseau. La puissance installée ne doit pas dépasser 110 % de la demande annuelle moyenne du client. Le système repose sur un crédit énergétique 1:1 (1 kWh injecté = 1 kWh crédit), avec des taux plus favorables en heures de pointe. Aucune compensation monétaire, sauf si les crédits excèdent 12 mois. Les données de consommation doivent être relevées mensuellement, sans estimation. BPC est chargé de tenir un registre des producteurs, de publier les capacités disponibles par zone, et de mettre à jour ces données chaque trimestre.

3.1.9 EG ÉGYPTE

L'Égypte, pays côtier d'Afrique du Nord, compte environ 102,3 millions d'habitants répartis sur un territoire de 1 001 450 km², avec une densité moyenne de 102 habitants/km². Son économie est soutenue par un PIB de 476,7 milliards USD, soit un revenu par habitant de 4 295 USD. Grand producteur d'hydrocarbures (pétrole et gaz naturel), l'Égypte repose fortement sur les énergies fossiles pour couvrir sa demande. La consommation finale d'énergie atteint 2 499 PJ, dominée par les combustibles fossiles (74,6 %), avec le pétrole (47,1 %), le gaz naturel liquéfié (23,9 %) et le charbon (3,6 %). Les énergies renouvelables représentent 22,8 %, tandis que la biomasse reste marginale (2,7 %). La consommation électrique annuelle moyenne est de 1 600 kWh par habitant, avec une intensité carbone élevée de 450,12 gCO₂eq/kWh. La production d'électricité atteint 220,1 TWh, dont 88,5 % provient de centrales thermiques (81 % gaz naturel, 7,5 % pétrole). Les énergies renouvelables représentent 11,5 % du mix, avec une majorité d'hydroélectricité (6,2 %), suivie de l'éolien (3 %) et du solaire photovoltaïque (2,3 %).

La politique égyptienne de facturation nette repose sur une réglementation nationale, définie par la circulaire n°6 de 2022 de l'Autorité de régulation de l'électricité (EgyptERA). Elle s'inscrit dans une stratégie visant à diversifier le mix énergétique, maîtriser la consommation fossile, et stimuler les investissements dans les énergies renouvelables. Le régime de net metering permet aux producteurs, principalement solaires, d'injecter leur excédent d'électricité sur le réseau et d'obtenir un crédit basé

sur le coût d'évitement – c'est-à-dire le coût que l'État aurait dû engager pour produire cette énergie. Ce mécanisme se distingue du feed-in tariff qui prévoit un tarif fixe de rachat. Cependant, des limitations importantes existent : seuls les propriétaires d'immeubles entiers peuvent bénéficier d'un compteur bidirectionnel, excluant de fait la majorité des citoyens vivant en appartements, ce qui restreint significativement l'accès au dispositif.

Licences :

- Installations ≤ 500 kW : Exemption possible, sous conditions techniques.
- Installations > 500 kW : Licence obligatoire délivrée par EgyptERA.

Capacité autorisée :

- Par projet : Jusqu'à 20 MW.
- Par client : Cumul maximal de 25 MW pour l'ensemble des installations d'un même client.

Capacité nationale totale sous net metering limitée à 300 MW, répartie comme suit :

- 125 MW pour les installations ≤ 500 kW.
- 100 MW pour les installations > 500 kW et ≤ 20 MW.
- **Compteurs** : Seuls les compteurs bidirectionnels sont autorisés, mais leur installation est réglementée par les conditions de propriété.
- **Professionnels** : Les installations doivent être réalisées selon les normes nationales, par des professionnels agréés.

L'électricité injectée dans le réseau est compensée par un crédit énergétique basé sur le coût d'évitement. Il ne s'agit donc pas d'un paiement monétaire, mais d'un crédit valorisé sur la facture du consommateur. Des frais d'intégration au réseau, appelés *merger fees*, sont également appliqués :

- Haute tension : 32,6 piastres/kWh.
- Moyenne tension : 25,7 piastres/kWh.

Ces frais sont dus par le producteur pour couvrir les coûts techniques de connexion de l'installation au réseau électrique national. Le régime égyptien de net metering est structuré mais présente des limitations majeures :

- L'exclusion des clients en appartements empêche une adoption large en milieu urbain.
- Le plafond national de 300 MW bride le développement de projets de grande envergure.
- L'absence d'un tarif d'achat fixe réduit l'attractivité pour les investisseurs à long terme.

3.1.10 MR MAROC

Le Maroc, pays côtier d'Afrique du Nord, compte 37,84 millions d'habitants répartis sur un territoire de 446 550 km² (hors Sahara occidental), avec une densité moyenne de 76,8 habitants/km². Son PIB s'élève à 130,9 milliards USD, soit un revenu par habitant de 3 441 USD. L'économie repose en grande partie sur les importations énergétiques, bien que le pays ait engagé une transition notable vers les énergies renouvelables. La consommation finale d'énergie atteint 346,9 PJ, dominée par les produits pétroliers (50,2 %), suivis de la biomasse (35,4 %) et de l'électricité (14,5 %). La production annuelle d'électricité est de 41,65 TWh, principalement issue de sources fossiles (77,8 %) : charbon (64,6 %), gaz naturel liquéfié (11,3 %) et pétrole (2 %). Les énergies renouvelables représentent 19 % du mix électrique, réparties entre l'hydroélectricité (4 %), l'éolien (11,3 %), le solaire photovoltaïque (0,9 %) et le solaire thermodynamique (2,8 %). La consommation moyenne par habitant est de 933 kWh/an,

avec une intensité carbone élevée de 606,98 gCO₂eq/kWh. L'accès à l'électricité est quasi universel, atteignant 99,83 % en zones rurales.

Le Maroc s'est fixé pour objectif de porter à 52 % la part des énergies renouvelables dans sa production d'électricité d'ici 2030. L'Office National de l'Électricité et de l'Eau potable (ONEE) produit environ 21,4 % de l'électricité nationale, le reste étant généré par des producteurs privés. Le Maroc a mis en place un cadre légal encadrant l'autoproduction et la facturation nette, à travers la **loi n° 58-15**. Toutefois, la mise en œuvre opérationnelle reste limitée.

- **Déclaration ou autorisation** : Selon la puissance de l'installation et le niveau de tension du raccordement (basse, moyenne ou haute tension), une déclaration ou autorisation est exigée auprès des autorités compétentes.
- **Contrat de raccordement** : L'auto producteur doit signer un contrat de raccordement avec le gestionnaire de réseau (ONEE ou un distributeur local).
- **Contrat d'achat de surplus** : Une fois les tarifs d'achat définis, un contrat pourra être établi pour la vente de l'électricité excédentaire injectée. À ce jour, aucun tarif officiel n'a été fixé, ce qui limite l'intérêt économique pour les producteurs.
- **Injection au réseau** : À l'heure actuelle, l'injection d'électricité n'est pas autorisée sur les réseaux basse et moyenne tension, ce qui constitue un frein majeur au développement de l'autoconsommation connectée au réseau.
- **Tarifs d'achat** : L'absence de tarifs définis rend la vente du surplus peu viable économiquement, bien que le cadre réglementaire soit en place pour accueillir un futur mécanisme de net metering.

3.1.11 MA ÎLE MAURICE

L'île Maurice, petit État insulaire de l'océan Indien, compte environ 1,27 million d'habitants sur 2 040 km², avec une densité élevée de 623 hab./km². Son PIB atteint 14,29 milliards USD, soit un PIB par habitant de 11 246 USD, l'un des plus élevés d'Afrique subsaharienne. La consommation énergétique finale est de 37 PJ, principalement dominée par les combustibles fossiles (85,1 %), avec une part résiduelle d'électricité (14,7 %). La production d'électricité, estimée à 3,03 TWh, repose à 77 % sur les énergies fossiles, principalement le charbon et les produits pétroliers, et à 23 % sur les énergies renouvelables, en particulier la bagasse (13,5 %), issue des déchets de canne à sucre, le solaire photovoltaïque (6,5 %) et l'éolien (3 %). L'intensité carbone du secteur électrique est estimée à 626 gCO₂eq/kWh, et la consommation moyenne annuelle par habitant atteint 2 385 kWh. L'accès à l'électricité est quasi universel.

Dans un objectif de transition énergétique et de réduction de la dépendance aux énergies importées, l'île Maurice a introduit un cadre de facturation nette (net metering) dès 2013, renforcé par plusieurs programmes incitatifs réussis. Le principal mécanisme est désormais celui du Small-Scale Distributed Generation (SSDG), régulé par l'Utility Regulatory Authority (URA) et géré par le distributeur national CEB (Central Electricity Board). Les installations admissibles doivent être inférieures ou égales à 50 kW pour les particuliers, et peuvent aller jusqu'à 2 MW pour les projets commerciaux, selon les appels à projets en cours. Un permis d'installation et un contrat de connexion au réseau sont requis. Le système doit être conforme aux normes techniques nationales (MSB 161-1, 161-2), avec un inverseur certifié, un système anti-îlotage, et un compteur bidirectionnel installé aux frais du producteur.

Le surplus injecté dans le réseau est comptabilisé en kWh et donne lieu à un crédit énergétique qui peut être déduit de la facture mensuelle, dans la limite de l'énergie importée. Aucun paiement monétaire n'est prévu pour les excédents. Dans le cas des appels d'offres ou des PPA (Power Purchase Agreements), un tarif fixe (feed-in tariff) est attribué par le CEB, généralement entre 0,10 et 0,15

USD/kWh, selon la technologie et la puissance installée. Maurice a également mis en place des incitations fiscales, comme des déductions d'impôt pour les entreprises investissant dans le solaire, et des programmes de financement via des lignes de crédit vertes, parfois soutenues par l'UE, l'AFD ou la Banque Africaine de Développement.

3.2 TABLEAU RÉCAPITULATIF DES PRINCIPAUX PAYS LISTÉS

Tableau 2 - Récapitulatif des politiques de net metering en Afrique

Pays	Mécaniques de vente de surplus	Type de régulation	Application et licence	Puissance éligible	Interconnexion au réseau	Tarif de vente	Durée et fin de contrat
Zimbabwe	Compensation en kWh (0,8 à 0,85), pas de paiement monétaire	Loi nationale, ENM 1 & ENM 2	Pas de licence, formulaire à soumettre, autorisation de raccordement	Résidentiel < disjoncteur principal, commercial ≤ 5 MW	Étude de stabilité réseau, certification d'interconnexion	Crédit énergétique (0,8–0,85 kWh/kWh injecté)	Certificat valable 20 ans, annulation par formulaire
Kenya	Compensation énergétique à 50 % de la valeur injectée, sans paiement	Loi nationale, Règlement 2024	Formulaire, autorisation sous 60 jours, installation sous 6 mois	4 kW (monophasé), 10 kW (triphasé), ≤ 1 MW (C&I)	Compteur intelligent obligatoire, déconnexion automatique	Crédit sur facture, pas de paiement, expirent à fin exercice	Renouvelable tous les 5 ans
Ouganda	Crédit énergie sans paiement direct, surplus reporté	Loi nationale, règlement 2024 (ERA)	Formulaire + étude faisabilité selon puissance	Jusqu'à 50 MW, selon profil consommateur	Compteur bidirectionnel, Grid Code, auto-déconnexion	Crédit sur facture mensuelle	Durée non précisée, révocation en cas d'inactivité
Namibie	Compensation en kWh, pas de rémunération, report mensuel	Loi nationale (depuis 2016)	Déclaration, accord, pas de licence < 500 kVA	≤ 500 kVA, P < disjoncteur principal	Étude stabilité, Grid Code, compteur obligatoire	Crédit énergie, pas de paiement monétaire	Annulation = crédits expirés, transférabilité restreinte
Zambie	Vente du surplus, crédit sur facture ou compteur prépayé	Projet de règlement (draft), ERB	Enregistrement à l'ERB, licence si > connexion	≤ 250 kW : pas de licence ; > 250 kW : sous conditions	Étude d'impact sauf exemptions, Grid Code, accès au compteur	Tarif fixe 10 ans, puis marché (non encore défini)	Statut suspendu après 90 jours sans consommation
Tunisie	BT : report excédent (sans paiement), MT/HT : PPA (30 %)	Loi n°2015-12, décret 2020-105	BT : demande à STEG ; MT/HT : autorisation ministère	MT/HT > 1 MW possible (autorisation)	Étude faisabilité, cahier des charges STEG	BT : report ; MT/HT : vente à tarif ministériel (30 %)	MT/HT : contrat avec STEG ou tiers ; BT : contrat à durée illimitée
Ghana	Compensation via contrat de connexion, pas de tarif public	Loi nationale + code électrique	Accord entre producteur et distributeur, validé par commission	≤ 500 kW par consommateur	Isolation, protection réseau, déconnexion automatique	Non précisé, dépend de l'accord bilatéral	Non précisé

Égypte	Vente basée sur coût évité, avec frais d'intégration au réseau	Loi nationale (circulaire EgyptERA n°6/2022)	Licence obligatoire > 500 kW ; exemption possible ≤ 500 kW sous conditions	≤ 20 MW par projet, ≤ 25 MW par client ; plafond national 300 MW	Limitation : propriétaires d'immeubles seulement ; injection réglementée, frais selon tension	Basé sur coût d'évitement, frais de 25,7–32,6 piastres/kWh	Contrat net metering sans durée publique ; crédits limités au volume consommé
Maroc	Cadre légal prévu, mais injection et tarifs non encore opérationnels	Loi nationale n° 58-15 (net metering)	Déclaration ou autorisation requise selon tension ; contrat de raccordement nécessaire	Limites non précisées officiellement, injection BT/MT non permise	Pas d'autorisation d'injection sur BT/MT actuellement	Tarifs d'achat non encore publiés	Contrat en attente de mise en œuvre effective, vente peu rentable à ce jour
Ile Maurice	Crédit énergétique (kWh injecté = kWh consommé), pas de paiement monétaire	Loi nationale (URA, CEB)	Permis et contrat requis pour toute installation ; licence non requise ≤ 50 kW	≤ 50 kW pour particuliers, jusqu'à 2 MW via appels d'offres PPA	Normes nationales (MSB), compteur bidirectionnel, étude de connexion si > 50 kW	Crédit kWh ; tarifs incitatifs pour appels d'offres : 0,10–0,15 USD/kWh	Contrat net metering reconductible ; PPA typiquement sur 15 à 20 ans

4 MÉTHODOLOGIES DE GESTION DE PROJET ET MÉCANISMES FINANCIERS

4.1 DÉFIS RENCONTRÉS PAR LES PAYS AFRICAINS

Tableau 3 - Défis rencontrés par les pays africains

Pays	Défis principaux
Zimbabwe	<ul style="list-style-type: none"> Faible fiabilité du réseau Retards dans les connexions au réseau Manque de sensibilisation
Kenya	<ul style="list-style-type: none"> Retards dans la mise en œuvre réglementaire Manque d'incitations économiques
Ouganda	<ul style="list-style-type: none"> Faible pénétration du solaire PV Cadre réglementaire initialement inexistant
Namibie	<ul style="list-style-type: none"> Faible capacité financière des ménages Coût élevé des équipements solaires
Zambie	<ul style="list-style-type: none"> Infrastructure réseau sous-développée Résistance des services publics à l'autoproduction
Tunisie	<ul style="list-style-type: none"> Plafonnement des exportations à 30 % Complexité des démarches administratives
Ghana	<ul style="list-style-type: none"> Manque de données pour fixer des tarifs réalistes Faible engagement institutionnel
Botswana	<ul style="list-style-type: none"> Absence d'un cadre juridique spécifique pour la facturation nette Coût élevé du raccordement et lenteur des procédures administrative
Égypte	<ul style="list-style-type: none"> Limitation d'accès pour les consommateurs en immeuble (pas de compteur bidirectionnel) Plafonnement strict de la capacité nationale sous net metering (300 MW)
Maroc	<ul style="list-style-type: none"> Injection d'électricité non autorisée en BT et MT Absence de tarif de rachat effectif, rendant le système inopérant économiquement
Île Maurice	<ul style="list-style-type: none"> Faible potentiel foncier pour grandes centrales solaires

4.2 STRATÉGIES ET PRATIQUES RÉUSSIES

Tableau 4 - Stratégies et pratiques réussies

Pays	Succès et bonnes pratiques
Zimbabwe	<ul style="list-style-type: none"> Extension progressive de la capacité autorisée (jusqu'à 5 MW) Tarifcation incitative (0,85 kWh crédités pour 1 kWh injecté par les industriels)

Kenya	<ul style="list-style-type: none"> • Simplification du processus d'approbation (60 jours) • Engagement des parties prenantes lors de la rédaction des règlements
Ouganda	<ul style="list-style-type: none"> • Partenariats public-privé (PPP) pour projets solaires industriels • Alignement des politiques avec les objectifs climatiques
Namibie	<ul style="list-style-type: none"> • Mise en œuvre rapide et claire des règles • Obligations des opérateurs à proposer la facturation nette
Zambie	<ul style="list-style-type: none"> • Intégration de la facturation nette dans la réforme du secteur énergétique • Consultation multipartite
Tunisie	<ul style="list-style-type: none"> • Programme PROSOL : subventions + prêts à taux préférentiels • Fabrication locale de modules photovoltaïques
Ghana	<ul style="list-style-type: none"> • Développement d'un sous-code technique pour la facturation nette • Sensibilisation par des ONG et institutions locales
Botswana	<ul style="list-style-type: none"> • Inclusion du solaire décentralisé dans le plan énergétique national • Soutien du secteur privé via des appels à projets pilotes
Égypte	<ul style="list-style-type: none"> • Introduction d'un système de net metering avec cadre technique clair • Tarification basée sur le coût d'évitement, intégrant les économies pour l'État
Maroc	<ul style="list-style-type: none"> • Adoption d'un cadre légal clair (Loi n° 58-15) • Mise en place d'un processus progressif vers l'ouverture du réseau à l'autoproduction
Île Maurice	<ul style="list-style-type: none"> • Adoption précoce du net metering (depuis 2013) • Systèmes simples pour particuliers (≤ 50 kW) • Tarifs incitatifs via appels d'offres (PPA) • Crédits d'impôts et lignes de financement vertes soutenant l'autoproduction

4.3 MÉTHODOLOGIES DE GESTION DE PROJET

- **Approche progressive (phased implementation)** : exemple du Zimbabwe, où les capacités et les catégories de participants ont été étendues au fil du temps.
- **Cadres réglementaires pilotes** : le Kenya et l'Ouganda ont testé des projets pilotes avant une mise en œuvre nationale.
- **Consultation participative** : la Namibie et la Zambie ont intégré des processus multipartites pour assurer une adhésion collective (entreprises, régulateurs, citoyens).
- **Alignement avec les politiques nationales** : l'intégration des programmes dans les stratégies de réduction de la pauvreté et d'électrification (cas de l'Ouganda et du Ghana).

4.4 MÉCANISMES FINANCIERS EFFICACES

Tableau 5 - Mécanismes financiers efficaces

Mécanisme	Pays	Détails
Subventions publiques	Tunisie	Programme PROSOL : subvention jusqu'à 20 % du coût + prêts à taux réduit
Tarifs incitatifs	Zimbabwe, Ile Maurice	ZB : Crédit énergétique supérieur à 0,8 kWh/kWh injecté pour encourager l'industrie MA : Tarifs de rachat fixes (0,10–0,15 USD/kWh) dans le cadre de PPA commerciaux
Crédits d'impôt / allègements	Namibie, Kenya, Ile Maurice	Réductions fiscales pour les entreprises investissant dans le solaire
Lignes de crédit vertes	Ouganda, Ghana, Ile Maurice	Financement soutenu par des banques de développement et des initiatives UE, AFD et/ou BAD.
Partenariats public-privé	Ouganda	Mobilisation du secteur privé via des contrats d'achat d'énergie (PPA) avec incitations locales
Subventions ciblées	Maroc	Financement partiel des études de faisabilité et assistance technique via l'Agence MASEN
Frais d'intégration différenciés	Égypte	Tarifs dégressifs selon le niveau de tension (32,6 piastres/kWh en HT, 25,7 en MT), incitant les producteurs à injecter dans les réseaux supérieurs
Appels d'offres solaires pilotes	Botswana	Programmes d'achat par NamPower avec soutien partiel à l'investissement via partenariats public-privé

4.5 RECOMMANDATIONS POUR LES COMORES

Tableau 6 - Recommandations pour les Comores

Axe stratégique	Recommandation
Cadre réglementaire	Mettre en place une législation claire sur la facturation nette avec seuils de puissance évolutifs
Incitations financières	Introduire un système de crédits énergétiques ou de subventions similaires à PROSOL en Tunisie
Accès au financement	Établir des partenariats avec la BAD, la BM ou des bailleurs européens pour des lignes de crédit solaire abordables
Formation et sensibilisation	Lancer une campagne de communication pour informer les ménages, entreprises et collectivités locales
Déploiement pilote	Lancer des projets pilotes sur les îles principales (Ngazidja, Anjouan, Mohéli) pour démontrer les bénéfices économiques et techniques
Fabrication ou importation facilitée	Encourager l'importation en franchise de TVA ou soutenir une chaîne d'assemblage locale de panneaux solaires

5 MEILLEURES PRATIQUES ADAPTÉES AU CONTEXTE COMORIEN

5.1 MEILLEURES PRATIQUES POUR L'EXÉCUTION DU PROJET

Tableau 7 - Meilleures pratiques pour l'exécution du projet

Bonne pratique	Pays source	Adaptation comorienne
Mise en œuvre progressive par phase	Zimbabwe, Kenya, Botswana	Débuter par un pilote dans les zones urbaines de Ngazidja (par ex. Moroni), puis étendre aux zones rurales et aux autres îles (Anjouan, Mohéli).
Réglementation claire avec seuils évolutifs	Namibie, Zimbabwe, Égypte	Définir des catégories d'utilisateurs (résidentiel < 10 kW, commercial 10–100 kW, industriel > 100 kW) avec des incitations graduelles.
Simplification administrative	Tunisie, Ouganda	Création d'un guichet unique pour la facturation nette au sein de l'ANDE ou la SONELEC, avec délais d'approbation limités (30–60 jours).
Appels à projets structurés	Maroc	Lancer des appels à candidatures pour sélection progressive des bénéficiaires d'installations solaires.
Monitoring & évaluation dès le départ	Ouganda, Kenya, Botswana	Intégrer des indicateurs de performance (kWh injectés, taux de remboursement, réduction de délestages) dès les premiers mois.

5.2 MEILLEURES PRATIQUES DE COLLABORATION ENTRE PARTIES PRENANTES

Tableau 8 – Meilleures pratiques de collaboration

Bonne pratique	Pays source	Adaptation comorienne
Consultation multipartite	Zambie, Namibie, Botswana	Engager les parties prenantes (État, SONELEC, installateurs solaires, consommateurs, ONG locales) via des ateliers de conception participative.
Partenariats public-privé (PPP)	Ouganda, Ghana, Égypte	Lancer un appel d'offres public pour opérateurs privés capables de co-financer des installations solaires avec possibilité d'injecter dans le réseau.
Implication des communes rurales	Tunisie, Ile Maurice	Décentraliser le déploiement à travers les mairies pour identifier les foyers prioritaires et organiser des sessions de sensibilisation.
Appui des bailleurs internationaux	Ouganda, Kenya, Égypte	Mobiliser des bailleurs comme la BAD, l'UE ou l'AFD pour cofinancer un programme national de facturation nette intégré au plan d'électrification.

5.3 MEILLEURES PRATIQUES DE DÉPLOIEMENT TECHNOLOGIQUE

Bonne pratique	Pays source	Adaptation comorienne
Standardisation des équipements	Kenya, Zimbabwe, Maroc	Adopter un cahier des charges national pour les onduleurs, compteurs bidirectionnels, batteries, etc., afin d'assurer l'interopérabilité et la sécurité.

Formation technique locale	Tunisie, Ouganda, Égypte	Créer un programme de certification pour installateurs et électriciens solaires avec le concours de centres de formation technique (CFP locaux).
Utilisation de compteurs intelligents	Namibie, Botswana	Intégrer les compteurs intelligents pour suivre la production/injection et éviter les litiges, tout en facilitant le prépaiement ou la compensation.
Modèles solaires hybrides	Ghana	Promouvoir des systèmes couplant solaire + batteries avec back-up au réseau, très adaptés aux îles à faible densité électrique comme Mohéli.
Favoriser l'intégration réseau	Île Maurice, Égypte	Encourager l'autoconsommation avec injection contrôlée selon les capacités locales du réseau.

5.4 SPÉCIFICITÉ DU CONTEXTE COMORIEN À PRENDRE EN COMPTE

L'adaptation d'un système de facturation nette dans un contexte insulaire nécessite de prendre en compte plusieurs facteurs locaux. Le caractère archipélagique du territoire impose des contraintes logistiques importantes, ce qui suggère de privilégier un déploiement par grappe d'îles ou dans des zones prioritaires, afin de limiter les surcoûts liés au transport et à l'installation. Par ailleurs, la forte dépendance du pays aux importations d'énergie constitue un levier stratégique : elle peut être utilisée comme argument économique majeur pour justifier le développement de l'autoproduction solaire, soutenue par un mécanisme de facturation nette.

Dans un tissu économique fragile, il est essentiel d'associer ce dispositif à des mécanismes de financement adaptés, tels que des microcrédits, des subventions ciblées ou encore des modèles coopératifs, afin de faciliter l'accès à la production d'énergie pour les foyers et les petits acteurs économiques. Enfin, en raison d'une capacité institutionnelle souvent limitée, il est recommandé de mobiliser l'appui de partenaires techniques internationaux, notamment pour la phase de conception du cadre réglementaire et la gestion initiale du programme, assurant ainsi un démarrage efficace et une montée en compétence progressive des institutions locales.

6 MÉCANISMES FINANCIERS ET MODÈLES TARIFAIRES

6.1 CONTEXTE GÉNÉRAL DU SECTEUR ÉLECTRIQUE AUX COMORES

- **Structure du système électrique** : Fragmenté entre les trois îles (Grande Comore, Anjouan, Mohéli), avec des réseaux isolés.
- **Fournisseur principal** : La Société Nationale d'Électricité des Comores (SONELEC), qui est une entreprise publique monopole de la production, du transport et de la distribution.
- **Dépendance énergétique** : Plus de 90 % de l'électricité est produite à partir de groupes électrogènes diesel, importé à coûts élevés.
- **Fiabilité limitée** : Coupures fréquentes, réseau vétuste, pertes techniques et commerciales élevées (>30 %).

Selon le bilan énergétique 2020 de l'AFREC, la consommation finale totale (CFT) aux Comores est répartie comme suit :¹

- Biocarburants et déchets : 56 %
- Produits pétroliers : 42 %
- Électricité (hydroélectricité et solaire) : 2 %²

Cette répartition indique une forte dépendance aux sources d'énergie traditionnelles, notamment la biomasse, et une utilisation relativement faible de l'électricité.

6.2 PRODUCTION ET CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

Les données de consommation d'électricité montrent une augmentation progressive au fil des ans :

Tableau 9 - Données de consommation des Comores³

Année	Production (GWh)	Consommation (GWh)	Consommation par habitant (kWh)
2017	91	69	91.1
2018	99	83	106.7
2019	109	91	115.3
2020	130	109	135.1
2021	132	110	133.7
2022	135	113	132.9

¹ African Energy Commission (AFREC), "Comores – Profil énergétique," [En ligne]. Disponible : <https://au-afrec.org/fr/comores>. [Consulté le : 18 juin 2025].

² Nations Unies et Union des Comores, Développement des statistiques du bilan énergétique et d'un modèle de système énergétique pour l'Union des Comores, Commission économique pour l'Afrique, 2020. [En ligne]. Disponible : https://archive.uneca.org/sites/default/files/images/SROs/EA/French/developpement_des_statistiques_du_bilan_energetique_et_dun_modele_de_systeme_energetique_pour_lunion_des_comores.pdf.

³ INSEED, 5e Recensement Général de la Population et de l'Habitat (RGPH), Union des Comores, 2017. [En ligne]. Disponible : <https://www.inseed.km>

Banque mondiale, Comoros Energy Sector Diagnostics Report, Washington, DC, 2020. [En ligne]. Disponible : <https://documents.worldbank.org/>

2023	135	113	132.9
------	-----	-----	-------

Environ 70 % de la population comorienne a accès à l'électricité, un taux qui a augmenté progressivement au cours des 20 dernières années. En 2017, les Comores ont importé 51 % de leur énergie totale consommée, principalement sous forme de produits pétroliers.

L'analyse des données suggère que le net metering pourrait offrir plusieurs avantages en ce qui a trait au mix énergétique actuel des Comores :

- **Réduction de la dépendance aux importations** : Le net metering encourage les ménages, entreprises et institutions à investir dans des systèmes de production d'électricité renouvelable, notamment photovoltaïques, en leur garantissant une forme de rémunération ou de compensation pour l'électricité injectée dans le réseau. Cela favorise une production locale d'énergie, réduisant la nécessité d'importer du carburant fossile pour alimenter les centrales thermiques, ce qui représente aujourd'hui une charge économique lourde et une source de vulnérabilité pour le pays.
- **Amélioration de l'accès à l'électricité** : En permettant aux ménages de produire leur propre électricité via des panneaux solaires, le net metering offre une solution décentralisée et flexible d'électrification, notamment dans les zones périurbaines ou mal desservies par le réseau. L'excédent d'électricité produit pendant la journée peut être injecté dans le réseau et compensé la nuit ou lors des périodes de faible production, augmentant la continuité de service et la fiabilité de l'approvisionnement.
- **Stimulation de l'économie locale** : La mise en place du net metering crée un marché pour les équipements solaires, l'installation, la maintenance et les services techniques, générant des emplois locaux qualifiés et non qualifiés. Elle encourage également la création de microentreprises spécialisées dans l'énergie solaire et renforce les capacités du tissu économique local à s'adapter à la transition énergétique.
- **Structure actuelle des tarifs de l'électricité** : Les gens seraient incités à produire leur propre électricité car cela leur permettrait de réduire leur facture, d'assurer une meilleure fiabilité d'approvisionnement (surtout en cas de coupures fréquentes), et d'obtenir un retour sur investissement sur l'équipement solaire grâce à la compensation du surplus injecté dans le réseau. Le cadre du net metering rend cette logique financièrement viable et techniquement accessible.

6.2.1 TARIFICATION UNIFIÉE PAR LA SONELEC

Depuis décembre 2018, la Société Nationale de l'Électricité des Comores (SONELEC) a mis en place une harmonisation des tarifs de l'électricité pour tous ses types de compteurs, en fonction des puissances souscrites par les clients et fournies aux heures de pointe.

- **Prix du kilowattheure (kWh)** : 120 francs comoriens (FC)
- **Compteurs monophasés (10 à 20 ampères)** :
 - Partie fixe : 36,30 FC/jour
 - Abonnement compteur : 25 FC/jour
 - Redevance audiovisuelle : 250 FC/mois
 - Taxe sur la consommation d'électricité (TCA) : 3%
- **Compteurs triphasés (30 à 60 ampères)** :

- Partie fixe : 326,70 FC/jour
- Abonnement compteur : 25 FC/jour
- Redevance audiovisuelle : 250 FC/mois
- TCA : 3%

Cette harmonisation visait à corriger des inégalités tarifaires anciennes et à uniformiser les coûts pour les consommateurs.

6.2.2 SYSTÈMES DE PRÉPAIEMENT

La SONELEC propose deux modalités de facturation :

- **Cycle classique** : lecture mensuelle des compteurs, facturation, distribution des factures et recouvrement.
- **Prépayé** : systèmes PP1, PP2 et STS, permettant aux clients de recharger leur électricité à l'avance.

Or, dans le cadre d'une politique de net metering, il est intéressant de considérer les compteurs intelligents STS, qui offrent plusieurs avantages :

- Achat d'électricité en fonction des besoins et du budget.
- Affichage en temps réel de la consommation.
- Alertes sonores avant épuisement du crédit.
- Réduction des risques de coupure pour impayés.
- Ces compteurs sont prépayés d'électricité qui permet aux usagers d'acheter à l'avance des unités d'énergie sous forme de codes numériques. En saisissant ces codes dans le compteur, l'utilisateur crédite son compte et consomme l'électricité jusqu'à épuisement du solde. Ce système permet un meilleur contrôle de la consommation, réduit les risques d'impayés et est largement utilisé dans les pays en développement pour faciliter l'accès à l'électricité.

6.3 MÉCANISMES FINANCIERS EN PLACE

6.3.1 ABSENCE DE CADRE FORMEL DE FACTURATION NETTE (NET-METERING)

- Les producteurs individuels (solaire résidentiel ou commercial) ne peuvent pas légalement injecter dans le réseau.
- L'autoconsommation hors-réseau est tolérée, mais non intégrée dans le cadre de régulation.

6.3.2 SUBVENTIONS CROISÉES :

- Le tarif résidentiel est maintenu artificiellement bas, au détriment de la viabilité financière de la SONELEC.
- Subvention directe ou indirecte sur le carburant (financée par l'État ou par des partenaires comme la BAD ou la Banque Mondiale).

6.3.3 PARTENARIATS PUBLIC-PRIVÉ (PPP) ÉMERGENTS :

- Projets pilotes ou envisagés de centrales solaires avec IPP (producteurs privés), avec tarifs garantis par Power Purchase Agreements (PPA). Les détails tarifaires de ces PPA restent souvent non divulgués.

6.3.4 DIGITALISATION DES PAIEMENTS

La SONELEC a entrepris une digitalisation de ses services de paiement pour faciliter l'accès à l'électricité :

- **Partenariat avec Mvola Comores** : permet aux clients de recharger leur électricité via le service mobile money Mvola, évitant ainsi les déplacements et les files d'attente.
- **Collaboration avec Huri Money** : offre une alternative supplémentaire pour les recharges électroniques.
- **Accord avec la Banque de Développement des Comores (BDC)** : lancement de la recharge via l'application Holo, renforçant la digitalisation des services.
- Ces initiatives visent à sécuriser les recettes de la SONELEC, réduire l'usage d'argent liquide et améliorer l'accessibilité des services, notamment dans les zones rurales.

6.3.5 INVESTISSEMENTS DANS LES INFRASTRUCTURES

Entre 2017 et 2025, plus de 20 milliards de francs comoriens ont été investis dans l'acquisition de groupes électrogènes pour stabiliser l'approvisionnement en énergie. Malgré ces investissements, le pays continue de faire face à une crise énergétique chronique, marquée par des coupures fréquentes et une fourniture électrique instable.

6.4 ÉVALUATION DE LA DURABILITÉ ET DE L'EFFICACITÉ

6.4.1 DURABILITÉ

Le mix énergétique des Comores est dominé par la biomasse (56 %) et les produits pétroliers importés (44 %). Cette dépendance aux énergies fossiles expose le pays à une grande insécurité énergétique et à des fluctuations des prix du pétrole. Le développement des énergies renouvelables, notamment le solaire, reste faible en raison du manque de structures, de financement et des contraintes d'espace pour de grands projets au sol. Ainsi, le potentiel solaire se situe principalement sur les toitures des bâtiments résidentiels, publics et commerciaux.

Tableau 10 - Critères de durabilité

Critère	Observation
Viabilité financière	Faible : SONELEC a une rentabilité structurellement négative.
Équité tarifaire	(Réalités locales, service inégale, faible performance opérationnelle).
Inclusion des renouvelables	Faible : absence de mécanismes incitatifs pour les petits producteurs ou producteurs-consommateurs.
Transparence et prévisibilité	Faible : Tarification peu transparente, subventions opaques, retards fréquents.

6.4.2 EFFICACITÉ

Les tarifs actuels, bien qu'harmonisés, sont perçus comme élevés par les consommateurs, en particulier après la hausse du prix du kilowattheure liée à l'augmentation des prix des produits pétroliers. Les systèmes de prépaiement et la digitalisation des paiements ont amélioré la gestion de la consommation et facilité l'accès aux services, mais des défis subsistent en termes de fiabilité de l'approvisionnement et de maintenance des infrastructures.

- **Tarifs ne reflètent pas les coûts réels de production**, surtout avec la volatilité du prix du carburant.

- **Subventions énergétiques** non ciblées et générant des distorsions.
- **Incitations inexistantes à l'efficacité énergétique.**
- **Pertes non techniques importantes**, réduisant la marge pour financer des améliorations

6.5 RECOMMANDATIONS POUR UNE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DURABLE

- **Promotion des énergies renouvelables** : investir dans le développement du solaire et de l'éolien pour réduire la dépendance aux énergies fossiles.
- **Mise en place de mécanismes de net metering** : permettre aux ménages équipés de panneaux solaires de consommer leur propre électricité et d'injecter le surplus dans le réseau, en échange de crédits.
- **Renforcement des infrastructures** : améliorer la maintenance des équipements et moderniser le réseau pour assurer une fourniture électrique stable.
- **Sensibilisation et formation** : éduquer les consommateurs sur la gestion de l'énergie et former des techniciens pour l'installation et la maintenance des systèmes renouvelables.
- **Efficacité énergétique** : promouvoir l'utilisation d'équipements sobres en énergie et des pratiques de consommation responsables, tant au niveau résidentiel que commercial.
- **Transparence de la facturation** : améliorer les systèmes de comptage et de facturation pour garantir une tarification claire, prévisible et compréhensible pour les usagers.

Tableau 11 - Axes de transition énergétique suggérés

Axe	Actions proposées
Réforme tarifaire	Réajuster les tarifs pour refléter les coûts réels, avec compensation ciblée pour les ménages vulnérables.
Intégration des renouvelables	Mettre en place un cadre de facturation nette, feed-in-tariffs, ou autoconsommation incitative.
Amélioration du recouvrement	Moderniser la facturation (compteurs intelligents, digitalisation), renforcer les incitations à payer.
Renforcement institutionnel	Créer une autorité de régulation indépendante pour fixer les tarifs et approuver les PPA.
Financement innovant	Développer des instruments de financement climat (Fonds Vert, subventions à la transition).

7 MODÉLISATION FINANCIÈRE

Évaluer la viabilité économique de la mise en œuvre du net metering aux Comores. Cette modélisation permettra d'estimer les coûts d'investissement, les économies potentielles et le retour sur investissement pour les différentes parties prenantes.

7.1 HYPOTHÈSES DE BASE

Pour cette modélisation, nous considérons les hypothèses fictives suivantes :

- **Puissance installée** : 3 kWc (kilowatts crête)
- **Coût d'installation** : 6 000 €

- Durée de vie du système : 25 ans
- Taux d'actualisation : 6 %
- Production annuelle : 4 500 kWh
- Tarif de l'électricité : 0,25 €/kWh
- Taux d'autoconsommation : 60 %
- Taux d'injection au réseau : 40 %
- Tarif de rachat de l'électricité injectée : 0,15 €/kWh

7.2 CALCULS FINANCIERS

7.2.1 ÉCONOMIES ANNUELLES

- Autoconsommation : $4\,500 \text{ kWh} \times 60\% = 2\,700 \text{ kWh}$
- Économies sur la facture : $2\,700 \text{ kWh} \times 0,25 \text{ €/kWh} = 675 \text{ €}$
- Électricité injectée : $4\,500 \text{ kWh} \times 40\% = 1\,800 \text{ kWh}$
- Revenus de l'injection : $1\,800 \text{ kWh} \times 0,15 \text{ €/kWh} = 270 \text{ €}$
- Économies totales annuelles : $675 \text{ €} + 270 \text{ €} = 945 \text{ €}$

7.2.2 RETOUR SUR INVESTISSEMENT (ROI)

- Temps de retour sur investissement : $6\,000 \text{ €} / 945 \text{ €} \approx 6,35 \text{ ans}$
- Valeur actuelle nette (VAN) : calculée sur 25 ans avec un taux d'actualisation de 6 %

Tableau 12 - Hypothèses fictives des économies sur la VAN

Année	Économies annuelles (€)	Flux de trésorerie actualisé (€)	Cumul des flux actualisé
1	945	891	891
2	945	841	1 732
3	945	794	2 526
4	945	749	3 275
5	945	707	3 982
6	945	667	4 649
7	945	630	5 279
8	945	595	5 874
9	945	561	6 435
10	945	530	6 965
...
25	945	224	13 500

La modélisation indique un retour sur investissement en environ 6,35 ans. Sur une période de 25 ans, les économies cumulées actualisées atteignent environ 13 500 €, soit plus du double de

l'investissement initial. Cela démontre la rentabilité du net metering pour les consommateurs comoriens.

7.3 SENSIBILITÉ AUX VARIABLES

Il est important de noter que ces résultats peuvent varier en fonction de plusieurs facteurs :

- **Variation du tarif de l'électricité** : une augmentation des tarifs augmenterait les économies réalisées.
- **Taux d'autoconsommation** : une autoconsommation plus élevée améliorerait la rentabilité.
- **Coût d'installation** : une réduction des coûts initiaux accélérerait le retour sur investissement.
-

7.4 RECOMMANDATIONS

La modélisation financière du net metering aux Comores met en évidence une opportunité stratégique pour accélérer la transition énergétique du pays, tout en offrant des avantages économiques tangibles aux ménages. Avec un retour sur investissement estimé à environ 6,35 ans et des économies cumulées significatives sur 25 ans, cette approche se distingue par sa rentabilité et sa durabilité.

Il est essentiel de définir des politiques de net metering transparentes, incluant :

- **Tarifs de rachat équitables** : Assurer que les tarifs offerts pour l'électricité injectée soient compétitifs, reflétant les coûts d'investissement et les bénéfices pour les producteurs.
- **Durée de validité des crédits** : Permettre aux consommateurs de reporter les crédits excédentaires sur plusieurs périodes de facturation, maximisant ainsi les avantages financiers.
- **Normes techniques uniformes** : Établir des standards pour l'installation et la maintenance des systèmes photovoltaïques, garantissant la sécurité et l'efficacité.

7.4.1 METTRE EN PLACE DES INCITATIONS FINANCIÈRES CIBLÉES

Pour encourager l'adoption du net metering, les mesures suivantes peuvent être envisagées :

- **Subventions à l'installation** : Réduire le coût initial pour les ménages en offrant des aides financières directes avec l'aide de bailleurs tel que les Nations Unies ou via le programme de développement des Nations Unies.
- **Crédits d'impôt** : Permettre des déductions fiscales proportionnelles à l'investissement réalisé dans les systèmes solaires.
- **Financements à taux préférentiels** : Faciliter l'accès à des prêts bonifiés pour l'acquisition et l'installation de panneaux solaires.
- **Prêts concessionnels pour projets structurants** : Pour les projets d'envergure visant à structurer durablement le secteur solaire (centrales solaires, réseaux intelligents, etc.), des prêts à conditions très favorables peuvent être négociés auprès des bailleurs internationaux ou des institutions de financement du développement.

7.4.2 RENFORCER LES CAPACITÉS LOCALES ET LA SENSIBILISATION

Le succès du net metering dépend également de l'engagement des communautés locales :

- **Programmes de formation** : Former des techniciens locaux pour l'installation et la maintenance des systèmes, créant ainsi des emplois et assurant la pérennité des installations.

- **Campagnes de sensibilisation** : Informer les citoyens sur les avantages économiques et environnementaux du net metering, favorisant une adoption plus large.

7.4.3 UTILISER DES OUTILS DE MODÉLISATION FINANCIÈRE AVANCÉS

- **System Advisor Model (SAM)** : Développé par le NREL, cet outil permet de simuler les performances et la rentabilité des projets solaires.
- **Modèles Excel personnalisés** : Des modèles tels que le Renewable Energy - Project Finance Models Bundle offrent des structures adaptées pour analyser divers scénarios financiers.

7.4.4 ASSURER UNE ÉVALUATION CONTINUE ET L'AJUSTEMENT DES POLITIQUES

La mise en œuvre du net metering doit être accompagnée d'un suivi régulier :

- **Collecte de données** : Suivre les performances des installations, les économies réalisées et les retours sur investissement.
- **Révisions périodiques** : Adapter les politiques en fonction des retours d'expérience, des évolutions technologiques et des conditions économiques.

En intégrant ces recommandations, les Comores peuvent non seulement améliorer l'accès à l'électricité pour leurs citoyens, mais aussi stimuler le développement économique local et renforcer leur résilience énergétique. Le net metering, bien structuré et soutenu, représente une voie prometteuse vers un avenir énergétique durable pour l'archipel. En conclusion, la modélisation financière démontre que le net metering est une solution économiquement viable pour les Comores, offrant des avantages significatifs aux consommateurs tout en contribuant à la transition énergétique du pays.

8 ADAPTATION DES MÉCANISMES EXISTANTS POUR LE NET METERING

8.1 CADRE RÉGLEMENTAIRE ET INSTITUTIONNEL

Actuellement, les Comores ne disposent pas d'un cadre réglementaire spécifique pour le net metering. Cependant, l'expérience d'autres pays africains, tels que l'Afrique du Sud, démontre que la mise en place de politiques de net metering peut accélérer l'accès à l'énergie et promouvoir les énergies renouvelables. Il serait donc pertinent pour les autorités comoriennes d'élaborer une réglementation encadrant le net metering, en s'inspirant des meilleures pratiques régionales.

8.1.1 INFRASTRUCTURE TECHNIQUE

La SONELEC a déjà mis en place des compteurs intelligents STS pour la facturation prépayée. Ces compteurs pourraient être adaptés ou remplacés par des compteurs bidirectionnels capables de mesurer à la fois la consommation et la production d'électricité, élément essentiel pour le net metering. Des équipements tels que les onduleurs compatibles avec le net metering, comme le Huawei SUN2000-3KTL-M1 ou le Fronius Primo 4.0, pourraient être envisagés pour les installations solaires résidentielles.

8.2 COÛTS D'INVESTISSEMENT ET ÉCONOMIES POTENTIELLES

8.2.1 COÛTS D'INVESTISSEMENT

Le coût d'installation d'un système solaire photovoltaïque résidentiel varie en fonction de la taille du système et des équipements choisis. Par exemple, pour un système de 3 kWc, le coût peut se situer entre 6 000 et 9 000 euros. L'ajout de compteurs bidirectionnels et d'onduleurs compatibles avec le net metering peut augmenter légèrement ce coût initial. Voici une estimation des coûts pour différentes puissances installées :

Tableau 13 – Coûts estimés pour une puissance installée

Puissance installée (kWc)	Coût estimé (€)	Détails
3 kWc	6 000 – 8 000	Idéal pour une petite maison en autoconsommation
6 kWc	10 000 – 12 000	Adapté à une consommation moyenne ou familiale
9 kWc	15 000 – 17 000	Convient aux grandes maisons ou besoins énergétiques importants

Ces coûts incluent les panneaux solaires, les onduleurs, les structures de montage et l'installation. L'ajout de batteries de stockage ou de systèmes de gestion de l'énergie peut augmenter le coût total.

8.2.2 ÉCONOMIES POTENTIELLES

Les économies réalisées dépendent de la quantité d'électricité autoconsommée et de celle injectée dans le réseau. En moyenne, une installation de 3 kWc peut permettre des économies annuelles de 600 à 1 000 euros, en fonction de la consommation et de l'ensoleillement. Le net metering permettrait aux utilisateurs de compenser leur consommation avec leur production, réduisant ainsi leur facture d'électricité.

8.3 RETOUR SUR INVESTISSEMENT POUR LES PARTIES PRENANTES

8.3.1 CONSOMMATEURS

Pour les consommateurs, le retour sur investissement (ROI) d'une installation solaire avec net metering est estimé entre 7 et 15 ans, selon les coûts d'installation et les économies réalisées. Une fois le système solaire installé, il n'utilise aucun carburant et nécessite seulement un entretien minimal, ce qui élimine les coûts variables. Après une période d'amortissement de 7 à 15 ans, l'électricité produite devient essentiellement gratuite. De plus, grâce au net metering, les excédents injectés dans le réseau sont crédités, permettant de réduire, voire d'annuler, la facture d'électricité du consommateur

8.3.2 SONELEC

Pour la SONELEC, l'intégration du net metering pourrait entraîner une réduction de la demande pendant les heures de pointe, diminuant ainsi la pression sur le réseau et les coûts liés à la production d'électricité. Cependant, une attention particulière doit être portée à la conception des tarifs pour éviter une perte de revenus significative.

8.3.3 GOUVERNEMENT

Le gouvernement bénéficierait d'une réduction de la dépendance aux importations de combustibles fossiles, améliorant ainsi la sécurité énergétique du pays. De plus, la promotion du net metering pourrait stimuler le développement du secteur des énergies renouvelables et créer des emplois locaux.

8.4 RECOMMANDATIONS POUR UNE MISE EN ŒUVRE EFFICACE

- **Élaboration d'un cadre réglementaire clair** : Définir les modalités du net metering, y compris les tarifs de compensation, les normes techniques et les procédures d'installation.
- **Formation et sensibilisation** : Former les techniciens locaux à l'installation et à la maintenance des systèmes solaires, et sensibiliser la population aux avantages du net metering.
- **Incitations financières** : Mettre en place des subventions ou des crédits d'impôt pour réduire le coût initial des installations solaires.
- **Partenariats public-privé** : Encourager les partenariats entre le gouvernement, la SONELEC et les entreprises privées pour faciliter le financement et le déploiement des systèmes solaires.

9 DIAGNOSTIC DU MARCHÉ ÉNERGÉTIQUE DES COMORES

Les Comores vivent une situation contrastée, caractérisée par une amélioration notable de l'accès à l'électricité, une consommation énergétique encore dominée par les combustibles fossiles, et un potentiel solaire considérable encore sous-exploité.

9.1 DÉMOGRAPHIE DES CONSOMMATEURS ET ACCÈS À L'ÉLECTRICITÉ

La population comorienne est estimée à environ 836 000 habitants en 2022, avec une densité de 467 habitants par km². La répartition géographique est la suivante : environ 31 % de la population vit en milieu urbain, tandis que 69 % réside en zones rurales. L'accès à l'électricité a connu une amélioration significative au cours des dernières décennies. En 1996, seulement 28,9 % de la population avait accès à l'électricité. Ce taux a augmenté pour atteindre 89,9 % en 2022. La consommation électrique par habitant reste faible (environ 133 kWh par an en 2023), répartie majoritairement entre usages domestiques (éclairage, réfrigération, recharge de téléphone), petits commerces et services publics (écoles, centres de santé), ces derniers souvent dépendant de groupes électrogènes lorsqu'ils ne sont pas raccordés.



Figure 2 - Emplacement géographique de l'Archipel des Comores (@GoogleEarth)



Figure 3 - Archipel des Comores (@GoogleEarth)

L'accès global à l'électricité est estimé entre 80 % et 89 %, mais demeure très inégal : environ 65–80 % en milieu urbain, contre seulement 20–53 % en zones rurales selon l'île. Les coupures fréquentes sont la norme : à Moroni, le courant est disponible seulement 12–20 heures par jour, et parfois quelques heures par semaine dans d'autres zones. Ces chiffres suggèrent que, malgré les progrès globaux, des efforts ciblés sont nécessaires pour améliorer l'accès à l'électricité, notamment à Mohéli.

9.2 MODÈLES DE CONSOMMATION D'ÉNERGIE

La consommation énergétique des Comores est caractérisée par une forte dépendance aux combustibles fossiles. En 2017, plus de 40 % de l'électricité produite provenait de sources fossiles, principalement du diesel. La consommation d'électricité par habitant est nettement inférieure à la moyenne mondiale. En 2022, le mix énergétique en Union des Comores dépend d'environ 56 % de l'utilisation de la biomasse et à 44 % de produits fossiles importés. L'insoutenabilité environnementale et financière de cette situation expose le pays à une grande insécurité et dépendance énergétique. Cette situation entraîne des coûts élevés pour les consommateurs et limite le développement économique, en particulier dans les zones rurales.⁴

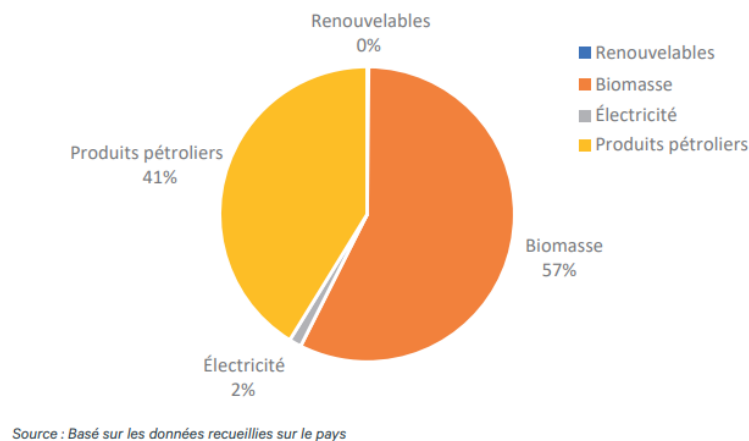


Figure 2 - Bouquet énergétique des Comores en 2017

5

9.3 POTENTIEL D'ADOPTION DE L'ÉNERGIE SOLAIRE

Les Comores bénéficient d'un ensoleillement abondant, offrant un potentiel considérable pour le développement de l'énergie solaire. Cependant, ce potentiel reste largement inexploité comme abordé dans le rapport précédent dans le cadre du livrable 03.

Des initiatives récentes visent à promouvoir l'énergie solaire, notamment à travers des projets financés par des partenaires internationaux. Par exemple, des projets de centrales solaires ont été lancés pour améliorer l'accès à l'électricité dans les zones rurales.

Le marché énergétique des Comores présente des défis importants, notamment une dépendance aux combustibles fossiles et des disparités régionales en matière d'accès à l'électricité. Cependant, les

⁴ https://www.undp.org/sites/g/files/zskgke326/files/2023-01/Portefeuille3_Energie-FR_Final-Web.pdf

5

https://archive.uneca.org/sites/default/files/images/SROs/EA/French/developpement_des_statistiques_du_bilan_energetique_et_dun_modele_de_systeme_energetique_pour_lunion_des_comores.pdf

progrès réalisés en termes d'électrification et le potentiel solaire important offrent des opportunités pour une transition énergétique durable.

Pour tirer parti de ces opportunités, il est recommandé de :

- Renforcer les investissements dans les infrastructures solaires, en particulier dans les zones rurales et les îles moins desservies.
- Mettre en place des politiques incitatives pour encourager l'adoption de l'énergie solaire par les ménages et les entreprises.
- Améliorer la collecte et la diffusion de données géographiques sur l'accès à l'électricité pour mieux cibler les interventions.

En adoptant ces mesures, les Comores peuvent progresser vers un avenir énergétique plus durable et équitable.

10 ÉVALUATION DES AVANTAGES COMMERCIAUX POTENTIELS

La mise en œuvre d'une politique de **net metering** (mesurage net) aux Comores peut offrir des avantages commerciaux significatifs pour les utilisateurs résidentiels, commerciaux et industriels. Cette approche permet aux producteurs d'électricité renouvelable, tels que les propriétaires de systèmes solaires photovoltaïques, de compenser leur consommation en injectant leur surplus d'énergie dans le réseau électrique. Voici une évaluation détaillée des bénéfices potentiels pour chaque catégorie d'utilisateur :

10.1 UTILISATEURS RÉSIDENTIELS

10.1.1 AVANTAGES FINANCIERS

- **Réduction des factures d'électricité** : Les ménages peuvent diminuer leurs coûts énergétiques en produisant leur propre électricité et en injectant l'excédent dans le réseau, recevant ainsi des crédits qui compensent leur consommation ultérieure.
- **Protection contre l'augmentation des tarifs** : En générant leur propre énergie, les résidents sont moins exposés aux fluctuations des prix de l'électricité.
- **Autres bénéfices** : Indépendance énergétique : La capacité à produire sa propre électricité réduit la dépendance au réseau, offrant une sécurité énergétique accrue.

10.2 UTILISATEURS COMMERCIAUX

10.2.1 AVANTAGES FINANCIERS

- **Réduction des coûts opérationnels** : Les entreprises peuvent réduire leurs dépenses énergétiques en utilisant l'énergie produite sur place et en bénéficiant de crédits pour l'excédent injecté dans le réseau.
- **Amélioration du retour sur investissement (ROI)** : L'utilisation du net metering accélère la récupération des investissements dans les systèmes d'énergie renouvelable.
- **Autres bénéfices**
 - **Avantage concurrentiel** : Les entreprises engagées dans des pratiques durables peuvent renforcer leur image de marque et attirer une clientèle soucieuse de l'environnement.
 - **Stabilité énergétique** : La production d'énergie sur place offre une protection contre les coupures de courant et les fluctuations du réseau.

10.3 UTILISATEURS INDUSTRIELS

10.3.1 AVANTAGES FINANCIERS

- **Économies d'échelle** : Les grandes installations peuvent réaliser des économies substantielles en produisant une partie significative de leur électricité.
- **Revenus supplémentaires** : L'excédent d'énergie peut être injecté dans le réseau, générant des crédits ou des compensations financières.

10.3.2 AUTRES BÉNÉFICES

- **Conformité réglementaire** : L'adoption de sources d'énergie renouvelable peut aider les industries à respecter les normes environnementales et à éviter des pénalités.

- **Réduction de l'empreinte carbone** : La transition vers des sources d'énergie propres contribue à la durabilité et à la responsabilité sociale de l'entreprise.

La mise en place d'une politique de net metering aux Comores présente des avantages significatifs pour tous les types d'utilisateurs d'électricité. En permettant aux consommateurs de produire leur propre énergie et de bénéficier de crédits pour l'excédent injecté dans le réseau, cette approche favorise la réduction des coûts, l'indépendance énergétique et la durabilité environnementale. Pour maximiser ces bénéfices, il est essentiel d'adapter la politique aux spécificités locales, en tenant compte des besoins des différents utilisateurs et des capacités du réseau électrique.

11 ANALYSE SWOT

L'Union des Comores, bien qu'ayant un **potentiel solaire important**, fait face à de **sérieux défis énergétiques** : infrastructures vétustes, coûts de production élevés, dépendance au gasoil importé et situation financière dégradée de la SONELEC. La mise en place d'un **système de Net Metering** — permettant aux consommateurs producteurs (prosommateurs) d'injecter leur surplus de production solaire dans le réseau — pourrait répondre à plusieurs enjeux : améliorer la sécurité énergétique, réduire les coûts de l'électricité, et favoriser le développement du mix énergétique. Toutefois, cette option nécessite une évaluation rigoureuse à travers une analyse SWOT adaptée au contexte comorien.

11.1 FORCES

- Potentiel solaire élevé et régulier
- Les Comores bénéficient d'un ensoleillement abondant tout au long de l'année, avec un gisement estimé à 1500–1650 kWh/kWc/an. Ce profil permet une production solaire stable et prévisible, idéale pour un système décentralisé d'autoproduction avec Net Metering, similaire à celui de pays comme le Kenya, qui développe activement l'autoconsommation solaire.
- Taux d'accès élevé à l'électricité
- Avec 99,7 % d'accès en zones urbaines et 81 % en zones rurales, le réseau est relativement bien étendu, ce qui permet d'envisager une mise en œuvre du Net Metering sur l'ensemble des îles, sans devoir développer entièrement de nouvelles infrastructures.
- Tarif actuel très élevé pour les usagers
- Le tarif de vente d'électricité (198 KMF/kWh, soit ~0,40 €/kWh) est l'un des plus chers en Afrique. Cela rend le recours à l'autoproduction photovoltaïque économiquement avantageux pour les consommateurs, renforçant l'attractivité du Net Metering. À l'île Maurice, le net metering a permis à des centaines de foyers de réduire leur facture jusqu'à 40 %.
- Volonté politique affichée pour une transition énergétique
- Le gouvernement a exprimé son intention de diversifier le mix énergétique et de favoriser les énergies renouvelables, bien que le cadre légal reste embryonnaire. Cela crée un environnement propice pour introduire des instruments comme le Net Metering, notamment via la Stratégie Énergie 2030 et le Code de l'Électricité révisé.

11.2 FAIBLESSES

- Infrastructure réseau vétuste et sous-dimensionnée
- Le réseau électrique est techniquement limité : pertes élevées (>30 %), nombreuses pannes, manque de redondance. L'intégration de l'injection décentralisée d'électricité pose des défis techniques en l'absence de renforcement ciblé.
- Absence de cadre légal et réglementaire spécifique
- Il n'existe aucun texte encadrant l'autoproduction, la compensation d'énergie injectée ou la tarification applicable. Cela crée une insécurité juridique pour les producteurs potentiels, et freine les investissements.
- SONELEC structurellement déficitaire et sans capacité d'achat

- La société publique d'électricité est lourdement subventionnée, déficitaire, et incapable d'acheter de l'électricité additionnelle à prix juste sans aggraver son déséquilibre financier, rendant difficile la compensation des injections Net Metering.
- Manque d'équipements et de ressources humaines qualifiées
- Le pays ne dispose pas encore de compteurs intelligents bidirectionnels, ni d'un corps de techniciens qualifiés en installation photovoltaïque et gestion de l'énergie distribuée, ce qui ralentit le déploiement technique du système.
- **Coûts initiaux élevés des installations solaires**, souvent inaccessibles sans subvention ou microcrédit – situation partagée avec le Sénégal, où l'État a mis en place un programme de leasing solaire pour favoriser l'accès.

11.3 OPPORTUNITÉS

- Développement du mix énergétique et réduction de la dépendance au diesel
- Le Net Metering permettrait de diversifier l'origine de l'électricité injectée dans le réseau, en réduisant la part du thermique coûteux et polluant, tout en favorisant une plus grande résilience énergétique.
- Création d'emplois verts et stimulation du secteur privé local
- La diffusion de petits systèmes photovoltaïques pourrait stimuler l'apparition d'un écosystème local (entreprises d'installation, services de maintenance, fabrication locale partielle) et créer de l'emploi qualifié sur les trois îles.
- Accès à des financements climatiques et à l'appui des bailleurs
- Un cadre clair de Net Metering permettrait d'attirer des fonds internationaux pour la transition énergétique (FVC, BAD, UE, BM), en complément des subventions déjà mobilisées pour les projets d'infrastructure.
- **Succès d'autres pays africains** : en Namibie, le net metering a été lancé dès 2016 pour les ménages et les PME, avec un système de crédit énergétique simple et efficace ; au Maroc, des projets pilotes ont été lancés dans les zones rurales pour stabiliser la consommation locale.
- Réduction des charges pour les ménages et les institutions
- Les écoles, hôpitaux, bâtiments publics et ménages pourraient alléger leur facture énergétique, libérant des ressources pour d'autres besoins essentiels et renforçant la sécurité énergétique locale.

11.4 MENACES

- Risque d'instabilité du réseau en cas d'injection non contrôlée
- Sans régulation technique stricte (gestion des pointes solaires, protections anti-retour, capacités de stockage ou de régulation), une forte pénétration d'installations solaires pourrait provoquer des sursensions et des déséquilibres locaux. De plus, un risque d'instabilité s'installe si le taux de pénétration du solaire excède la capacité d'absorption sans stockage – une difficulté observée en Afrique du Sud dans certaines zones suburbaines.
- Absence de cadre incitatif pour les IPP ou investisseurs locaux

- En l'absence de mécanismes clairs de compensation, d'accès au réseau et de retour sur investissement sécurisé, les petits producteurs indépendants et les bailleurs resteront frileux, freinant le développement du secteur.
- Réticence institutionnelle de la SONELEC
- La société nationale pourrait s'opposer à une large adoption du Net Metering par crainte de baisse de ses revenus sur ses clients "haut rendement" (entreprises, administrations), accentuant son déséquilibre économique.
- **Manque de sensibilisation du grand public**, similaire à la situation en République Démocratique du Congo où les projets pilotes ont d'abord été freinés par la méconnaissance du modèle.
- Inégalités d'accès aux équipements et risque d'exclusion
- Le coût initial des installations solaires reste élevé, ce qui pourrait limiter leur adoption aux ménages urbains ou aisés, et creuser les inégalités d'accès à une électricité abordable et fiable entre les groupes sociaux.

12 IMPACTS SOCIO-ÉCONOMIQUES ET ENVIRONNEMENTAUX

12.1 IMPACTS SOCIO-ÉCONOMIQUES

L'étude de pré faisabilité sur l'utilisation de systèmes photovoltaïques sur les toits des bâtiments publics aux Comores, avec une connexion au réseau démontre de nombreux avantages socio-économiques. Il permet d'améliorer l'accès à l'énergie de manière qualitative et quantitative, en assurant une autonomie partielle pour les usagers, particulièrement dans les zones rurales et périurbaines. Cette autonomie réduit l'impact des délestages et pannes du réseau, tout en permettant une meilleure répartition de la puissance disponible vers les zones non connectées.

- Des exemples concrets tels que les écoles rurales, les centres de santé ou les administrations locales illustrent cette possibilité d'autonomie partielle ou totale, assurant la continuité de services essentiels.

Les ménages et les petites entreprises bénéficieraient d'une réduction de leurs factures énergétiques, pouvant aller de 40 à 80 % selon la taille du système installé. Ces économies libèrent des ressources financières pour d'autres postes de dépenses, comme la santé, l'éducation ou les investissements productifs, renforçant ainsi la résilience économique locale.

- Cela permet une amélioration du pouvoir d'achat et favorise la stabilité financière des petites entreprises.

La politique de Net Metering est également porteuse de création d'emplois. Le développement d'un marché local du solaire, incluant l'installation, la maintenance, la vente et l'importation d'équipements, pourrait générer de nombreux emplois qualifiés et semi-qualifiés.

- On estime qu'environ 15 à 20 emplois directs et 30 à 40 emplois indirects pourraient être créés pour chaque mégawatt installé.

L'équipement des bâtiments en systèmes solaires améliore leur valeur immobilière. Cela est particulièrement vrai pour les infrastructures commerciales comme les hôtels, les bureaux ou les établissements scolaires privés, souvent confrontés à des coupures d'électricité.

- Ces bâtiments gagnent en fiabilité énergétique, réduisent leurs coûts d'exploitation et acquièrent un avantage compétitif sur le marché immobilier.

Enfin, le déploiement visible des panneaux solaires dans les espaces publics, comme les toits des écoles ou des hôpitaux, constitue également un puissant levier de sensibilisation à la transition énergétique. Il joue un rôle pédagogique essentiel, notamment auprès des jeunes générations, en favorisant l'appropriation des enjeux liés à l'énergie propre et à l'efficacité énergétique.

12.2 IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX

12.2.1 IMPACTS CLIMATIQUES

Sur le plan climatique, ce projet présente un impact très favorable. En effet, chaque kilowattheure d'électricité solaire injecté dans le réseau permettra d'éviter l'émission de 0,7 à 0,9 kg de CO₂, grâce à la substitution progressive des centrales thermiques fonctionnant au gasoil. Cette réduction significative des émissions de gaz à effet de serre contribuera directement aux engagements climatiques du pays et renforcera sa sécurité énergétique. Cela :

- Cela contribue directement à la réalisation des engagements climatiques des Comores, notamment l'objectif de porter à 55 % la part de l'énergie renouvelable d'ici 2033.
- Réduira la dépendance aux énergies fossiles.
- À l'échelle continentale, ce type de projet s'inscrit dans la stratégie africaine de réduction des émissions et d'électrification durable.

12.2.2 QUALITÉ DE L'AIR ET SANTÉ

Par ailleurs, la qualité de l'air bénéficiera d'une amélioration notable, notamment dans les zones urbaines densément peuplées. En réduisant l'usage des combustibles fossiles, le projet permettra de diminuer les émissions de polluants locaux tels que les oxydes d'azote (NOx), les particules fines (PM2.5) et le dioxyde de soufre (SO₂). Ces effets auront un impact positif sur la santé publique.

- Cette diminution contribuera à réduire les maladies respiratoires et les troubles liés à la pollution atmosphérique.
- À Moroni, cela se traduit par des gains concrets en termes de santé respiratoire.
- D'autres pays montrant l'exemple : au Kenya, les installations solaires dans les centres de santé ont réduit l'exposition aux polluants et amélioré les services médicaux
-

12.2.3 IMPACT PAYSAGER ET BIODIVERSITÉ

Contrairement aux installations solaires au sol, souvent associées à une artificialisation des sols et à des conflits d'usage, les systèmes photovoltaïques en toiture ont un impact visuel presque nul. Leur intégration sur des bâtiments existants évite toute déforestation ou perturbation des habitats naturels, ce qui préserve la biodiversité locale et respecte le cadre paysager. Aucun conflit d'usage des sols n'est attendu.

- La faune et la flore locales ne seront pas perturbées.
- L'intégration architecturale est respectueuse du cadre bâti existant.

12.2.4 RESSOURCES EN EAU

En ce qui concerne les ressources en eau, l'impact est jugé très faible. Le nettoyage des panneaux peut être réalisé par des procédés à sec ou avec un usage très limité d'eau non-potable, ce qui limite la pression sur les ressources locales. Il sera toutefois nécessaire d'établir des directives claires pour encadrer les pratiques et éviter tout gaspillage d'eau potable.

12.2.5 GESTION DES DÉCHETS ÉLECTRONIQUES (DEEE)

Un point de vigilance concerne la gestion des déchets d'équipements électriques et électroniques (DEEE), notamment les panneaux photovoltaïques, onduleurs, batteries et emballages. Sans un circuit de collecte et de recyclage structuré, ces déchets pourraient représenter un risque environnemental. Il est important de collaborer avec les autorités environnementales et les collectivités pour mettre en place une filière adaptée, garantissant une gestion responsable des composants en fin de vie.

- Le projet doit inclure un plan clair pour la gestion des DEEE afin d'éviter leur accumulation ou dispersion dans l'environnement.

12.2.6 SANTÉ ET SÉCURITÉ AU TRAVAIL

La santé et la sécurité au travail constituent un autre enjeu important, particulièrement pendant la phase d'installation. Les risques liés à l'électricité, aux chutes en hauteur et à l'exposition aux conditions climatiques doivent être anticipés et maîtrisés. Des inspections régulières permettront de s'assurer du respect des normes de sécurité. Pour cela, les mesures suivantes sont essentielles :

- Formation spécifique des travailleurs.
- Port obligatoire d'équipements de protection individuelle (EPI).
- Protocoles de sécurité stricts avec inspections régulières.

12.2.7 IMPACTS SOCIAUX ET COMMUNAUTAIRES

Du côté des communautés locales, les impacts directs sont limités et temporaires. Quelques nuisances sonores et perturbations liées à la circulation des véhicules pendant les travaux sont attendues, mais elles ne devraient pas affecter lourdement la vie des riverains.

Il est important de:

- Organiser des consultations préalables avec les riverains.
- Mettre en place une communication transparente pour anticiper et gérer les préoccupations.

12.2.8 GESTION DE LA FIN DE VIE ET DÉCLASSEMENT

Enfin, il est important de planifier dès la phase de conception un plan de fin de vie pour les installations. Celui-ci devra garantir la récupération, le recyclage et l'élimination des matériaux, avec une budgétisation intégrée aux contrats initiaux afin d'assurer la viabilité et la durabilité environnementale du projet.

12.2.9 CLASSIFICATION DES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX

Tableau 14 - Classification des impacts environnementaux

Impact	Nature & Échelle	Durée	Intensité	Probabilité	Mitigation
Climatique (CO₂)	Positif – Prévention CO ₂ CO ₂ /kWh (national)	Opérationnel	Moyenne à forte	Très probable	Suivi performance, entretien régulier des panneaux
Qualité de l'air	Positif – Réduction NO _x , PM2.5, SO ₂ (régional)	Opérationnel	Moyenne	Très probable	Surveillance de l'air, sensibilisation santé publique

Paysager / biodiversité	Neutre à positif – Sur bâtiments locaux	Permanent	Faible	Très probable	Respect de l'architecture, éviter sites protégés
Consommation d'eau	Neutre – Nettoyage économe (site local)	Opérationnel	Faible	Moyenne	Directives eau grise / récupérée, arrosage ciblé
Déchets électroniques	Négatif possible – Déchets solaires (national)	Court + long terme	Moyenne à forte	Moyennement élevé	Filière DEEE, contrat recyclage, coordination ministérielle
Santé & sécurité au travail	Négatif – Risques installation (local)	Installation	Forte	Très probable	Formation, EPI, protocoles, inspections régulières
Communauté	Négatif temporaire – Bruit / poussière (local)	Installation	Faible à moyenne	Très probable	Travaux en journée, arrosage, consultations locales
Fin de vie / déclassé	Neutre à négatif – Déchets post usages (national)	Post-opérationnel	Moyenne	Moyenne	Plan budgété, clauses contrats, recyclage structuré

12.3 SYNTHÈSE DES IMPACTS

Tableau 15 - Synthèse des impacts

Impact	Nature	Intensité (court / moyen / long terme)	Bénéficiaires directs
Fiabilité de l'accès à l'électricité	Socio-économique	Moyen – fort (court et moyen terme)	Ménages, institutions publiques
Réduction des factures	Socio-économique	Fort (immédiat)	Ménages, PME
Création d'emplois	Socio-économique	Croissant (moyen terme)	Jeunes, techniciens, entrepreneurs
Valeur immobilière accrue	Économique	Moyen (moyen à long terme)	Propriétaires, investisseurs
Réduction des émissions CO ₂	Environnemental	Fort (dès 1er MW installé)	Population générale, climat
Sécurité énergétique	Stratégique	Moyen (moyen terme)	État, SONELEC, opérateurs locaux

En somme, le projet d'installation de systèmes photovoltaïques en toiture, associé à la politique de Net Metering, présente des bénéfices environnementaux majeurs : réduction des émissions de gaz à effet de serre, amélioration de la qualité de l'air, protection des ressources naturelles et intégration respectueuse au bâti existant. Les impacts négatifs identifiés sont limités, réversibles et peuvent être efficacement gérés par des mesures simples. Sur le plan socio-économique, la facturation nette renforce l'accès à l'énergie, particulièrement en milieu rural, en assurant une autonomie partielle pour les usagers et une meilleure continuité des services essentiels. Elle permet également de réduire les factures énergétiques des ménages et petites entreprises (jusqu'à 80 %), stimule la création d'emplois locaux dans la filière solaire et valorise le patrimoine bâti. Enfin, la visibilité des installations joue un rôle éducatif et sensibilise à la transition énergétique.

13 CADRE D'INDICATEURS DE SUIVI ET D'ÉVALUATION DU NET METERING

Tableau 16 - Cadre d'indicateurs de suivi

Axe d'impact	Indicateur clé	Méthode de collecte	Périodicité	Source(s)	Cible indicative
Accès et fiabilité de l'énergie	Nombre de ménages/PME/institutions raccordés au Net Metering	Enregistrement des installations (SONELEC)	Trimestrielle	SONELEC / Cellule Net Metering	+1000 en 3 ans
	Taux moyen d'autoproduction / autoconsommation	Relevés de compteurs bidirectionnels	Mensuelle	SONELEC / systèmes intelligents	> 30 % dès 2e année
	Nombre d'heures de coupures évitées sur les sites autoproduisant	Journaux de délestage vs. Sites équipés	Trimestrielle	SONELEC, utilisateurs pilotes	Réduction de 50 %
Impact économique	Réduction moyenne de la facture énergétique par site	Factures avant/après installation	Semestrielle	Utilisateurs / SONELEC	40–60 %
	Économie cumulée générée par les bénéficiaires (en KMF)	Enquête + données SONELEC	Annuelle	Cellule Net Metering	1 Md KMF / an
	Nombre d'emplois créés dans la filière solaire	Enquêtes entreprises, registre formation	Annuelle	ANPE / projets formation / MEEH	300 emplois en 3 ans
	Nombre d'installateurs/techniciens certifiés	Registre de certification	Semestrielle	MEEH / Partenaires techniques	> 50 formés/an
Impact environnemental	Quantité totale d'énergie solaire injectée (MWh)	Mesures compteur + rapport SONELEC	Trimestrielle	SONELEC	500 MWh la 1re année
	Réduction estimée des émissions de CO ₂ (tonnes/an)	Facteur d'émission × énergie injectée	Annuelle	MEEH / calculs standardisés	350 tonnes/an/MW
	Volume de gasoil économisé (litres)	Calcul indirect basé sur production évitée	Annuelle	SONELEC / DGEME	300 000 L/an/MW
Impact immobilier et social	Variation moyenne de la valeur des bâtiments équipés	Enquêtes immobilières, estimations	Biennale	Agences immobilières, notaires	+10–15 %
	Taux de satisfaction des usagers Net Metering	Enquête de satisfaction structurée	Annuelle	MEEH / ONG partenaires	> 80 % satisfaits
	Taux d'accès équitable entre zones rurales et urbaines	Répartition géographique des installations	Semestrielle	Cellule Net Metering	≥ 30 % hors capitale

13.1 UTILISATION DU CADRE

- Outils recommandés :
 - Plateforme numérique de suivi (type tableau de bord centralisé).
 - Application mobile de déclaration et suivi pour les usagers.
 - Système de relevé automatique des compteurs.
- Parties responsables :
 - MEEH : coordination, pilotage politique.
 - SONELEC : collecte des données techniques et financières.
 - DGEME / ANPE : formation, emploi, certification.
 - Bailleurs (BAD, BM, UE) : soutien au rapport et à l'évaluation.
- Échéances d'évaluation :
 - Examen annuel pour la révision des mécanismes tarifaires.
 - Revue à mi-parcours à 24 mois.
 - Évaluation d'impact complète à 5 ans.

14 SYNTHÈSE ET RECOMMANDATIONS

L'étude s'inscrit dans le contexte d'une crise énergétique profonde aux Comores, caractérisée par une forte dépendance aux carburants fossiles importés (principalement le gasoil), un réseau électrique vétuste avec des pertes techniques dépassant 30 %, et une faible fiabilité du service de distribution, notamment en zones rurales. Le pays affiche néanmoins un taux d'accès à l'électricité relativement élevé (près de 90 % en moyenne), mais ce chiffre masque d'importantes disparités géographiques et qualitatives.

Face à ces défis, l'étude évalue la faisabilité technique, réglementaire et économique de l'introduction d'un mécanisme de Net Metering. Ce mécanisme permettrait aux usagers (notamment les institutions publiques) de produire de l'électricité solaire pour leur propre consommation, et d'injecter leur surplus sur le réseau en compensation de leur consommation nette. L'étude repose sur une analyse SWOT détaillée, intégrant des exemples d'expériences similaires menées en Afrique (Maurice, Namibie, Maroc, etc.), ainsi qu'une évaluation rigoureuse des impacts socio-économiques et environnementaux.

Les **forces** identifiées incluent le fort potentiel solaire du pays, la cherté de l'électricité rendant les alternatives renouvelables compétitives, une volonté politique affirmée, et une couverture réseau relativement bonne dans les zones urbaines. Parmi les **faiblesses**, on note l'absence de cadre réglementaire adapté, la situation financière fragile de la SONELEC, le manque de compteurs bidirectionnels, de techniciens qualifiés et de mécanismes de financement pour les ménages. Les **opportunités** incluent le soutien international, l'accès potentiel aux financements climatiques, la création d'emplois verts et la réduction de la dépendance aux importations. Les **menaces** portent sur les déséquilibres possibles du réseau en cas d'injection non contrôlée, les risques d'exclusion des populations pauvres, la réticence institutionnelle, et l'absence de cadre incitatif clair.

L'étude démontre également que l'implantation du Net Metering présente des bénéfices importants : réduction des dépenses publiques et privées, amélioration de la qualité de service, autonomisation partielle des bâtiments publics, amélioration de la valeur immobilière, éducation environnementale, et baisse mesurable des émissions de gaz à effet de serre.

14.1 INSTAURER UN CADRE RÉGLEMENTAIRE CLAIR, FONCTIONNEL ET INCITATIF

- **Intégration juridique** : Modifier le Code de l'électricité pour inclure le Net Metering en définissant les termes (prosommateur, injection, autoconsommation) et les obligations contractuelles. S'inspirer du modèle de l'île Maurice qui a légalisé l'injection résiduelle avec des plafonds techniques.
 - Amender la Loi n°94-036 du 21 décembre 1994 (Code de l'électricité) pour inclure les notions de prosommation, d'autoconsommation avec injection, et de régulation tarifaire. Ajouter un article sur le droit à l'autoproduction renouvelable et la compensation énergétique. Exemple : l'article 21 du Code énergétique du Kenya autorise l'autoproduction jusqu'à 1 MW sans licence commerciale.
- **Rôles institutionnels** : Formaliser par décret les missions du ministère de l'Énergie (stratégie), de SONELEC (opération, raccordement) et du régulateur (validation des tarifs et contrôle). Organiser un atelier interinstitutionnel pour aligner les responsabilités.
 - Le ministère de l'Énergie (stratégie, planification, interface bailleurs)
 - SONELEC (gestion du réseau, raccordements, lecture des compteurs)
 - L'autorité de régulation (validation tarifaire, agréments, arbitrages)

- Les Collectivités (appui à la mobilisation citoyenne et suivi local)
- **Tarifification incitative** : Mettre en place une tarification Net Metering 1:1 pour les 3 premières années, puis un tarif d'achat fixé par le régulateur en fonction du coût marginal de production de la SONELEC (~0,25 USD/kWh).
- **Licences et enregistrement** : Créer une procédure allégée d'enregistrement en ligne pour les prosommateurs avec formulaire type, documentation technique de l'installation, et certificat de conformité, voir les contrats suggérés par l'île Maurice.
- **Incitations fiscales** : Proposer une loi de finances avec exonération de TVA (15 %) et suppression des droits d'importation (jusqu'à 20 %) sur les équipements PV. Exemple : au Sénégal, cette mesure a fait baisser le coût d'installation de 30 % en moyenne.

14.2 LANCER UNE PHASE PILOTE CONTRÔLÉE ET RÉPLICABLE

- **Localisation** : Sélectionner Moroni pour sa densité, la stabilité du réseau et la facilité de suivi.
- **Cibles** : 50 ménages raccordés au réseau STS et 20 PME (cybercafés, ateliers, petits commerces) dotés de systèmes de 1,5 à 3 kWc.
- **Outils de mesure** : Installer des compteurs intelligents STS bidirectionnels certifiés IEC pour capter les données d'injection et de consommation.
- **Indicateurs** : Suivre mensuellement la part autoconsommée (>60 % visée), l'énergie injectée, l'économie réalisée et les cas de surcharge.
- **Capitalisation** : Créer des fiches retour d'expérience pour chaque site et produire un rapport à 12 mois pour ajuster le modèle.

14.3 RENFORCER LES INFRASTRUCTURES ET ANTICIPER L'INTÉGRATION TECHNIQUE

- **Audit du réseau** : Mandater un bureau d'étude pour analyser la capacité d'accueil (hosting capacity) des sous-stations à Moroni et dans les zones secondaires (ex : Mitsamiouli). Cartographier les postes HTA/BT, évaluer la capacité d'accueil sur chaque feeder et identifier les seuils critiques. Prévoir les zones d'injection prioritaire.
- **Modernisation** : Réhabiliter les transformateurs limitants et installer des protections anti-retour (relèves de tension, disjoncteurs PV).
 - Planifier des investissements dans 3 postes sous-dimensionnés à Grande Comore avec appui BAD ou Banque Mondiale. Installer des régulateurs de tension et disjoncteurs PV normalisés.
- **Stockage** : Installer au moins 2 systèmes hybrides PV + batteries (ex : 50 kWh lithium fer phosphate) dans les zones instables pour lisser les pics d'injection.
 - Expérimenter un microgrid hybride (PV + batteries + diesel) dans une commune isolée (ex : Oichili) en lien avec les projets PNUD/EnDev.

14.4 STRUCTURER UN DISPOSITIF DE FINANCEMENT MIXTE ET ACCESSIBLE

- **Fonds de soutien** : Mettre en place un "Fonds pour l'autoconsommation solaire" doté de 3 M USD, cofinancé par l'État (15 %), les bailleurs (70 %) et la diaspora (15 %).
 - Constituer un fonds opérationnel logé à la Banque centrale ou au Trésor, avec un comité de gestion associant l'État, les bailleurs et une ONG de confiance.

- **Modèle de subvention** : Cibler 1000 installations avec une subvention directe couvrant jusqu'à 60 % du coût pour les systèmes de <3 kWc, le reste via microcrédit vert.
- **Leasing** : Encourager les coopératives énergétiques ou les ESCO à offrir des systèmes PV en location-vente sur 5 ans ou, avec paiement mensuel indexé sur la production.

14.5 FORMER LES RESSOURCES HUMAINES ET STRUCTURER LA FILIÈRE SOLAIRE

- **Partenariats de formation** : Créer un programme conjoint Université des Comores - CNFP - GIZ pour former plusieurs techniciens par an. Développer un module "autoconsommation réseau" dans les centres de formation technique. Mettre à disposition des kits de formation (simulateurs, maquettes, logiciels).
- **Certifications** : Élaborer un référentiel de compétences et organiser deux sessions d'examen par an avec un label "Installateur Agréé Comores Solaires".
- **Manuel technique** : Finaliser un guide d'installation, incluant normes de sécurité, schémas types, checklists de vérification, validé par SONELEC.
- **Encadrement de la qualité** : Adopter des normes minimales pour les matériaux, le dimensionnement et les conditions de sécurité électrique. Prévoir un service d'inspection indépendant en lien avec SONELEC.

14.6 LANCER UNE CAMPAGNE DE SENSIBILISATION GRAND PUBLIC

- **Objectifs** : Expliquer les avantages du Net Metering, la procédure d'inscription, les gains possibles sur les factures.
- **Canaux** : Créer une série de spots radio en shikomori, diffuser des capsules vidéo sur Facebook et WhatsApp, organiser des journées d'information dans les mairies. Créer des contenus courts et pédagogiques adaptés à tous niveaux de littératie (vidéos de 2 min, infographies, mini-dramas radio). Diffuser dans les 3 langues (français, arabe, shikomori).
- **Mobilisation communautaire** : Organiser des forums dans les communes, impliquant les chefs de quartiers, les comités villageois et les associations de femmes.
- **Outils pratiques** : Distribuer un "kit citoyen" incluant : simulateur d'économie, guide d'installation simplifié, modèle de contrat.
- **Témoignages** : Valoriser les bénéficiaires pilotes via portraits, interviews, et visites de terrain ouvertes.

14.7 METTRE EN PLACE UNE GOUVERNANCE INCLUSIVE ET UN SUIVI DYNAMIQUE

- **Comité national** : Instaurer un comité de pilotage regroupant les ministères, la SONELEC, l'autorité de régulation, les collectivités, des ONG et des représentants des usagers. Mission : coordination, arbitrage, publication de rapports publics.
- **Observatoire du Net Metering** : Développer une base de données publique avec cartographie des installations, suivi des injections, pannes, performances. Créer un portail avec tableau de bord (capacité installée, taux d'autoconsommation, incidents réseau, demandes en cours).
- **Révisions semestrielles** : Organiser tous les 6 mois une réunion de revue pour ajuster les quotas, tarifs, et contraintes techniques en fonction des retours terrains.

15 FEUILLE DE ROUTE SOMMAIRE

15.1 VISION ET OBJECTIFS

Vision : Accélérer la transition énergétique des Comores en démocratisant l'accès à l'énergie solaire à travers un dispositif de Net Metering fiable, équitable et durable.

Objectifs stratégiques :

- Réduire la dépendance aux énergies fossiles et les coûts de production de l'électricité.
- Améliorer la qualité et la continuité du service électrique, notamment dans les zones rurales.
- Favoriser l'autonomie énergétique des institutions publiques et des ménages.
- Stimuler l'économie locale par la création d'une filière solaire pérenne.
- Promouvoir une gouvernance inclusive, transparente et axée sur les résultats.

15.1.1 STRATÉGIE

La stratégie repose sur quatre axes majeurs :

- Mettre en place un cadre réglementaire et institutionnel robuste.
- Tester et ajuster via une phase pilote encadrée à Moroni.
- Étendre progressivement le dispositif à l'échelle nationale.
- Consolider les acquis en intégrant le Net Metering à la planification énergétique à long terme.

Chaque phase est accompagnée de mesures concrètes en matière de formation, de financement, d'infrastructures et de communication.

- **Formation :** Dès la phase de préparation, des modules de formation sont élaborés pour les agents publics, les techniciens installateurs et les opérateurs SONELEC. Lors de la phase pilote, les premières cohortes de techniciens seront formées sur site, et dès la phase d'extension, un programme national de certification sera déployé avec le CNFP et l'Université des Comores.
- **Financement :** Un budget initial de 500 000 USD est mobilisé pour la phase pilote, suivi de la création d'un fonds d'appui de 3 M USD pour la généralisation. Ce financement couvre les subventions, la mise en place de mécanismes de microcrédit et de leasing solaire, avec appui des bailleurs internationaux.
- **Infrastructures :** À chaque étape, les infrastructures du réseau sont adaptées pour permettre l'injection solaire. Cela inclut l'audit du réseau (phase 1), l'installation de compteurs intelligents (phase 2), le renforcement des postes de transformation (phase 3), et la mise en place de systèmes hybrides dans les zones critiques.
- **Communication :** Des campagnes ciblées sont prévues à chaque phase : une sensibilisation institutionnelle pendant la préparation, une valorisation des résultats pendant la phase pilote (témoignages, visites publiques), une mobilisation communautaire à l'échelle nationale lors de l'extension, et enfin, des publications régulières via un observatoire du Net Metering.

15.2 PRIORISATION DES ACTIONS CLÉS

15.2.1 PRIORITAIRES (T1-T3 2025)

- Réforme de la Loi n°94-036 et décrets d'application.

- Création du comité de pilotage national.
- Audit du réseau électrique (hosting capacity).
- Mise en place du portail NetMetering.gov.km.

15.2.2 SECONDAIRES (T4 2025–T4 2026)

- Déploiement de 100 installations solaires pilotes à Moroni.
- Suivi des performances techniques et économiques.
- Ajustements réglementaires post-évaluation.

15.2.3 CRITIQUES (2027–2028)

- Extension du programme à l'ensemble des îles.
- Création du fonds d'appui (3 M USD).
- Formation de 100 techniciens et structuration d'un réseau d'installateurs agréés.

15.2.4 STRUCTURANTS (2029–2030)

- Intégration dans la planification énergétique nationale.
- Création d'un observatoire du Net Metering.
- Révisions tarifaires et techniques régulières.

15.3 CALENDRIER SYNTHÉTIQUE

Tableau 17 - Calendrier synthétique de la feuille de route

Année	Étapes principales
2025	Réformes légales, audit réseau, portail numérique, comité de pilotage
2026	Déploiement pilote à Moroni, premières évaluations, communication citoyenne
2027–2028	Extension à 1 000 sites, lancement du fonds, formation, partenariats commerciaux
2029–2030	Intégration stratégique, consolidation budgétaire, observatoire national

15.4 RESSOURCES NÉCESSAIRES

15.4.1 HUMAINES :

- 1 cellule Net Metering au ministère (4 à 6 agents).
- 5 agents techniques de SONELEC dédiés au raccordement et au comptage.
- 50-100 techniciens solaires certifiés d'ici 2028.

15.4.2 FINANCIÈRES :

- 500 000 USD pour la phase pilote (2025–2026).
- 3 M USD pour le fonds national d'appui (2027–2028).
- Budget annuel de 150 000 USD pour formation continue et observatoire.

15.4.3 MATÉRIELLES :

- Compteurs intelligents STS bidirectionnels (x1 200).

- Plateforme web pour gestion et supervision.
- Outils pédagogiques (kits de formation, guides d'installation).

15.5 FACTEURS DE RISQUE ET MESURES D'ATTÉNUATION

Tableau 18 - Facteurs de risques et mesures d'atténuation

Risque identifié	Mesure d'atténuation
Retard législatif ou blocage institutionnel	Plan de concertation multisectoriel dès T1 2025, soutien des bailleurs au plaidoyer
Capacité technique insuffisante (SONELEC, installateurs)	Formation initiale ciblée, assistance technique internationale (GIZ, PNUD)
Manque d'adhésion des usagers	Campagne de communication ciblée, témoignages d'usagers pilotes
Surcharge du réseau en cas d'injection mal contrôlée	Audit initial, planification progressive, introduction de systèmes hybrides
Déficit de financement à moyen terme	Diversification des sources (État, bailleurs, diaspora, partenariats privés)

16 FEUILLE DE ROUTE DÉTAILLÉE

16.1 PHASE 1 : PRÉPARATION ET CADRE INSTITUTIONNEL (T1-T3 2025)

Objectifs : Créer les bases juridiques, techniques et organisationnelles

- **Réforme législative :** Amender la Loi n°94-036 pour intégrer le Net Metering, en ajoutant un chapitre dédié à l'autoproduction renouvelable, définissant les droits des prosommateurs, les conditions de raccordement, et la rémunération de l'injection.
- **Clarification institutionnelle :** Élaborer des textes réglementaires pour préciser les mandats de chaque acteur : ministère (orientation stratégique), SONELEC (raccordement, comptage, facturation), régulateur (tarification, arbitrage), collectivités (appui aux projets).
- **Portail numérique :** Développer le site NetMetering.gov.km permettant l'enregistrement des projets, la soumission de plans, le suivi des demandes, et la diffusion des documents techniques et guides pratiques.
- **Comité de pilotage national :** Former un comité multipartite composé de représentants du gouvernement, de la SONELEC, de l'Autorité de régulation, des collectivités, du secteur privé, des bailleurs et de la société civile. Objectif : coordination, revue de performance et validation progressive des ajustements réglementaires.
- **Incitations fiscales :** Intégrer dans la loi de finances 2025 une exonération de la TVA (15 %) et des droits de douane (jusqu'à 20 %) sur les équipements solaires (panneaux, onduleurs, batteries, câblage, compteurs intelligents).
- **Audit du réseau :** Mandater une étude technique pour cartographier la capacité d'accueil (hosting capacity) du réseau dans les trois îles, en identifiant les zones propices à l'injection sans surcharge.

16.2 PHASE 2 : PHASE PILOTE À MORONI ET DOCUMENTATION (T4 2025 - T4 2026)

Objectifs : Tester le modèle, capitaliser les retours d'expérience, ajuster les outils

- **Sites pilotes :** Installer 100 systèmes photovoltaïques (1,5 à 5 kWc), dont : 40 sur bâtiments publics (écoles, mairies, centres de santé), 30 sur logements résidentiels, 30 sur petits commerces (cybercafés, ateliers, épicerie).
- **Équipements intelligents :** Déployer des compteurs STS bidirectionnels certifiés, compatibles avec la facturation nette et intégrés au système de supervision de la SONELEC.
- **Suivi régulier :** Collecter mensuellement les données techniques (production, autoconsommation, injection, surcharge éventuelle) et financières (économie réalisée, délai de retour sur investissement).
- **Visibilité et mobilisation :** Organiser des visites d'échange pour les autorités locales, des journées portes ouvertes pour les citoyens, et des publications trimestrielles en ligne.
- **Évaluation rigoureuse :** Publier trois rapports d'étape (6, 12 et 18 mois) incluant les recommandations techniques, commerciales et réglementaires pour le passage à l'échelle.
- **Révisions ciblées :** Adapter les modèles de contrat, de tarification, et les normes d'installation à la lumière des retours terrain.

16.3 PHASE 3 : EXTENSION NATIONALE PROGRESSIVE (2027–2028)

Objectifs : Étendre le dispositif à d'autres zones, structurer l'écosystème local

- **Déploiement massif :** Équiper 1 000 nouveaux sites répartis entre Grande Comore, Mohéli et Anjouan. Prioriser les écoles secondaires, les hôpitaux, les centres techniques communaux et les foyers vulnérables.
- **Fonds national d'appui :** Mobiliser un fonds mixte (3 M USD) abondé par l'État, la Banque mondiale, le PNUD, et l'Union européenne. Subvention jusqu'à 60 % du coût total pour les ménages éligibles, le reste financé par microcrédit à taux bonifié.
- **Renforcement des compétences :** Former 100 techniciens solaires certifiés via un partenariat CNFP–Université des Comores–GIZ. Mettre en place une base de données nationale des installateurs agréés.
- **Partenariats commerciaux :** Promouvoir les ESCO locales (entreprises de services énergétiques) pour offrir des solutions clés en main en location-vente.
- **Communication massive :** Diffuser des messages via radios communautaires, affiches dans les lieux publics, capsules vidéo sur les réseaux sociaux et sessions interactives dans les mairies.

16.4 PHASE 4 : CONSOLIDATION ET INTÉGRATION DANS LA PLANIFICATION ÉNERGÉTIQUE (2029–2030)

Objectifs : Assurer la durabilité à long terme, l'adaptation continue, et l'ancrage politique

- **Observatoire national :** Créer une cellule d'observation publique pour suivre les performances du Net Metering, publier un rapport annuel, et proposer des ajustements politiques.
- **Intégration stratégique :** Inscrire le Net Metering dans le Plan énergétique 2030–2040 en tant qu'axe structurant de la transition énergétique, avec objectifs quantifiés de capacité installée.
- **Financement durable :** Allouer une ligne budgétaire spécifique dans les finances publiques pour soutenir l'entretien, la formation continue et les futures extensions du programme.
- **Révision normative continue :** Mettre à jour tous les deux ans les normes techniques, de sécurité, et de performance énergétique.
- **Ajustements dynamiques :** Adapter régulièrement les tarifs de compensation, les quotas d'injection autorisés, et les mécanismes d'enregistrement en fonction de la croissance du parc et de l'évolution du réseau.

16.4.1 INDICATEURS DE SUIVI CLÉS (DÈS 2025)

- Nombre d'installations enregistrées / mises en service (objectif 1 100 d'ici fin 2028)
- Capacité PV installée sous Net Metering (MW)
- Énergie injectée mensuellement (MWh) et taux moyen d'autoconsommation
- Nombre de techniciens formés, certifiés et actifs
- Niveau de satisfaction des utilisateurs (> 80 % visé)
- Volume de subventions distribuées / Taux d'exécution du fonds
- Nombre de zones validées comme techniquement admissibles (hosting capacity)

RÉFÉRENCES

- [1] SONELEC, "Harmonisation des tarifs de l'électricité," *HabarizaComores.com*, Jan. 2019. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.habarizacomores.com/2019/01/harmonisation-des-tarifs-de-lelectricite.html>
- [2] SONELEC, "Taxes : La société d'électricité communie," *HabarizaComores.com*, Jan. 2019. [En ligne]. Disponible sur : <https://www.habarizacomores.com/2019/01/taxes-la-societe-delectricite-communiqu.html>
- [3] SONELEC, "La Société Nationale d'Electricité des Comores (SONELEC) informe ...," *Facebook*, [En ligne]. Disponible sur : https://www.facebook.com/permalink.php?id=100063909883995&story_fbid=989247323215588
- [4] "Projet d'accès à l'énergie solaire : Vers la construction de trois centrales photovoltaïques," *Alwatwan.net*, [En ligne]. Disponible sur : <https://alwatwan.net/societe/projet-d%E2%80%99acc%C3%A8s-a-l%E2%80%99%C3%A9nergie-solaire-i-vers-la-construction-de-trois-centrales-photovolta%C3%AFques.html>
- [5] "Plus de 20 milliards investis entre 2017 et 2025," *La Gazette des Comores*, [En ligne]. Disponible sur : <https://lagazettedescomores.com/soci%C3%A9t%C3%A9/crise-%C3%A9nerg%C3%A9tique-aux-comores-plus-de-20-milliards-investis-entre-2017-et-2025-.html>
- [6] "Sonelec: 10 nouveaux groupes électrogènes, une stratégie de dépannage qui dure depuis des décennies," *Comores Infos*, [En ligne]. Disponible sur : <https://www.comoresinfos.net/sonelec-10-nouveaux-groupes-electrogenes-une-strategie-de-depannage-qui-dure-depuis-des-decennies/>
- [7] "Énergie aux Comores (pays)," *Wikipédia*, [En ligne]. Disponible sur : https://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie_aux_Comores_%28pays%29
- [8] "Hausse du prix du kilowattheure : Des clients ne cessent de pester contre les recharges," *Alwatwan.net*, [En ligne]. Disponible sur : <https://alwatwan.net/societe/hausse-du-prix-du-kilowattheure-i-des-clients-ne-cessent-de-pester-contre-les-recharges.html>
- [9] "Sonelec vs Sch : Le prix du litre du gasoil a-t-elle impacté celui du kilowattheure," *Alwatwan.net*, [En ligne]. Disponible sur : <https://alwatwan.net/societe/sonelec-vs-sch-i-le-prix-du-litre-du-gasoil-a-t-elle-impact%C3%A9-celui-du-kilowattheure.html>
- [10] "Électricité : 20 milliards investis depuis 2017, mais les Comores toujours plongées dans le noir," *Comores Infos*, [En ligne]. Disponible sur : <https://www.comoresinfos.net/electricite-20-milliards-investis-depuis-2017-mais-les-comores-toujours-plongees-dans-le-noir/>
- [11] "Revue des dépenses publiques dans le secteur de l'énergie aux Comores," *Banque africaine de développement*, [En ligne]. Disponible sur : <https://www.afdb.org/sites/default/files/documents/publications/comoros.pdf>
- [12] "Comores : l'accès à l'électricité comme enjeu de développement," *Trésor Économie*, [En ligne]. Disponible sur : <https://www.tresor.economie.gouv.fr/PagesInternationales/Pages/2d677a2f-f7a7-4236-9efd-c73c6207c6fa/files/6e20725a-46aa-48f2-9e59-86be0d77584c>
- [13] "Comoros Solar Energy Access Project," *World Bank Documents*, [En ligne]. Disponible sur : <https://documents1.worldbank.org/curated/en/975231653594135953/pdf/Comoros-Solar-Energy-Access-Project.pdf>
- [14] "Comores prix de l'électricité, septembre 2024," *GlobalPetrolPrices.com*, [En ligne]. Disponible sur : https://fr.globalpetrolprices.com/Comoros/electricity_prices/

- [15] "Union of the Comoros - Climate Investment Funds (CIF)," *Climate Investment Funds*, [En ligne]. Disponible sur: https://www.cif.org/sites/default/files/meeting-documents/comoros_eoi_0.pdf
- [16] "Comoros's energy review for promoting renewable energy sources," *ScienceDirect*, [En ligne]. Disponible sur: <https://www.sciencedirect.com/science/article/am/pii/S0960148121000744>
- [17] "Les coupures d'électricité se prolongent aux Comores, malgré les mesures annoncées," *Agence Ecofin*, [En ligne]. Disponible sur : <https://www.agenceecofin.com/actualites-services/1003-126520-les-coupures-d-electricite-se-prolongent-aux-comores-malgre-les-mesures-annoncees>
- [18] "Comoros - AFREC," *African Energy Commission*, [En ligne]. Disponible sur: <https://au-afrec.org/fr/comores>
- [19] "Comoros - Energy Sector Support Project - Appraisal Report," *Banque africaine de développement*, [En ligne]. Disponible sur : <https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Project-and-Operations/Comoros%20-%20Energy%20Sector%20Support%20Project%20-%20Appraisal%20Report.pdf>
- [20] "VOIDJOU NGAZIDJA - Sonelec Comores," *Sonelec Comores*, [En ligne]. Disponible sur : https://soneleccomores.com/wp-content/uploads/2024/08/P177646-PR_Ligne-dinterconnexion_NGAZIDJA_VF_PAESC-Comores.pdf
- [21] World Bank, "Comoros Solar Energy Access Project," World Bank Documents, [En ligne]. Disponible: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/975231653594135953/pdf/Comoros-Solar-Energy-Access-Project.pdf>. [Accessed: Jun. 3, 2025]. (documents1.worldbank.org)
- [22] PVKnowhow, "Comoros Starts 3 Solar Power Plants with \$43M," [En ligne]. Disponible: <https://www.pvknowhow.com/news/comoros-starts-3-solar-power-plants/>. [Accessed: Jun. 3, 2025]. ([pvknowhow.com](https://www.pvknowhow.com))
- [23] Climate Technology Centre & Network (CTCN), "Pre-feasibility study of the use of photovoltaic systems on the roofs of public buildings in the Comoros," [En ligne]. Disponible: <https://www.ctc-n.org/content/pre-feasibility-study-use-photovoltaic-systems-roofs-public-buildings-comoros-connection-1>. [Accessed: Jun. 3, 2025].([ctc-n.org](https://www.ctc-n.org))
- [24] PV Magazine, "Comoros to revamp its solar-plus-storage offerings, network," [En ligne]. Disponible: <https://www.pv-magazine.com/2023/12/07/comoros-to-revamp-its-solar-plus-storage-offerings-network/>. [Accessed: Jun. 3, 2025]. ([pv-magazine.com](https://www.pv-magazine.com))
- [25] ZAWYA, "Comoros inaugurates 6.3MW solar plant funded by ADFD to enhance renewable energy access," [En ligne]. Disponible: <https://www.zawya.com/en/press-release/companies-news/comoros-inaugurates-63mw-solar-plant-funded-by-adfd-to-enhance-renewable-energy-access-d5i0bu8x>. [Accessed: Jun. 3, 2025].([zawya.com](https://www.zawya.com))
- [26] ENGIE Impact, "What is Net Metering & Why is it Controversial?" [En ligne]. Disponible: <https://www.engieimpact.com/insights/net-metering-becoming-controversial>. [Accessed: Jun. 3, 2025]. ([engieimpact.com](https://www.engieimpact.com))
- [27] Wikipedia, "Net metering," [En ligne]. Disponible: https://en.wikipedia.org/wiki/Net_metering. [Accessed: Jun. 3, 2025].
- [28] Wikipedia, "Feed-in tariff," [En ligne]. Disponible: https://en.wikipedia.org/wiki/Feed-in_tariff. [Accessed: Jun. 3, 2025]. (en.wikipedia.org)
- [29] Soleos Energy, "Best 5 Benefits of Net Metering Solar: A Comprehensive Guide," <https://www.soleosenergy.com/8-benefits-net-metering-solar-complete-guide/soleosenergy.com>

- [30] Genie Solar Energy, "Learn About Commercial Net-Metering," <https://geniesolarenergy.com/everything-you-need-to-know-about-commercial-net-metering/geniesolarenergy.com>
- [31] Velo Solar, "Net Metering: Pros and Cons For Your Bottom Line," <https://www.velosolar.com/net-metering/velosolar.com+2velosolar.com+2velosolar.com+2>
- [31] Renew Africa, "Zimbabwe: Up to 5MW can now be fed to the grid through net metering," *Renew Africa*, Dec. 2022. [En ligne]. Disponible: <https://renewafrica.biz/regional-news/southern-africa/zimbabwe-up-to-5mw-can-now-be-fed-to-the-grid-through-net-metering/>
- [32] AllAfrica, "Zimbabwe: Govt Saves U.S.\$26 Million Through Net Metering," *AllAfrica*, Feb. 2025. [En ligne]. Disponible: <https://allafrica.com/stories/202502260249.html>
- [33] PV Magazine, "Kenya defines net metering rules for solar," *PV Magazine*, Jul. 5, 2022. [En ligne]. Disponible: <https://www.pv-magazine.com/2022/07/05/kenya-defines-net-metering-rules-for-solar/>
- [34] Republic of Kenya, *The Energy (Net Metering) Regulations 2024*. [PDF]. Nairobi: Ministry of Energy. [En ligne]. Disponible from user-uploaded document.
- [35] GET.transform, "Uganda introduces new net metering regulations," *GET.transform*, Apr. 2024. [En ligne]. Disponible: <https://www.get-transform.eu/uganda-introduces-new-net-metering-regulations/>
- [36] Uganda Broadcasting Corporation, "Minister Nankabirwa enthusiastic about net metering technology," *UBC*, Aug. 17, 2023. [En ligne]. Disponible: <https://ubc.go.ug/2023/08/17/minister-nankabirwa-enthusiastic-about-net-metering-technology/>
- [37] International Energy Agency, "Uganda sets out net-zero energy plan," *IEA*, 2024. [En ligne]. Disponible: <https://www.iea.org/news/uganda-sets-out-new-net-zero-energy-plan-to-meet-key-economic-social-and-climate-goals/>
- [38] Republic of Namibia, *Namibia Net Metering Rules 2015*, Windhoek: Ministry of Mines and Energy, 2015. [En ligne]. Disponible: <https://www.iea.org/policies/6377-namibia-net-metering-rules-2015>
- [39] Afriwise, "Net Metering: A game-changer for Zambia's electricity sector," *Afriwise Insights*, 2022. [En ligne]. Disponible: <https://insights.afriwise.com/blog/net-metering-a-game-changer-for-zambias-electricity-sector/>
- [40] LinkedIn, G. Henderson, "Shedding light on net metering regulations in Zambia," *LinkedIn Article*, 2023. [En ligne]. Disponible: <https://www.linkedin.com/pulse/light-net-metering-regulations-zambia-grant-henderson>
- [41] République Tunisienne, "STEG – Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz," www.steg.com.tn. [En ligne]. Disponible: <https://www.steg.com.tn>
- [42] République Tunisienne, *Loi n° 2015-12 du 11 mai 2015 relative à la production d'électricité à partir des énergies renouvelables*. [En ligne]. Disponible: <https://www.anme.tn>
- [43] République Tunisienne, *Décret n° 2020-105 du 25 février 2020 relatif à la vente d'électricité à des tiers*. [En ligne]. Disponible: <https://www.anme.tn>
- [44] Energypedia, "Tunisia: Renewable Energy Policy," *energypedia.info*, 2023. [En ligne]. Disponible: https://energypedia.info/wiki/Tunisia_Energy_Policy
- [45] Wikipedia, "Ghana," *Wikipedia, l'encyclopédie libre*. [En ligne]. Disponible: <https://fr.wikipedia.org/wiki/Ghana>

- [46] Ghana Energy Commission, "Ghana Renewable Energy Master Plan," *Energy Commission of Ghana*, Accra, 2019. [En ligne]. Disponible: <https://energycom.gov.gh>
- [47] World Bank, *Comoros Solar Energy Access Project – Project Appraisal Document*, Report No: PAD4547, Washington, D.C., World Bank Group, 2022. [En ligne]. Disponible: <https://documents.worldbank.org>
- [48] ministère de l'Énergie des Comores, *Politique Énergétique Nationale – Horizon 2033*, Union des Comores, Moroni, 2022.
- [49] IRENA, "Net Metering: Benefits and Policy Considerations," *International Renewable Energy Agency*, Abu Dhabi, 2020. [En ligne]. Disponible: <https://www.irena.org/publications>
- [50] Alliance for Rural Electrification (ARE), "Best Practices for Clean Energy Access Programmes: Net Metering and Beyond," Brussels, 2021. [En ligne]. Disponible: <https://www.ruralelec.org/publications>
- [51] GIZ, "Solar Training and Certification Programs in Sub-Saharan Africa: Capacity Building for Energy Access," *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit*, Bonn, 2020.
- [52] Open Solar International, "Technical Guidelines for Grid-Connected PV Systems in Emerging Markets," *OpenSolar Tech Brief*, 2021. [En ligne]. Disponible: <https://www.opensolar.org/resources>
- [53] A. Bhandari and S. Ziemer, "Net Metering Policy Impacts on Distributed PV: Lessons from Developing Economies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 134, no. 1, pp. 110–122, Mar. 2021.
- [54] U. E. Energy Access Taskforce, "Guidelines for Designing Smart Subsidy Schemes in the Energy Sector," *Clean Cooking and Electrification Report*, UNECA, Addis Ababa, 2020.
- [55] IEEE-SA, "IEEE Standard 1547-2018 – Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces," *IEEE Standards Association*, New York, 2018.
- [56] S. Karekezi, J. Kimani, "Status of power sector reform in Africa: impact on the poor," *Energy Policy*, vol. 30, no. 11-12, pp. 923–945, Sep. 2002. doi: [10.1016/S0301-4215\(02\)00050-4](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(02)00050-4)
- [57] N. H. Afgan, M. G. Carvalho, "Sustainability assessment of energy systems: application to different countries," *Energy*, vol. 30, no. 13, pp. 2310–2322, Oct. 2005. doi: [10.1016/j.energy.2004.04.006](https://doi.org/10.1016/j.energy.2004.04.006)
- [58] A. Moner-Girona, D. Solano-Peralta, M. Bódis, C. Huld, S. Szabó, "Electrification of Sub-Saharan Africa through PV/hybrid mini-grids: Reducing the gap between current business models and on-site experience," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 1148–1161, Aug. 2018. doi: [10.1016/j.rser.2018.04.018](https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.018)
- [59] P. M. Sinha, M. Ghosh, "SWOT analysis of solar PV development in India: Policy implications," in *Proc. Int. Conf. Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, San Diego, CA, USA, Nov. 2017, pp. 601–606. doi: [10.1109/ICRERA.2017.8191206](https://doi.org/10.1109/ICRERA.2017.8191206)
- [60] K. Ilskog, P. Kjellström, "And then they lived sustainably ever after? —Assessment of rural electrification cases by means of indicators," *Energy Policy*, vol. 36, no. 7, pp. 2674–2684, Jul. 2008. doi: [10.1016/j.enpol.2008.03.006](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.03.006)
- [61] International Renewable Energy Agency (IRENA), "Net Metering: Benefits and Challenges," *IRENA Policy Brief*, Abu Dhabi, UAE, 2015. [En ligne]. Disponible: <https://www.irena.org/publications>

- [62] A. K. Akella, R. P. Saini, M. P. Sharma, "Social, Economical and Environmental Impacts of Renewable Energy Systems," *Renewable Energy*, vol. 34, no. 2, pp. 390–396, Feb. 2009. doi: [10.1016/j.renene.2008.05.002](https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.05.002)
- [63] K. Deichmann, C. Meisner, S. Murray, D. Wheeler, "The economics of renewable energy expansion in rural Sub-Saharan Africa," *Energy Policy*, vol. 39, no. 1, pp. 215–227, Jan. 2011. doi: [10.1016/j.enpol.2010.09.034](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.09.034)

MRV Energy Consulting Inc.
630 W Sherbrooke St, 1210
Montreal, Quebec
H3A 1E4 Canada

MRV Energy - Sucursal de Cabo Verde
21 Avenida OUA
Achada Santo Antonio
Cidade da Praia, Cabo Verde

info@mrvenergy.com
www.mrvenergy.com

