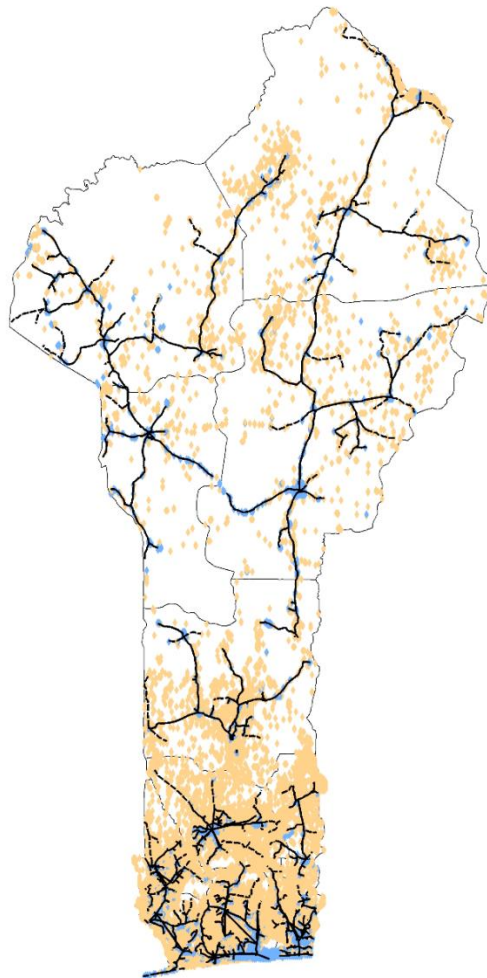


# VOIES D'ÉLECTRIFICATION POUR LE BENIN

Une analyse spatiale d'électrification basée sur l'Outil  
d'électrification spatiale Open Source (OnSSET)



Préparé par la division d'analyse des systèmes  
d'énergie de KTH en collaboration avec SNV  
Décembre 2018



© Copyright (c) 2018 KTH - dESA

Division of Energy System Analysis, KTH Royal Institute of Technology, 114 28 Stockholm, Sweden

| [www.kth.se](http://www.kth.se)

Certains droits réservés.

SNV ou KTH ne garantit pas l'exactitude des données incluses dans ce document. Les frontières, couleurs, dénominations et toute autre information contenue dans les cartes présentées dans ce document n'impliquent aucun jugement de la part de SNV ou de KTH concernant le statut légal de tout territoire ou la ratification ou acceptation de ces frontières. Rien de ce qui est ici mentionné ne constitue ou ne peut être considéré comme une limitation de ou une renonciation aux privilèges et immunités de SNV ou de KTH, qui sont tous spécifiquement réservés.

### **Droits et autorisations**

Le contenu de ce document est soumis au droit d'auteur. Étant donné que SNV et KTH encouragent la diffusion de leurs connaissances, cet ouvrage peut être reproduit, en tout ou en partie, à des fins non commerciales, à condition qu'entière attribution soit donnée à l'ouvrage.

Toute question sur les droits et licences, y compris les droits subsidiaires, doit être adressée à KTH Royal Institute of Technology; [seap@desa.kth.se](mailto:seap@desa.kth.se).

Carte de la couverture : KTH dESA.

## Sommaire

Sommaire .....	ii
Abréviations.....	vii
1. Introduction .....	1
<b>1.1 Contexte de l'étude .....</b>	<b>1</b>
1.2 Politique et planification énergétique .....	1
1.3 Portée et objectif.....	2
2. Analyse géospatiale de l'électrification pour le Bénin à l'aide d'OnSSET .....	2
2.1 Qu'est-ce qu'OnSSET.....	2
2.2 Jeux de données géospatiales .....	5
2.3 Paramètres socio-économiques .....	6
2.4 Paramètres technico-économiques .....	6
2.5 Population .....	12
2.5.1. Répartition de la population .....	12
2.5.2. Population vivant à proximité du réseau électrique.....	13
2.5.3. Calibrage des localités électrifiées au cours de l'année de base.....	15
2.6 Objectif d'accès à l'électricité.....	16
3. Résultats et analyse de modèles .....	17
3.1 Scénarios de base.....	17
3.1.1. Répartition technologique la moins coûteuse.....	17
3.1.2. Besoins en capacité et en investissements .....	22
3.2 Analyse de sensibilité des coûts de réseau .....	23
3.2.1. Répartition technologique la moins coûteuse.....	24
3.2.2. Besoins en capacité et en investissements .....	25
3.3 Analyse de sensibilité aux réductions des coûts du PV des mini-réseaux PV .....	26
3.3.1. Répartition technologique la moins coûteuse.....	27
3.3.2. Besoins en capacité et en investissements .....	28
3.4 Analyse de sensibilité aux réductions des coûts des systèmes PV autonomes .....	30
3.4.1. Répartition technologique la moins coûteuse.....	30
3.4.2. Besoins en capacité et en investissements .....	31
3.5 Analyse de sensibilité, comprenant une estimation de la demande d'électricité pour des usages productifs .....	32
3.5.1. Répartition technologique la moins coûteuse.....	32
3.5.2. Besoins en capacité et en investissements .....	33
4. Conclusions et recommandations.....	35
Références .....	37
Annexe A. Estimation de la demande d'électricité à des fins productives .....	39
A.1 Etablissements d'éducation .....	39
A.2 Etablissements de santé .....	42
A.3 Limites de la méthodologie .....	44
Annexe B. Facteurs de capacité dans le modèle OnSSET .....	45

## Avant-propos de DGRE

Ce document est l'aboutissement de l'étude sur le modèle de planification électrique décentralisée OnSSET commanditée par la SNV en partenariat avec la Direction Générale des Ressources Energétiques du Bénin et réalisée par la Royal Institute of Technology (KTH), Il a été rédigé pour satisfaire aux exigences de planification de services énergétiques grâce à des outils de plus en plus performants. Ce logiciel de planification d'électrification est l'une de ces avancées technologiques, développée pour relever les défis liés à l'électrification, notamment l'électrification rurale ou hors-réseau, axée sur des bases de données dédiées en ligne et conçues pour résoudre l'épineuse problématique liée à la disponibilité et à l'actualisation des données.

Le rapport de l'étude vous est présenté sur la base des expériences accumulées par le Ministère de l'Energie dans la planification de l'électrification rurale et urbaine et dans le déploiement de Systèmes d'Informations Energétiques (SIE), basés ou non sur des Systèmes d'Informations Géographiques. Il s'est articulé autour de données collectées auprès des acteurs du secteur de l'énergie ou puisées dans les bases de données de la Direction Générale des Ressources Energétiques et celles désormais mises en ligne par la Banque Mondiale, l'Agence Internationale pour les Energies Renouvelables, la Banque Africaine de Développement à travers « Africa Energy Portal » lancé en novembre 2018, le Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD) et bien d'autres institutions non moins importantes qui placent la planification au cœur des enjeux liés à l'atteinte des Objectifs de Développement Durable (ODD), notamment la concrétisation de l'ODD 7 ou initiative « Sustainable Energy for All » (SE4ALL).

Le projet « Electrification Pathways for Benin » tire profit du succès fulgurant qu'a connu le déploiement de cette solution par KTH notamment en Afghanistan au Nigéria, en Tanzanie et en Zambie.

Je remercie la SNV et KTH pour leur noble ambition et voudrais également, au nom du Gouvernement du Bénin, exprimer ma profonde gratitude à tous les Partenaires au développement et aux personnes qui œuvrent inlassablement dans le domaine de la planification des services énergétiques depuis plusieurs années.

Aussi, le renforcement de capacités des parties prenantes, tel que identifié par la SNV avec l'appui de KTH, constitue-t-il un véritable sous-bassement pour l'aboutissement des objectifs du secteur de l'énergie et l'atteinte des cibles visées par le Programme d'Actions du Gouvernement 2016-2021.

En espérant que vous apprécierez votre lecture.

Dona Jean-Claude HOUSSOU,  
Ministre de l'Energie du Bénin.

## Avant-propos de SNV

A SNV, nous nous engageons à mettre fin à la pauvreté énergétique et à fournir une énergie propre aux milliards de personnes qui n'ont actuellement pas accès à l'électricité et/ou ne disposent pas d'appareils de cuisson propres. Pour parvenir à l'accès universel à l'énergie fiable, durable et à un prix abordable d'ici 2030 (objectif de développement durable n° 7), une planification énergétique globale est essentielle pour aider à orienter le développement du système énergétique d'un pays. Des outils intégrés de planification de l'énergie et de l'électrification, tels que l'« *Open Source Spatial Electrification Tool - OnSSET* » (outil open source d'électrification spatiale) peuvent être utilisés pour assurer une approche axée sur le client qui prend en compte non seulement les questions technologiques, mais aussi la croissance de la demande (y compris les usages productifs) ainsi que les aspects sociaux, environnementaux et sanitaires.

Les systèmes énergétiques traditionnels axés sur l'offre (basés sur une production électrique centralisée et de vastes réseaux de transport et de distribution) ne constituent souvent pas l'option d'électrification la plus appropriée ou la plus économique pour les pays en développement, en particulier pour les zones rurales. Les petits systèmes énergétiques décentralisés hors réseau, tels que les mini-réseaux et les systèmes photovoltaïques autonomes pour les ménages, les entreprises et les institutions, jouent un rôle essentiel dans l'approvisionnement en électricité de millions de personnes vivant dans des zones reculées.

Le choix entre l'extension du réseau et l'électrification décentralisée dépend en grande partie de l'éloignement du réseau et de la quantité estimée d'électricité consommée par les ménages et les entreprises nouvellement connectés. Le rapport coût-efficacité de l'extension du réseau diminue considérablement dans les zones éloignées et moins densément peuplées où la demande d'électricité est relativement faible par rapport aux zones urbaines. Avec les coûts en baisse constante des technologies renouvelables, les systèmes d'énergies renouvelables devraient devenir l'option la moins coûteuse dans de plus en plus de localités.

Cependant, la plupart des bailleurs perçoivent encore les énergies renouvelables hors réseau comme des options à hauts risques avec un faible rendement des investissements. Dans le même temps, les technologies établies principalement basées sur les combustibles fossiles bénéficient souvent de lois, réglementations, subventions et incitatifs fiscaux favorables. Des règles de jeu équitables pour les options renouvelables hors réseau sont importantes pour réduire les risques d'investissement. Cela nécessite un environnement propice et favorable aux technologies énergétiques renouvelables et une plus grande certitude quant aux futures politiques énergétiques. L'élaboration d'une vision énergétique à long terme, aboutissant à des plans énergétiques nationaux définissant le rôle des énergies renouvelables, est une condition préalable à l'amélioration du climat des investissements énergétiques et à l'accès des communautés les plus pauvres à une énergie propre et financièrement abordable. Des approches financières novatrices des secteurs public et privé seront souvent nécessaires, combinant un financement commercial avec des incitations telles que des subventions ciblées et des systèmes de crédit pour les consommateurs les plus pauvres.

Avec l'application de l'*Open Source Spatial Electrification Tool* (OnSSET) pour explorer différentes voies d'électrification pour le Bénin, SNV compte contribuer au plan énergétique national du pays. En utilisant des données locales et en impliquant les principales parties prenantes du gouvernement, du secteur privé et des universités, nous entendons faire en sorte que cet outil fournisse des évaluations réalistes pouvant se traduire en projets concrets de mise en œuvre.

Nous signalons que ce rapport n'est pas une fin en soi. Au niveau de KTH, les résultats de la modélisation seront examinés en permanence et seront mis à jour avec le développement ultérieur de l'outil OnSSET, lorsque par

exemple l'intégration des usages productifs aura progressé. Mais aussi dans le pays, les évaluations peuvent être actualisées à tout moment par des parties prenantes locales. Les représentants au Bénin du gouvernement, des universités et du secteur privé ont été formés à l'utilisation de l'outil OnSSET et sont en mesure d'adapter la planification des évaluations en fonction de nouveaux besoins identifiés ou de changements observés dans le contexte.

Fortes des expériences positives avec l'utilisation d'OnSSET et la collaboration avec KTH et les parties prenantes locales au Bénin, SNV est désormais très bien placée pour appliquer ses enseignements pour développer des projets concrets d'électrification hors réseau au Bénin et dans d'autres pays ayant des besoins similaires.

Tom Derksen

SNV Organisation néerlandaise de développement

Global Managing Director Energy

## Remerciements

Le présent rapport a été préparé par Andreas Sahlberg (KTH), Babak Khavari (KTH), Alexandros Korkovelos (KTH) et Mark Howells (KTH) dans le cadre de la collaboration KTH/SNV. L'étude a largement bénéficié des précieux commentaires et suggestions de Rianne Teule (SNV), Martin van Dam (SNV) et Dean Cooper (SNV). De même, Edouard Fagnon (SNV) qui a organisé la collecte de données locales et l'atelier au Bénin, a apporté d'importantes contributions. L'appui informatique fourni par la Direction Générale des Ressources Energétiques du Bénin (DGRE) est également vivement apprécié. Pour conclure, un grand merci aux participants à l'atelier et à la réunion de haut niveau qui ont fourni des contributions et des discussions précieuses. Aucune de ces personnes ne devrait être tenue responsable de toute erreur subsistant dans l'étude, dont les auteurs sont les seuls responsables.

## Abréviations

BT	Basse tension
CBE	Communauté Electrique du Bénin
DGRE	Direction Générale des Ressources Energétiques du Bénin
ESMAP	<i>Energy Sector Management Assistance</i> (Programme d'assistance à la gestion du secteur énergétique)
EUEI	<i>EU Energy Initiative</i> (Initiative de l'Union européenne concernant l'énergie)
HT	Haute tension
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i> (Agence internationale pour les énergies renouvelables)
km	Kilomètre
KTH	<i>Royal Institute of Technology in Stockholm</i> (Institut royal de technologie de Stockholm)
kWh	Kilowatt-heure
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i> (coût moyen de l'électricité)
META	<i>Model for Electricity Technology Assessment</i> (Modèle d'évaluation de technologie électrique)
MT	Moyenne tension
MTF	<i>Multi-Tier Framework</i> (cadre multiniveaux)
MW	Mégawatt
OnSSET	<i>Open Source Spatial Electrification Tool</i> (outil open space d'électrification spatiale)
PIB	Produit Intérieur Brut
PV	Photovoltaïque
SBEE	Société Béninoise d'Energie Electrique
SIG	système d'information géospatiale
TEMBA	<i>The Electricity Model Base for Africa</i> (Le modèle de base de l'électricité pour l'Afrique)
USD	United States Dollar (Dollar des Etats-Unis)
Wp	Watt-peak

## Terminologie clé

**Production électrique centralisée :** Cela désigne la production électrique à grande échelle dans des installations centralisées, généralement éloignées des utilisateurs finaux et connectées à un réseau de lignes de transport à haute tension [1].

**Production électrique décentralisée :** Cela désigne une variété de technologies qui produisent et distribuent de l'électricité sur le lieu ou à proximité de son utilisation. Elles peuvent alimenter des charges déterminées à proximité ou faire partie d'un système plus étendu (le réseau régional et/ou national) [2] [3].

Dans cette perspective et aux fins du présent rapport, nous définissons ce qui suit :

**Réseau national (ou réseau) :** Un système d'installations de production électrique centralisées et décentralisées, interconnectées par un vaste réseau de transport qui s'étend dans tout le pays.

**Mini-réseaux :** Des systèmes isolés de production et de distribution d'énergie, utilisés pour fournir de l'électricité aux communautés locales (la puissance de sortie allant de quelques kilowatts à plusieurs mégawatts) couvrant la demande domestique, commerciale et/ou industrielle.

**Systèmes autonomes :** De petits systèmes électriques qui ne sont pas raccordés au réseau national, fonctionnent de manière autonome en mode îlot et peuvent satisfaire sur place une faible demande en électricité pendant une durée limitée.



## Résumé

L'accès à l'électricité est étroitement lié au développement social et économique [4]. En 2016, l'accès au Bénin des habitats à l'électricité était limité à 29%. Le ciblage de l'accès universel à l'électricité d'ici 2030 - conformément aux mandats de l'ODD 7<sup>1</sup> - nécessite une combinaison d'expansion du réseau et de déploiement de technologies hors réseau. Dans la présente étude, l'*Open Source Spatial Electrification Tool* (OnSSET) a été utilisé pour examiner 21 voies d'électrification pour le Bénin. L'outil exploite des informations géospatiales et utilise une approche à moindre coût pour identifier la solution d'électrification la plus rentable dans chaque localité.

Les scénarios retenus examinent les effets et les conséquences du ciblage de différents niveaux d'accès à l'électricité, ainsi que la sensibilité aux coûts des technologies. Les résultats montrent qu'en 2030, 58 à 92% de la population devrait être alimentée en électricité par le réseau. Les 8 à 42% restants devraient être alimentés en électricité par des mini-réseaux ou des systèmes autonomes. Le coût d'investissement total requis pour réaliser l'électrification universelle au Bénin d'ici 2030 varie de 1,2 à 5,9 milliards USD, en fonction du niveau de service fourni et de l'évolution du coût des technologies. Les technologies autonomes sont privilégiées pour les objectifs d'accès à l'électricité peu élevés et dans des zones éloignées ou peu peuplées ; Les mini-réseaux et les connections au réseau sont observés à des niveaux de demande plus élevés et dans des zones plus densément peuplées.

---

<sup>1</sup> Objectif de développement durable numéro 7 (ODD 7) de l'agenda de développement durable à l'horizon 2030 [5]

# 1. Introduction

## 1.1 Contexte de l'étude

Le Bénin est situé en Afrique de l'Ouest, limité à l'ouest par le Togo, à l'est par le Nigeria, au nord par le Burkina Faso et le Niger et au sud par l'océan Atlantique. La population en 2015 était de 10,58 millions d'habitants, dont 44% vivaient dans des zones urbaines. Avec un taux de pauvreté<sup>2</sup> de 49,6% en 2015, le Bénin est légèrement à la traîne du reste de l'Afrique subsaharienne qui a ramené le taux de pauvreté à 41,1% en 2015 [7]. En outre, avec un PIB par habitant de 830 USD (estimation de 2017), le pays se situe derrière la moyenne de 1 554 USD/habitant en Afrique subsaharienne [7]. L'accès aux combustibles modernes, en particulier à l'électricité, est souvent considéré comme une condition préalable du développement [8]-[10]. Actuellement, seulement 29% de la population du pays a accès à l'électricité [11]. Dans les zones urbaines, ce taux est plus élevé, à savoir 71%. En revanche, dans les zones rurales, seulement 18% de la population a accès à l'électricité [12]. Selon le Groupe de Réflexion sur la Vision du Secteur de l'Energie Electrique (GRVSE), l'objectif d'électrification est de 95% dans les zones urbaines et de 65% dans les zones rurales d'ici 2025 [13].

Le secteur énergétique du Bénin est étroitement lié à son voisin le Togo. Le système énergétique des deux pays a été sous le contrôle de la Communauté Electrique du Bénin (CEB). La grande majorité de l'électricité consommée dans le pays est importée. Actuellement, le Bénin est fortement dépendant des importations d'électricité du Nigeria et du Ghana, d'où provient environ 90% de son approvisionnement en électricité. La production électrique nationale dépend aussi des importations de gaz naturel en provenance des pays voisins. La CEB approvisionne en électricité la seule société de distribution d'électricité du pays, la Société Béninoise d'Energie Electrique (SBEE). La dépendance d'autres pays s'est avérée difficile. Les fluctuations de l'approvisionnement en électricité des pays fournisseurs se traduisent par de graves délestages et des pénuries d'électricité [14]. Afin d'atténuer les effets de ces difficultés, la SBEE a compté sur des générateurs thermiques inefficaces et la location coûteuse d'énergie d'urgence pour répondre à la demande. En outre, le réseau de transport et de distribution est de mauvaise qualité, avec des pertes d'environ 24%. Enfin, la SBEE a fixé de bas tarifs d'électricité (en moyenne 0,221 USD/kWh) ; ce tarif ne reflète pas le coût moyen de la production (0,26 USD/kWh), nuisant ainsi à la viabilité économique à long terme de cette société de service public [15].

## 1.2 Politique et planification énergétique

En réponse à ces défis, le gouvernement du Bénin a présenté un plan d'action pour le secteur de l'électricité. Dans le plan l'engagement est pris d'accroître la production électrique nationale et donc de réduire la dépendance envers les importations. Un certain nombre de différentes actions doivent être entreprises, telles que [14] :

- L'expansion des centrales thermiques nationales ;
- L'augmentation de la part des énergies renouvelables dans la combinaison de sources d'énergie, en mettant l'accent sur l'hydroélectricité, l'énergie solaire PV et la biomasse ;
- La restructuration de la distribution d'électricité et son ouverture au secteur privé ;
- L'augmentation de l'efficacité énergétique dans les secteurs public et résidentiel.

---

<sup>2</sup> Le seuil international de pauvreté est fixé à 1,90 USD par jour (parité de pouvoir d'achat en 2011) [6].

Le gouvernement a également reçu un soutien financier de donateurs internationaux. En 2015, un contrat de 375 millions USD a été signé avec la *Millennium Challenge Corporation* (MCC), comprenant des actions visant à renforcer le secteur de l'énergie grâce à [14] :

- L'augmentation de la capacité de production en construisant 60 MW supplémentaires à partir de sources renouvelables et thermiques ;
- Le renforcement du réseau et des connexions et l'augmentation du taux de connectivité ;
- L'augmentation de l'accessibilité aux technologies hors réseau pour la production électrique.

Dans le cadre du projet, il existe également un projet de distribution d'électricité qui vise à renforcer le réseau dans plusieurs zones du pays. Avec ces changements on espère réduire les pertes techniques sur les réseaux de transport et de distribution et réduire l'étendu des coupures de courant [16].

### 1.3 Portée et objectif

KTH, en collaboration avec SNV, a examiné plusieurs voies d'électrification visant l'accès universel à l'électricité au Bénin d'ici 2030. La portée globale de la mission comprenait :

1. **Collecte et validation des données** : cette activité comprenait la collecte des jeux de données nécessaires à l'analyse géospatiale de l'électrification. De telles données comprennent des paramètres socioéconomiques (densité et répartition de la population, infrastructures existantes et prévues, disponibilité des ressources, etc.) et des paramètres technico-économiques (types de systèmes électriques, coûts des technologies, propriétés techniques, etc.). Toutes les données collectées et dérivées sont mises à la disposition du public sur [Energydata.info](https://energydata.info)
2. **Préparation d'un modèle d'électrification pour le Bénin** : Cette activité comprenait l'élaboration d'un modèle d'électrification OnSSET personnalisé pour le Bénin. Un certain nombre de scénarios ont été créés afin d'examiner l'incidence de la demande résidentielle, des coûts des technologies et d'autres paramètres sur la combinaison optimale d'électrification. L'impact du prix du gasoil, du coût de la technologie solaire PV et du prix de l'électricité du réseau a été examiné, en particulier dans le cadre d'une analyse de sensibilité. Une version actualisée du modèle d'électrification développée et utilisée dans cette activité est disponible sur GitHub<sup>3</sup>.
3. **Diffusion des résultats** : Cette activité comprenait l'analyse des résultats de l'électrification et la préparation du matériel de support (cartes, tableaux) pour appuyer l'élaboration des politiques et le développement des stratégies d'électrification. En outre, un atelier de formation d'une semaine a été organisé au Bénin avec la participation des parties prenantes de différents secteurs.

## 2. Analyse géospatiale de l'électrification pour le Bénin à l'aide d'OnSSET

### 2.1 Qu'est-ce qu'OnSSET

L'agenda pour le développement durable à l'horizon 2030 [17] s'est fixé pour objectif l'accès universel à l'électricité d'ici 2030. L'enjeu est de taille. Il s'agit d'atteindre des populations à revenu limité, vivant souvent dans des régions peu peuplées, principalement dans les pays en développement et les pays les moins avancés. Le choix de la technologie à utiliser pour accroître l'accès à l'électricité dépend d'un certain nombre de

---

<sup>3</sup> <https://github.com/KTH-dESA/PyOnSSET/tree/Benin-differentiated-costs/pyonsset2018/Benin>

paramètres sociaux et techno-économiques, tels que, par exemple : l'objectif du niveau d'accès à l'énergie, la densité de la population locale, la distance du réseau national et la disponibilité des ressources locales. Ces paramètres sont de nature spatiale, d'où la grande utilité des informations géospatiales pour leur évaluation à l'échelle régionale, nationale et locales.

Ces dernières années, la Division Analyse des Systèmes énergétiques de KTH a adopté les avancées dans le domaine géospatial en développant avec des partenaires<sup>4</sup> une boîte à outils *open source* d'électrification géospatiale, l'*Open Source Spatial Electrification Tool (OnSSET)*. OnSSET est un outil basé sur le Système d'information géospatial (SIG) développé pour identifier les voies optimales d'électrification pour une région dans des délais déterminés.

OnSSET calcule la répartition optimale entre la connexion au réseau, les systèmes autonomes et des mini-réseaux pour l'électrification. Le processus de sélection est effectué dans l'optique de minimiser le coût moyen de l'électricité (LCOE), ce qui permet de comparer facilement le coût de l'alimentation en électricité à l'aide de différentes technologies de production [18]. Sept technologies de production électrique sont prises en compte (tableau 1).

Tableau 1. Les sept options de configuration technologique considérées dans OnSSET pour un accès accru à l'électricité. Les sept technologies sont divisées en trois catégories : réseau, mini-réseaux et systèmes autonomes.

Catégorie	Définition	Technique d'alimentation
<b>Connexion au réseau (Réseau)</b>	Raccordement au réseau national.	Réseau national
<b>Mini-réseaux (MG)</b>	Un système avec son propre réseau de distribution fonctionnant indépendamment du réseau national et desservant de nombreux clients [19]	Générateur diesel
		Hydroélectricité
		Energie solaire PV
		Wind turbine
<b>Systèmes autonomes (SA)</b>	Un système énergétique desservant un seul client.	Générateur diesel
		Energie solaire PV

OnSSET divise la zone d'étude en un maillage de cellules carrées. L'utilisateur peut définir un objectif d'accès à l'électricité des ménages (kWh/an) pour les ménages urbains et un autre pour les ménages ruraux. Cette division découle de la notion que la demande d'électricité soit souvent plus élevée dans les zones urbaines. Dans chaque cellule, la demande totale en électricité est calculée sur la base de la population en 2030 et les objectifs d'accès à l'électricité attribués.

Le LCOE pour la production électrique dans chaque cellule est calculé pour les six technologies hors réseau basé sur des facteurs tels que la disponibilité des ressources en énergies renouvelables, le prix du gazoil et les informations technico-économiques sur les technologies de production [10]. Quant aux mini-réseaux, un coût supplémentaire pour le réseau de distribution est ajouté. Ensuite, la technologie hors réseau la plus rentable est choisie pour chacune des cellules. Le LCOE pour l'électricité raccordée au réseau est basé sur le coût de la production électrique pour les centrales connectées au réseau plus le coût marginal d'extension du réseau pour atteindre chaque cellule. L'algorithme d'extension du réseau détermine les endroits où l'extension du réseau constitue l'alternative économiquement préférable aux technologies hors réseau, basé sur les densités démographiques, la longueur et le coût du réseau de transport et les comparaisons avec les LCOE hors réseau [20]. L'algorithme considère toutes les cellules situées à moins de 50 km du réseau actuel et prévu d'ici 2030 afin de déterminer quelles cellules doivent être connectées au réseau dans un processus itératif où la connexion d'une cellule peut également mener à la connexion économique des cellules voisines.

<sup>4</sup> Nations Unies, Banque mondiale, Agence internationale de l'énergie, ABB, Agence suédoise de développement international (SIDA), etc.

L'algorithme enregistre la longueur supplémentaire des lignes à moyenne et basse tension à construire, ainsi que les renforcements supplémentaires nécessaires du réseau actuel. À chaque itération, les coûts de renforcement augmentent d'une valeur par défaut de 10%. Les extensions à plus de 50 km du réseau principal peuvent être nettement plus coûteuses en raison des aspects technico-économiques et ne sont donc pas prises en compte dans l'algorithme [20].

Les résultats indiquent la combinaison de technologies, la capacité et les investissements nécessaires à la réalisation de l'accès universel dans un pays modélisé, dans certains délais (généralement jusqu'à 2030). Les résultats peuvent être présentés sous différents formats, tels que des cartes interactives, des graphiques, des images, des tableaux etc. (Figure 1).

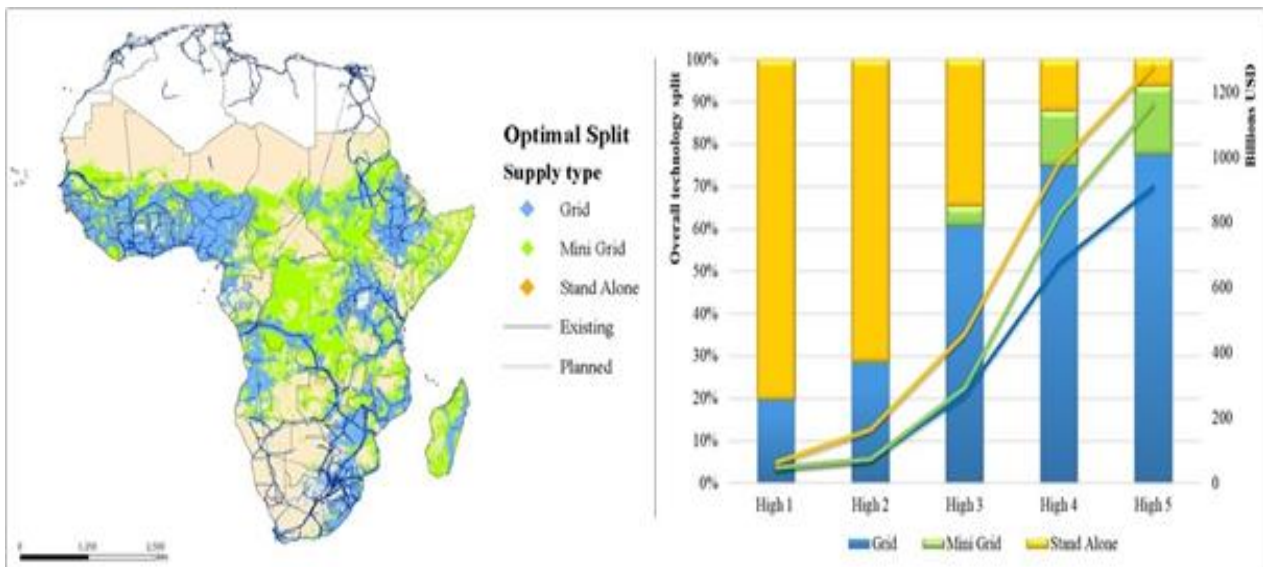


Figure 1. Combinaison optimale d'électrification pour 44 pays de l'Afrique subsaharienne, basée sur certains objectifs d'accès à l'électricité, le prix du gasoil et le coût de l'électricité du réseau par pays. Les résultats montrent que la réalisation de l'électrification universelle dans le sous-continent demandera entre 50 et 1200 milliards USD d'ici 2030, les investissements étant orientés vers les petits systèmes hors réseau ou vers l'extension du réseau pour les objectifs d'accès faibles et élevés respectivement [10].

Les données d'entrée du modèle d'électrification ont été collectées de quatre manières :

- Données examinées par les pairs issues d'analyses géospatiales de l'électrification effectuées précédemment [21] [22]
- Données collectées par une analyse documentaire
- Données collectées par SNV en collaboration avec les parties prenantes locales au Bénin, notamment la DGRE
- Données discutées avec les parties prenantes locales lors d'un atelier de formation sur la modélisation géospatiale de l'électrification à l'aide d'OnSSET. L'atelier a été tenu en octobre 2018 à Calavi, au Bénin, avec des participants des secteurs public et privé ainsi que des universités.

Les données ont été contre-validées et sélectionnées afin de refléter au mieux les conditions locales. En général, les données fournies par les parties prenantes locales et les données sur lesquelles il existait un consensus lors de l'atelier ont été priorisées. L'exception notable est le coût en capital des mini-réseaux hydroélectriques, où la valeur fournie par les parties prenantes locales était plus de trois fois celle tirée de la documentation ; cette dernière valeur a toutefois été utilisée comme plus réaliste. Les sections suivantes décrivent en détail les jeux de données et les paramètres d'entrée utilisés dans le modèle d'électrification.

## 2.2 Jeux de données géospatiales

OnSSET s'appuie sur la collecte et la préparation de 14 couches du SIG. Le tableau 2 en fournit une brève description ainsi que de leur fonctionnalité et origine pour le cas du Bénin.

Tableau 2. Les 14 jeux de données géospatiales pris en compte dans l'analyse OnSSET pour le Bénin. L'utilisation de chaque jeu de données du modèle est décrite brièvement dans le tableau.

Jeu de données	But de l'utilisation dans l'analyse OnSSET	Source
<b>Densité et répartition de la population</b>	Identification spatiale et quantification de la population actuelle (année de base). Ce jeu de données constitue la base de l'analyse OnSSET car il est directement lié à la demande en électricité et à l'attribution d'objectifs en matière d'accès à l'énergie.	[23]
<b>Limites administratives</b>	Comporte des informations (p.ex. le nom) du ou des pays à modéliser et fixe les limites de l'analyse.	[24]
<b>Réseau électrique existant</b>	Utilisé pour identifier et pour faire un calibrage spatial de la population actuellement électrifiée/non électrifiée.	DGRE
<b>Sous-stations</b>	Utilisation de l'infrastructure actuelle des sous-stations pour l'identification et pour faire un calibrage spatial de la population actuellement électrifiée/non électrifiée. Elle est également utilisée pour spécifier la pertinence d'une extension du réseau.	DGRE
<b>Routes</b>	L'infrastructure routière actuelle peut être utilisée pour l'identification et pour faire un calibrage spatial de la population actuellement électrifiée/non électrifiée. Elle est également utilisée pour spécifier la pertinence d'une extension du réseau.	[25]
<b>Réseau électrique prévu</b>	Représente les plans futurs d'extension du réseau électrique national. Cela comprend également l'extension vers des sous-stations, des centrales électriques, des mines et carrières actuels et futurs.	DGRE
<b>Eclairage nocturne</b>	Jeu de données utilisé pour l'identification et pour faire un calibrage spatial de la population actuellement électrifiée/non électrifiée.	[26]
<b>GHI</b>	Fournir des informations sur l'irradiation globale horizontale-GHI (kWh/m <sup>2</sup> /an) sur une surface. Ces informations sont utilisées plus tard pour identifier la disponibilité/ la pertinence des systèmes PV.	[27]
<b>Vitesse du vent</b>	Fournir des informations sur la vitesse du vent (m/sec) sur une surface. Ces informations sont utilisées plus tard pour identifier la disponibilité/ la pertinence de l'énergie éolienne (en utilisant des facteurs de capacité).	[28]
<b>Potentiel hydroélectrique</b>	Des points indiquant un éventuel mini-potentiel ou petit potentiel hydroélectrique. Jeu de données développé par KTH DESA comprenant des restrictions environnementales, sociales et topologiques, fournit la disponibilité d'énergie à chaque point identifié. D'autres sources peuvent être utilisées, mais devraient également fournir de telles informations pour rassurer le bon fonctionnement du modèle.	[29]
<b>Temps de trajet</b>	Visualise spatialement le temps de trajet nécessaire pour aller d'une cellule individuelle quelconque à la ville de plus de 50 000 habitants la plus proche.	[30]
<b>Carte altimétrique</b>	Des cartes MAN remplies sont utilisées dans un certain nombre de processus de l'analyse (potentiel énergétique, zones de restriction, carte montrant la pertinence d'une extension du réseau, etc.).	[31]
<b>Inclinaison</b>	Un sous-produit du MAN, utilisé pour former des zones de restriction et pour spécifier la pertinence d'une extension du réseau.	Généré à partir de la carte altimétrique
<b>Occupation du sol</b>	Les cartes d'occupation du sol sont utilisées dans un certain nombre de processus de l'analyse (potentiel d'énergétique, zones de restriction, carte de la pertinence d'une extension du réseau, etc.).	[32]

## 2.3 Paramètres socio-économiques

Des paramètres socio-économiques sont utilisés pour décrire la situation actuelle du pays en termes de population et d'accès à l'électricité, de manière à calibrer le modèle correctement. Des projections futures sont également nécessaires afin d'estimer la demande future en électricité. Les principaux paramètres socio-économiques sont présentés dans le tableau 3.

Tableau 3. Paramètres socioéconomiques utilisés dans le modèle d'électrification pour le Bénin

Paramètre	Métrique	Valeur 2016	Valeur 2030
Population totale	Millions de personnes	10,872 [7]	15,507 [14]
Population urbaine	Pourcentage de la population totale	44,395% [14]	51,3% [14]
Accès à l'électricité	Pourcentage de la population totale	29% [11]	100%
Taille du ménage urbain	Personnes par ménage	Seule la valeur de 2030 a été utilisée	4 <sup>5</sup>
Taille du ménage rural	Personnes par ménage	Seule la valeur de 2030 a été utilisée	6 <sup>4</sup>

## 2.4 Paramètres technico-économiques

Comme expliqué dans la section 2.1, le LCOE de l'électricité connectée au réseau est basé sur le coût de production électrique des centrales raccordées au réseau plus le coût marginal d'extension du réseau pour atteindre chaque cellule. Le coût de la production électrique pour le réseau centralisé ne reflète pas simplement le tarif que paient actuellement les clients, mais le coût moyen estimé de la production d'un kWh d'électricité par le réseau centralisé (dans sa composition la plus probable) en 2030, compte tenu des investissements en capital, les coûts de carburant, d'exploitation et de maintenance des grandes centrales électriques. La combinaison de production centralisée peut être définie par des études, par les plans du gouvernement, ou par le modèle d'optimisation TEMBA (voir [ici](#)). Le tableau 4 présente les coûts liés au réseau qui sont communs à tous les scénarios de cette étude. Des informations supplémentaires sur le coût de la production électrique pour le réseau centralisé et les pertes sur le réseau de transport et de distribution, qui varient entre les scénarios, sont décrites dans les paragraphes ci-dessous. Le coût d'investissement pondéré en fonction de la capacité du réseau dans le tableau 4 représente le coût d'investissement moyen par kW des centrales à installer pendant la période de modélisation. Notez que les coûts des réseaux de transport et de distribution sont traités séparément.

---

<sup>5</sup> Projection estimée sur la base des discussions avec les participants à l'atelier OnSSET au Bénin



Tableau 4. Coûts de transport et de distribution utilisés dans le modèle d'électrification du Bénin.

Paramètres de transmission et de distribution dans le modèle		
Paramètre	Valeurs par défaut	Unité
Durée de vie	30	Ans
Coût de la ligne HT	53 000 (108 kV)	USD/km
Coût de la ligne HT	28 000 (69 kV)	USD/km
Coût de la ligne MT	9 000 (33kV)	USD/km
Coût de la ligne BT	5 000 (0,2 kV)	USD/km
Transformateurs	5 000	USD/50 kVA
Coût de connexion supplémentaire par ménage connecté au réseau	150 [33]	USD/Ménage
Coût de connexion supplémentaire par ménage connecté à un mini-réseau	100	USD/Ménage
Coûts d'exploitation et de maintenance de la distribution	2%	du coût du capital/an
Coût d'investissement dans la capacité du réseau	2 000	USD/kW
Rapport entre la charge de base et la charge maximale	0,50	

Quatre combinaisons de coûts de production électrique du réseau et de pertes sur le réseau ont été rapportées, calculées et optimisées. Tout d'abord, la DGRE signale que le coût actuel de la production électrique du réseau s'élève à 0,19 USD/kWh et que les pertes de transport sont de 23%. Ces valeurs ont également été rapportées dans une étude de la Banque mondiale comme coût et pertes actuels [14]. Dans le modèle OnSSET, ce sont le coût du réseau et les pertes à la fin de l'année qui sont utilisés comme données d'entrée pour la comparaison avec les technologies hors réseau. Toutefois, dans cette étude, les coûts actuels et les pertes actuelles sur le réseau ont été utilisés dans le cadre de l'analyse de sensibilité pour examiner l'effet si aucune amélioration n'était apportée au réseau.

Les scénarios de base de cette analyse s'appuient sur les développements de l'électricité du réseau jusqu'en 2030, tels que rapportés dans une étude de la Banque mondiale [14]. Ces développements sont basés sur les actions proposées dans le *Programme d'action du Gouvernement* [34]. Le scénario de la Banque mondiale prend en compte des installations de 80 MW de parcs solaires, de 360 MW de mazout lourd et de 194 MW d'hydroélectricité installées d'ici 2030. La location temporaire de 60 MW est également prise en compte au début, mais elle est progressivement supprimée pendant les premières années du scénario. D'ici 2030, cela résulterait en un coût de production électrique du réseau de 0,1022 USD/kWh. En outre, les pertes sur le réseau devraient diminuer pour atteindre 20% d'ici 2030.

Le deuxième coût de production électrique du réseau pour 2030, utilisé pour la sensibilité, de 0,06 USD/kWh est basé sur OSeMOSYS, un modèle d'optimisation à long terme. Les coûts de réseau sont extraits du modèle de base de l'électricité pour l'Afrique [35] (TEMBA). Le modèle prend en compte tous les pays du continent africain et le commerce potentiel d'énergie entre eux. Dans cette analyse, la demande prévue d'électricité au Bénin a été modélisée pour être supérieure à celle prise en compte dans l'étude de la Banque mondiale, et il est donc de même pour les nouveaux besoins en capacité. La nouvelle capacité de production jusqu'à fin 2030 se composerait de 900 MW de centrales au charbon, de 257 MW de centrales solaires PV et de 7 MW de centrales à gaz naturel. Le coût de production électrique du réseau serait de 0,06



USD/kWh et le coût des investissements en capacité de réseau de 2 219 USD/kW. Les pertes sur le réseau dans ce scénario devraient aussi atteindre 20% d'ici 2030. Les informations clés des deux scénarios de coûts du réseau de la Banque mondiale et de TEMBA sont résumées dans le tableau 5.

Enfin, les derniers coûts de production et de pertes d'électricité du réseau pour 2030 sont basés sur les discussions tenues lors de l'atelier organisé au Bénin<sup>6</sup>. Ici, le coût de production électrique du réseau reflète un cas dans lequel toute l'électricité est importée, à un coût de 0,10 USD/kWh. En outre, il a été supposé que les pertes de transport diminueraient jusqu'à 15% d'ici 2030. Ces coûts sont également traités dans le cadre de l'analyse de sensibilité.

Tableau 5. Coût de la production électrique pour les centrales raccordées au réseau d'ici 2030 dans deux scénarios ; l'un basé sur un rapport de la Banque mondiale et l'autre sur le modèle d'optimisation TEMBA.

	Scénario de la Banque mondiale	Scénario de TEMBA
Nouvelle capacité (MW)		
Mazout/Centrales bicom bustibles	360	0,07
Solaire PV	80	257
Charbon	-	900
Gaz naturel	-	-
Hydroélectricité	194	-
<b>Production totale 2030 (GWh)</b>	<b>3 368</b>	<b>6 258</b>
<b>Coûts du réseau</b>		
Coût de production électrique du réseau (USD/kWh)	0,1022	0,06
Coût des investissements dans la capacité du réseau (USD/kW)	2 000	2 000

### Technologies hors réseau

Les valeurs par défaut sont basées sur une analyse documentaire (ESMAP, IRENA et Agence internationale de l'Energie (AIE)) ou sur des exercices d'électrification antérieurs de l'équipe KTH. En outre, des informations spécifiques sur le Bénin transmises par SNV ont été utilisées lorsqu'elles étaient disponibles. Le tableau 6 présente un résumé des valeurs. Toutefois, les coûts en capital en termes d'USD/kW des technologies hors réseau varient selon la taille du système. Les coûts des systèmes PV autonomes dépendent fortement du service électrique qu'ils visent à fournir. Dans l'analyse OnSSET, la consommation d'électricité correspond au niveau de l'objectif d'accès (niveau 1 à niveau 5). Les coûts des différentes tailles de systèmes PV autonomes au Bénin sont basés sur les valeurs fournies par le secteur solaire privé lors de l'atelier tenu au Bénin (Tableau 7). Notamment, les deux gammes de systèmes les plus petites sont des systèmes à courant continu, ce qui explique le coût inférieur par kW comparé aux deux systèmes suivants par la taille qui sont des systèmes à courant alternatif.

<sup>6</sup> Atelier OnSSET au Bénin

Tableau 6. Paramètres de la technologie de production électrique utilisés dans le modèle OnSSET.

Type de centrale	Capacité du système (kW)	Coût des investissements (USD/kW)		Coûts d'exploitation et de maintenance (% du coût des investissements /an)	Efficacité (%)	Durée de vie (années)
		Valeurs par défaut	Valeurs du Bénin (DGRE)			
Mini-réseau diesel	100	721*	-	10	33	15
Mini-réseau hydroélectricité	1 000	5 000*	16 440	2	-	30
Mini-réseau Solaire PV	100	4 300	5 280*	2	-	20
Mini-réseau éolien	100	3 000*	-	2	-	20
Solaire PV autonome	0,3	5 500	5 870*	2	-	15
Diesel autonome	1	938*	-	10	28	10

\* Ces valeurs ont été utilisées comme base pour les coûts d'investissement des scénarios de base.

Tableau 7. Modifications en termes de type et de coût de systèmes PV autonomes ayant de différentes capacités. La première colonne présente la capacité maximale indicative du panneau solaire qui varie en fonction de la ressource solaire. Les coûts d'investissement par kW pour ces systèmes sont présentés dans la colonne suivante.

Type de système	Coût des investissements (USD / kW) <sup>7</sup>
<20 Wp	5 000
<50 Wp	3 400
<100 Wp	8 000
<200 Wp	4 580
>200 Wp	3 330

Les coûts d'investissement des mini-réseaux sont également différenciés en fonction de la taille du système à installer dans chaque localité. La taille du système dépend dans ce cas non seulement du niveau cible, mais également de la population de chaque localité qui partage le système. La demande totale à satisfaire par le mini-réseau dans chaque cellule du réseau est déterminée par la population multipliée par le niveau d'accès à l'électricité ciblé par habitant. La capacité nécessaire du système est calculée en utilisant ce chiffre avec la disponibilité des ressources énergétiques locales.

En utilisant les données d'IRENA et d'ESMAP disponibles pour différentes technologies, on constate un rapport entre la taille du système installé et les coûts d'investissement. Ce rapport a été appliqué aux coûts d'investissement des mini-réseaux présentés dans le tableau 6 afin d'en déduire les coûts d'investissement différenciés des mini-réseaux applicables pour le Bénin. Pour chacune des quatre technologies de mini-réseaux, les coûts différenciés trouvés dans la documentation et les coûts correspondants calculés pour ce

<sup>7</sup> Rapporté par des acteurs locaux du marché du PV participant à l'atelier OnSSET au Bénin

projet sont présentés dans les tableaux 8 à 11 ci-dessous. Les coûts présentés dans les tableaux 8 à 11 comprennent les coûts de la batterie, le cas échéant.

Les coûts de mini-réseaux PV suivent le même schéma que ceux trouvés dans les données d'IRENA pour différents pays d'Afrique [36]. Les trois autres technologies de mini-réseaux suivent les schémas trouvés dans la base de données du Modèle d'évaluation de technologie électrique (META) d'ESMAP<sup>8</sup>.

Dans les scénarios où les coûts différenciés sont utilisés, il s'agit des valeurs de la colonne la plus à droite des tableaux 8 à 11.

*Tableau 8. Coûts différenciés des mini-réseaux PV. Un rapport de référence entre la taille du système et les coûts d'investissement d'IRENA a été appliqué aux coûts présentés dans le tableau 6 pour calculer les coûts différenciés suivant le même schéma en fonction de la taille du système. En ce qui concerne les mini-réseaux PV, les systèmes de plus de 200 kW sont estimés coûter 42% moins chers par kW par rapport aux systèmes de 100 kW, tandis que les plus petits systèmes coûtent jusqu'à 181% plus chers par kW par rapport aux systèmes de 100 kW.*

<b>Mini-réseau PV</b>		
<b>Capacité maximale (kW)</b>	Facteur d'ajustement des coûts basé sur les données d'IRENA utilisant le système de 100 kW comme base	Coûts basés sur la valeur du Bénin de 5 280 USD/kW pour 100 kW
50	2,81	14 827
75	1,80	9 498
100	1	5 280
>200	0,58	3 081

*Tableau 9. Coûts différenciés des mini-réseaux éoliens. Un rapport de référence entre la taille du système et les coûts d'investissement de META a été appliqué aux coûts présentés dans le tableau 5 pour calculer les coûts différenciés suivant le même schéma en fonction de la taille du système. En ce qui concerne les mini-réseaux éoliens, les systèmes de 1000 kW et plus sont estimés coûter 4% moins chers par kW par rapport aux systèmes de 100 kW, tandis que les systèmes de 10 000 kW et plus sont estimés coûter 41% moins chers par kW.*

<b>Mini-réseau éolien</b>		
<b>Capacité maximale (kW)</b>	Facteur d'ajustement des coûts basé sur les données de META utilisant le système de 100 kW comme base	Coûts basés sur une valeur par défaut de 3 000 USD/kW pour 100 kW
100	1	3 000
1 000	0,96 <sup>9</sup>	2 889
>10 000	0,59	1 773

<sup>8</sup> Disponible à l'adresse suivante : <https://www.esmap.org/node/3629>

<sup>9</sup> Interpolé à l'aide d'une interpolation linéaire pour fournir des points de coupure utiles dans le modèle.

Tableau 10. Coûts différenciés des mini-réseaux hydroélectriques. Un rapport de référence entre la taille du système et les coûts d'investissement de META a été appliqué aux coûts présentés dans le tableau 5 pour calculer les coûts différenciés suivant le même schéma en fonction de la taille du système. En ce qui concerne les mini-réseaux hydroélectriques, les systèmes de 5 000 kW et plus sont estimés coûter 39% moins chers par kW par rapport aux systèmes de 1 000 kW, tandis que les systèmes de moins de 1 kW sont estimés coûter 69% plus chers par kW par rapport aux systèmes de 1 000 kW.

Mini-réseau hydroélectrique		
Capacité maximale (kW)	Facteur d'ajustement des coûts basé sur les données de META utilisant le système de 1 000 kW comme base	Coûts basés sur une valeur par défaut de 5 000 USD/kW pour 1 000 kW
1	1,69	10 556
1 000	1	5 000
>5 000	0,61	2 457

Tableau 11. Coûts différenciés des mini-réseaux diesel. Un rapport de référence entre la taille du système et les coûts d'investissement de META a été appliqué aux coûts présentés dans le tableau 5 pour calculer les coûts différenciés suivant le même schéma en fonction de la taille du système. En ce qui concerne les mini-réseaux diesel, les systèmes de 1 000 kW sont estimés coûter 6% moins chers par kW par rapport aux systèmes de 100 kW, tandis que les systèmes de 5 000 kW et 25 000 kW sont estimés coûter 35% et 46% moins chers par kW par rapport aux systèmes de 100 kW respectivement.

Mini-réseau diesel		
Capacité maximale (kW)	Facteur d'ajustement des coûts basé sur les données de META utilisant le système de 100 kW comme base	Coûts basés sur une valeur par défaut de 721 USD/kW pour 100 kW
100	1	721
1 000	0,94 <sup>10</sup>	674
5 000	0,65	467
>25 000	0,54	392

Les générateurs diesel autonomes ont déjà un faible coût en capital et sont supposés fonctionner avec une gamme de capacités plus réduite. Par conséquent ils ont été laissés à une valeur constante en USD/kW de capacité installée.

### Prix du gasoil

Le prix du gasoil à la station (USD/l) dans le pays est basé sur une projection du prix actuel jusqu'en 2030. On suppose que le prix suivra la même trajectoire que le prix du pétrole brut. Un prix élevé et un prix bas du gasoil ont été utilisés tels qu'indiqués dans le tableau 12.

Tableau 12. Prix du gasoil actuel et futur. On suppose que le prix du gasoil augmentera au même rythme que les prévisions du prix du pétrole brut.

Paramètre	Valeur	Unité
Prix actuel du pétrole brut	44,23 [37]	USD/baril
Prix bas futur du pétrole brut	96 [35]	USD/baril
Prix élevé futur du pétrole brut	115 [35]	USD/baril
Litres par baril	158,99	
Prix actuel du gasoil	1,04 [37]	USD/litre
Prix futur bas du gasoil	2,25	USD/litre
Prix futur élevé du gasoil	2,70	USD/litre

<sup>10</sup> Interpolé à l'aide d'une interpolation linéaire pour fournir des points de coupure utiles dans le modèle.

## 2.5 Population

La population est un facteur clé de la demande en électricité dans OnSSET. L'ampleur et la répartition de la population ainsi que la démographie sont des facteurs importants qui affectent dans une large mesure les résultats de l'analyse de l'électrification.

### 2.5.1. Répartition de la population

La répartition de la population dans OnSSET provient généralement des données SIG et, lorsque disponibles de manière géospatiale, des statistiques nationales. Dans le cas présent, la *Global Human Settlement Layer-GHSL* (couche mondiale des établissements humains) a été utilisée et calibrée de manière à ce que la population qu'elle donnait pour le Bénin reflète la valeur de la population officielle (présentée dans le tableau 3). Les localités ont été divisées en zones urbaines et rurales en fonction de la densité de population. Les localités les plus densément peuplées qui ensemble ont le même nombre d'habitants que le taux officiel de la population qui est urbaine du tableau 3, ont été définies comme urbaines dans le modèle. En pratique, cela signifiait que toutes les localités de plus de 3 100 habitants par km<sup>2</sup> étaient considérées dans cette étude comme urbaines. Enfin, des taux de croissance ont été appliqués aux localités urbaines et rurales pour que la population totale en 2030 corresponde aux projections démographiques nationales (Figure 2).

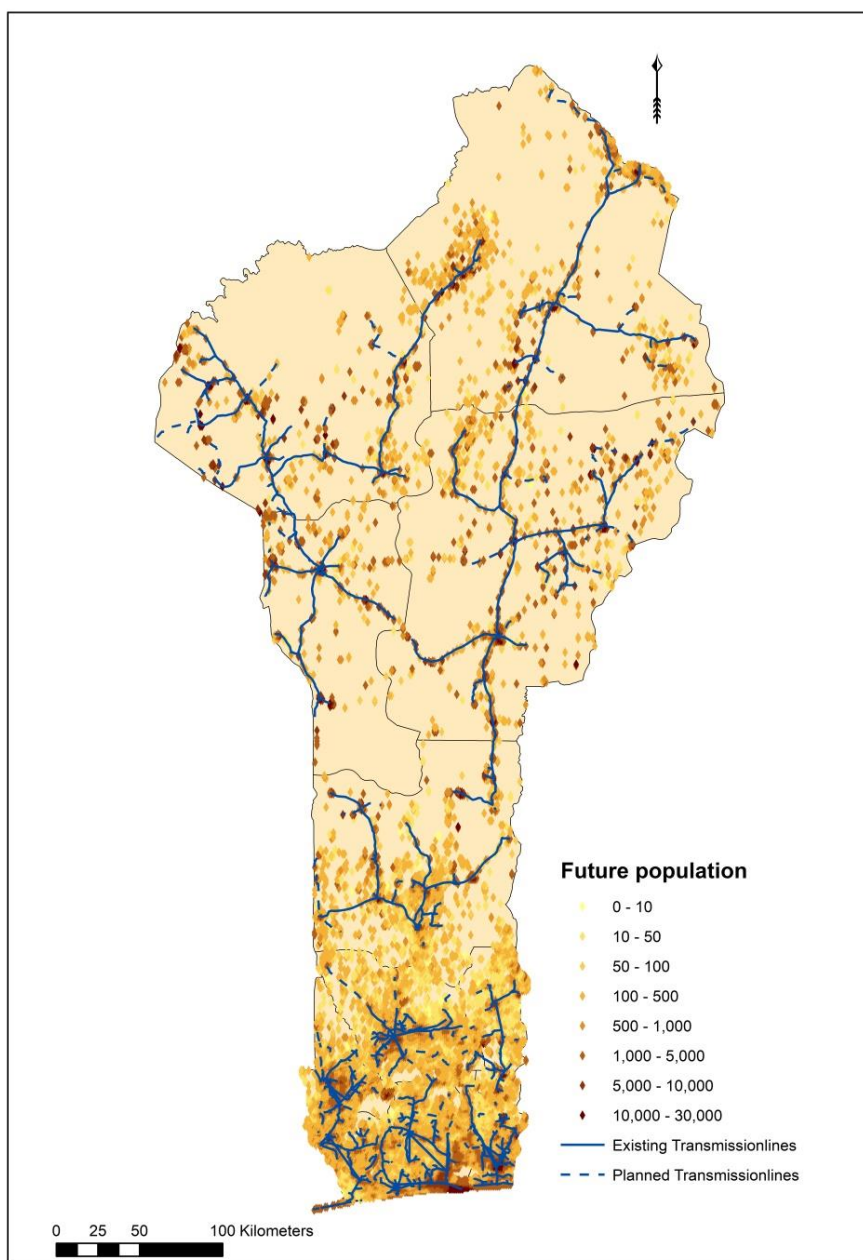


Figure 2. Répartition de la population au Bénin en 2030. Les localités habitées sont superposées avec le réseau de transport existant et prévu. Les couleurs plus foncées indiquent les localités plus densément peuplées qui peuvent se prêter davantage à un raccordement au réseau ou à des mini-réseaux par rapport aux systèmes autonomes.

### 2.5.2. Population vivant à proximité du réseau électrique

La viabilité économique de l'extension du réseau par rapport aux technologies hors réseau dépend en grande partie de l'étendue actuelle du réseau et par rapport à cela de la répartition de la population. De longues distances entre une localité et le réseau peuvent entraîner des coûts élevés d'extension de réseau, rendant la connexion au réseau plus onéreuse que les solutions hors réseau. Inversement, des localités situées à proximité du réseau peuvent souvent être connectées à moindre coût. D'autres facteurs (par exemple la densité de population, la disponibilité des ressources, les coûts des technologies) peuvent également affecter le choix de la technologie d'électrification la moins coûteuse. Toutefois, une analyse de la répartition de la population par rapport au réseau donne une indication de la mesure dans laquelle la connexion au réseau peut faire augmenter les taux d'électrification dans un pays à court-moyen terme. La part de la population

vivant à moins de 5 et de 15 km du réseau actuel et prévu est résumée dans le tableau 13. Cette information est également visualisée dans la figure 3.

Tableau 13. Population vivant à proximité du réseau de transport actuel et prévu d'ici 2030. La majorité de la population (93,2%) vit à moins de 5 km du réseau. Un autre 5,3% vivent entre 5 et 15 km du réseau. Cela signifie qu'il existe un fort potentiel pour l'augmentation des taux d'électrification par la connexion au réseau au Béninois.

Proximité du réseau			
Population vivant à moins de 5 km du réseau existant ou prévu d'ici 2030		Population vivant à moins de 15 km du réseau existant ou prévu d'ici 2030	
14 458 000	(93,2%)	15 280 000	(98,5%)

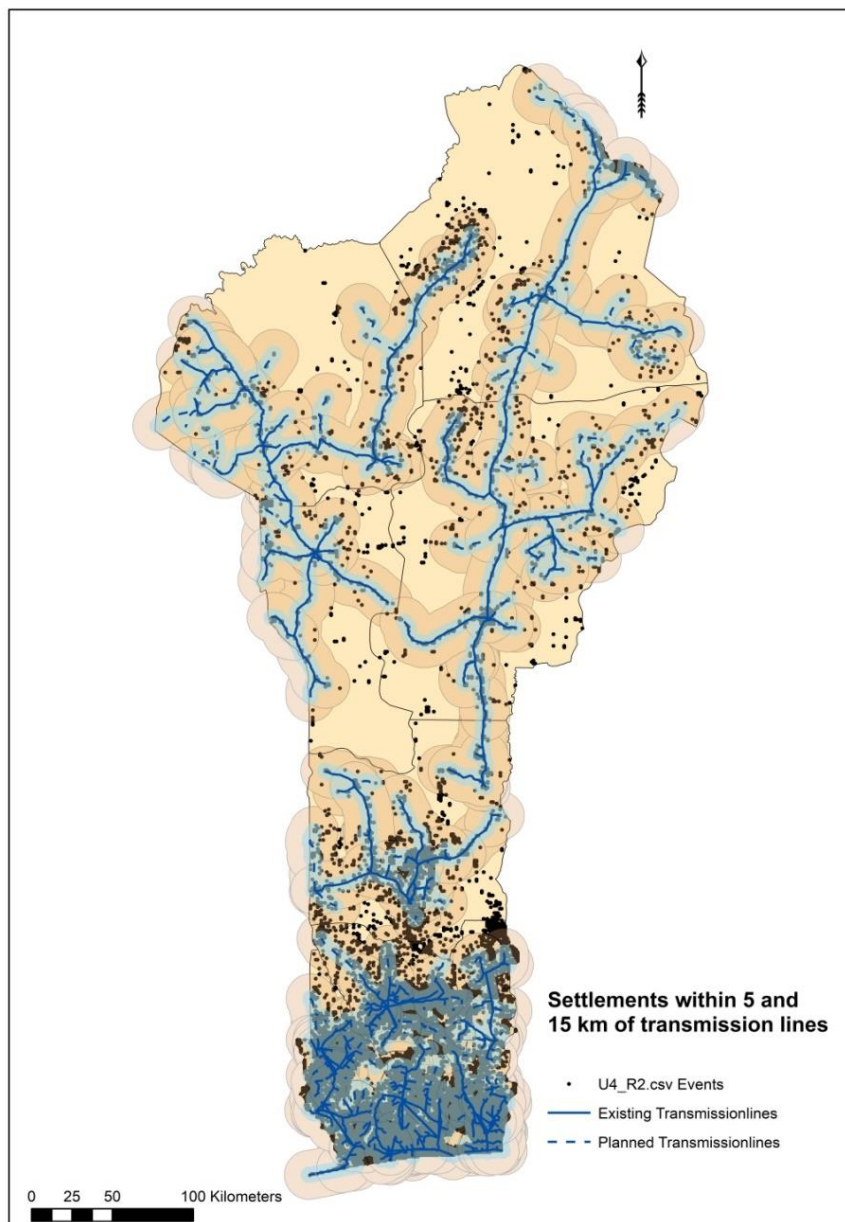


Figure 3. Population vivant à proximité du réseau de transport actuel ou prévu d'ici 2030. Dans le sud du Bénin, la région la plus densément peuplée du pays, la quasi-totalité de la population vit à proximité du réseau. Certaines localités sont situées à plus de 15 km du réseau, principalement dans le centre et le nord du Bénin.



### 2.5.3. Calibrage des localités électrifiées au cours de l'année de base

Une condition préalable à tout effort de modélisation de l'électrification est de déterminer qui a déjà accès à l'électricité et qui doit encore être électrifié. Les données détaillées à ce sujet sont souvent rares ou dispersées dans de nombreux pays [38]. OnSSET est donc équipé d'un module de calibrage flexible qui utilise les données de télédétection pour estimer l'accès à l'électricité au cours de l'année de base. Les localités des données SIG étaient considérées comme électrifiées lorsque : a) elles étaient situées à moins de 20 km du réseau électrique et b) elles avaient une densité de population élevée supérieure à 50 habitants/km<sup>2</sup> et c) elles avaient un éclairage nocturne détecté par le satellite VIIRS [26]. Les localités qui remplissent les trois conditions susmentionnées et qui étaient donc considérées comme électrifiées, sont montrées à la figure 4.

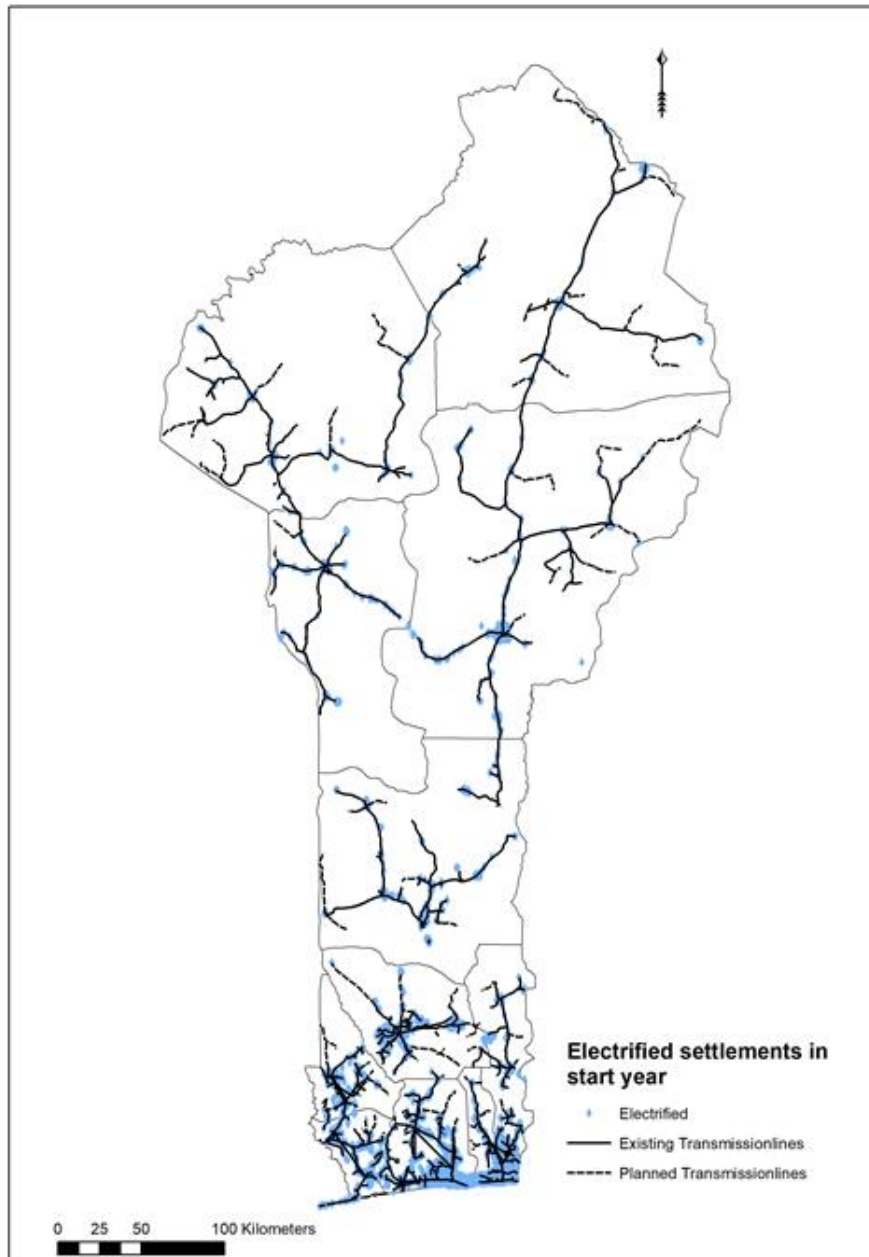


Figure 4. Localités électrifiées en 2016. Les localités en bleu clair se sont révélées électrifiées dans le modèle OnSSET sur la base des éclairages nocturnes, de la densité de population et de la distance au réseau. Les autres localités du Bénin restent à électrifier d'ici 2030.



## 2.6 Objectif d'accès à l'électricité

Les objectifs d'accès à l'électricité résidentielle de l'étude ont été adoptés à partir du cadre de travail multi-niveaux (MTF) d'ESMAP pour la mesure de l'accès à l'énergie des ménages [39]. Cinq niveaux ayant de différents niveaux de consommation d'électricité, besoins en capacité énergétique et mesures de fiabilité etc. sont présentés dans le cadre. Chaque niveau correspond à différents services électriques qui peuvent être fournis. Le tableau 14 présente un résumé des cinq niveaux.

Tableau 14. Niveaux d'accès à l'électricité du cadre multi-niveaux. Le tableau décrit les besoins en énergie, les niveaux de fiabilité, les heures d'alimentation et les services qui peuvent être fournis à chaque niveau. Les valeurs sont données par ménage.

		Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Niveau 4	Niveau 5
<b>Capacité maximale</b>	<b>Capacité énergétique (W)</b>	Min 3 W	Min 50 W	Min 200 W	Min 800 W	Min 2 kW
	<b>Capacité énergétique quotidienne (kWh)</b>	Min 12 Wh	Min 200 Wh	Min 1 kWh	Min 3,4 kWh	Min 8,2 kWh
<b>Disponibilité (durée)</b>	<b>Heures/jour</b>	Min 4 h	Min 4 h	Min 8 h	Min 16 h	Min 23 h
	<b>Heures/soir</b>	Min 1 h	Min 2 h	Min 3 h	Min 4 h	Min 4 h
<b>Fiabilité</b>					Max 14 h de dérangement /semaine	Max 3 h de dérangement /semaine
<b>Prestations de service</b>	<b>Niveau des services</b>	Éclairage direct et chargement de téléphones	Eclairage général et chargement de téléphones et téléviseur et ventilateur	Niveau 2 et tous les appareils à puissance moyenne	Niveau 3 et tous les appareils à forte puissance	Niveau 3 et tous les appareils à très forte puissance

*Energizing Development* (EnDev) a également mis au point un cadre à plusieurs niveaux visant à identifier les principaux aspects de la pauvreté énergétique dans le secteur résidentiel, dans lequel sont définis différents niveaux d'accès en termes de prestation de services et niveau de consommation. Sur la base de ce cadre, un ménage ayant accès à 220 kWh par personne et par an aurait la possibilité d'utiliser l'électricité à des fins productives au sein du ménage [40]. Cela se situe au niveau 4 du MTF d'ESMAP. Des discussions plus approfondies sur le MTF suggèrent également qu'un certain niveau d'usages productifs au sein du ménage pourrait être maintenu au niveau 4 et au-delà [39].

### 3. Résultats et analyse de modèles

Trois scénarios de base ont été développés avec différents objectifs d'accès à l'électricité, reflétant un scénario de consommation «faible», «moyenne» et «élevée». Ils examinent des voies d'électrification permettant au Bénin de réaliser l'accès universel à l'électricité d'ici 2030. De plus, 18 scénarios supplémentaires ont été développés dans le cadre d'une analyse de sensibilité afin d'examiner l'effet de différentes voies de développement. Ceux-ci comprenaient la variation des coûts des technologies ainsi que de différents niveaux des objectifs d'accès à l'électricité. L'analyse de sensibilité couvre les coûts et les pertes liés au réseau, les coûts en capital des mini-réseaux et des systèmes PV autonomes et la demande en électricité des établissements de santé et d'éducation.

#### 3.1 Scénarios de base

En 2016, la consommation totale d'électricité résidentielle au Bénin s'élevait à 411 GWh [41]. Avec une population de 10,3 millions d'habitants et un taux d'accès à l'électricité de 29%, la consommation moyenne par habitant ayant accès à l'électricité était de 138 kWh. Cela se situe dans la partie inférieure du niveau 3 du MTF. Trois scénarios de base ont été développés sur la base de variations des niveaux des objectifs d'accès à l'électricité.

**Scénario 1**, le scénario de la consommation la plus basse, analyse une situation où toute la population urbaine devait recevoir une quantité d'électricité similaire à la moyenne nationale actuelle. La population rurale n'aurait accès qu'à une quantité d'électricité suffisante pour les services électriques les plus élémentaires.

**Scénario 2**, ce scénario analyse les services électriques supérieurs d'un niveau dans les zones urbaines et rurales par rapport au scénario 1. Dans le scénario de la consommation la plus élevée.

**Scénario 3**, la population urbaine atteindrait le niveau le plus élevé du MTF, le niveau 5, et la population rurale aurait accès au niveau moyen actuel de consommation d'électricité.

Le tableau 15 présente un résumé des trois scénarios. Les scénarios 1, 2 et 3 ont été analysés à l'aide des coûts différenciés des technologies hors réseau présentées dans le tableau 7-11. Ces scénarios représentent un scénario de consommation «faible», «moyenne» et «élevée».

Tableau 15. Description des scénarios 1, 3 et 5, servant de scénarios de base dans ce rapport. Ils représentent un scénario de consommation électrique faible, moyenne et élevée pour l'accès universel à l'électricité au Bénin d'ici 2030.

Scénario	Niveau de l'objectif d'accès urbain	Niveau de l'objectif d'accès rural	Prix du réseau (USD/kWh)	Pertes sur le réseau (%)
1	3	1	0,1022	20
2	4	2	0,1022	20
3	5	3	0,1022	20

#### 3.1.1. Répartition technologique la moins coûteuse

Dans les trois scénarios, l'extension du réseau offre l'option d'électrification la moins coûteuse pour la majorité de la population. Aux niveaux de l'objectif d'accès à l'électricité les plus bas, 61% de la population vivrait dans des zones où l'intensification ou l'extension du réseau est l'option la plus rentable. Ce chiffre monte à 67% et 78% pour les scénarios 2 et 3 respectivement (figure 5), car les objectifs d'accès à l'électricité plus élevés justifient économiquement le coût de l'extension du réseau vers un plus grand nombre de

localités. La population restante est alimentée en électricité par l'une des technologies hors réseau. Dans le scénario 1, 7% de la population disposerait d'électricité à moindre coût par les mini-réseaux PV ou hydroélectriques et les 33% restants par des systèmes PV autonomes. Les mini-réseaux de ce scénario ne sont déployés que pour la population urbaine, l'objectif d'accès à l'électricité en milieu rural étant trop bas pour justifier économiquement des mini-réseaux dans les zones rurales.

Dans le scénario 2, seulement 1% de la population reçoit l'électricité au moindre coût grâce aux mini-réseaux. Lorsque que l'objectif d'accès à l'électricité en milieu urbain augmente, l'extension du réseau est justifiée dans les zones où les mini-réseaux sont jugés les plus abordables dans le scénario 1. Dans ce scénario, toute la population urbaine recevra l'électricité du réseau centralisé. L'objectif accru d'accès à l'électricité en milieu rural justifie les mini-réseaux PV et hydroélectriques dans certaines zones rurales. Dans le scénario 3, l'extension du réseau constitue à nouveau l'option la moins coûteuse pour l'ensemble de la population urbaine. Pour une consommation électrique du niveau 3 dans des zones rurales, les mini-réseaux PV et hydroélectriques constituent l'option la plus économique pour 7% de la population totale. Ceux-ci sont divisés en 121 mini-réseaux hydroélectriques et 538 mini-réseaux PV.

Les figures 6 à 8 montrent la répartition spatiale des technologies les moins coûteuses en tenant compte des coûts différenciés. Les mini-réseaux se trouvent principalement dans le nord du pays, dans des zones où la densité de population, et donc la demande, reste suffisamment élevée pour déployer ces technologies. Certains de ces mini-réseaux se trouvent à proximité des localités connectées au réseau. Compte tenu des faibles distances entre ces mini-réseaux et le réseau, des spécifications techniques et des politiques doivent être mises en place pour garantir qu'ils pourront être raccordés plus tard au réseau, assurant ainsi que l'utilisation de ces mini-réseaux est économiquement viable.

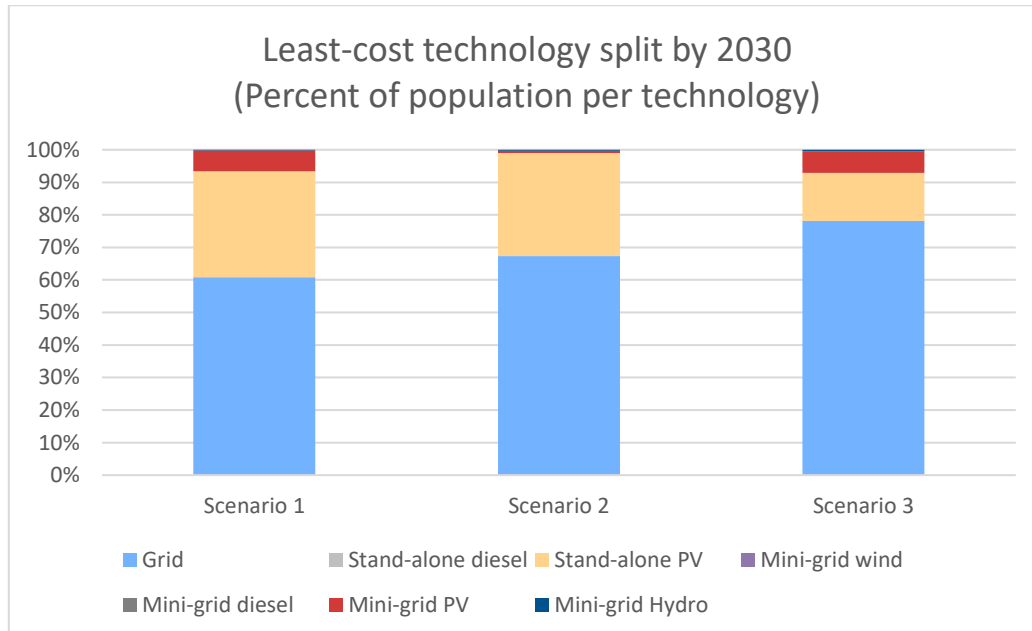


Figure 5. Répartition des technologies les moins coûteuses pour les trois scénarios de base. Les différentes couleurs montrent quelle partie de la population totale du Bénin serait alimentée par chacune des sept technologies de production d'ici 2030. Dans tous les scénarios, la connexion au réseau (bleu clair) sera la technologie la plus déployée. La technologie PV autonome (jaune) sera la technologie hors réseau la plus utilisée, suivie par les mini-réseaux PV (rouge). Une petite partie de mini-réseaux hydroélectriques (bleu foncé) sera aussi déployée pour moins de 1% de la population. Dans le scénario 1, les mini-réseaux PV seront déployés dans des zones urbaines, mais à mesure que la demande augmente, l'extension du réseau devient favorable dans ces zones. Dans les scénarios 2 et 3 les mini-réseaux PV se trouvent plutôt dans des zones rurales

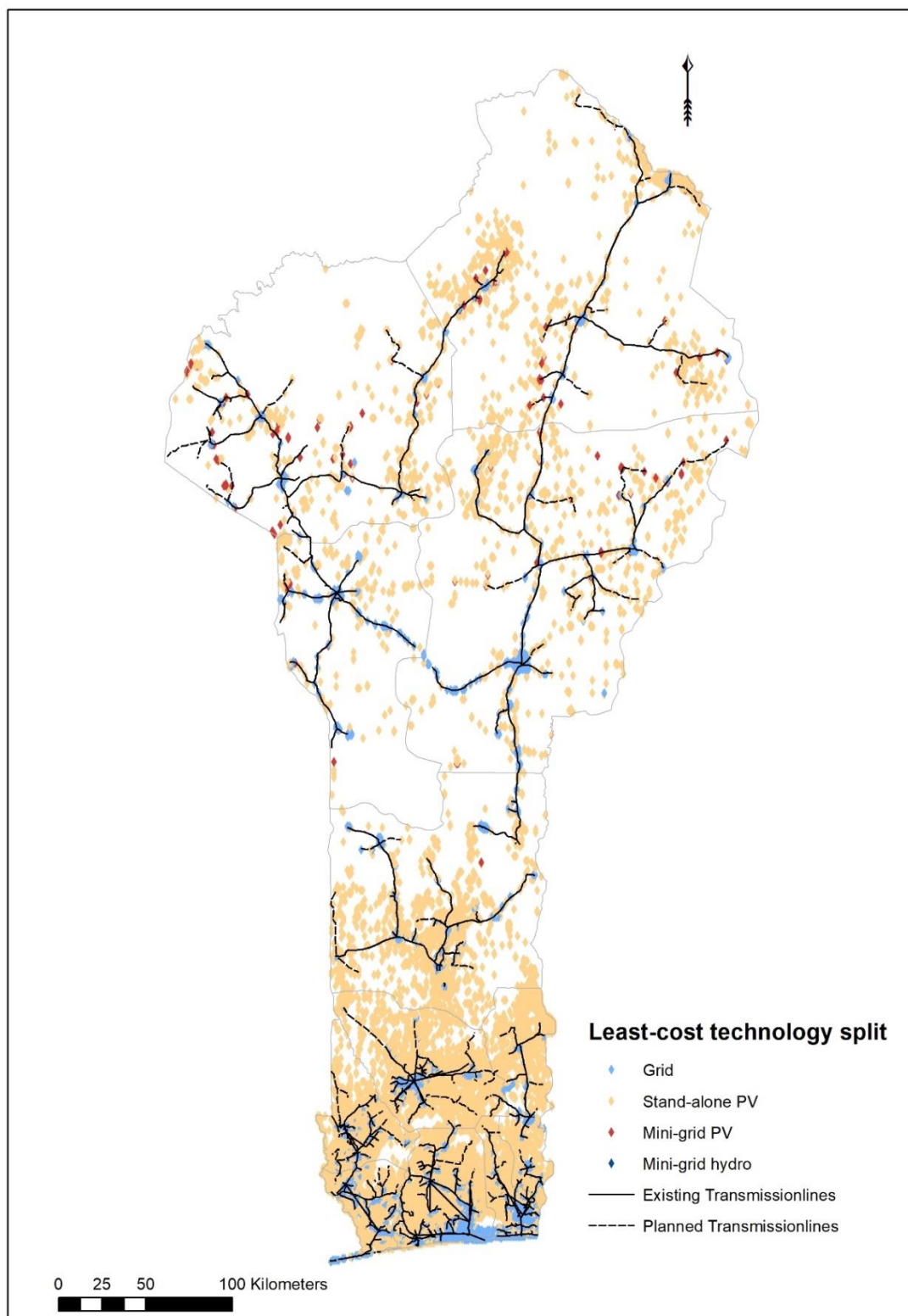


Figure 6. Répartition des technologies de production électrique les moins coûteuses au Bénin d'ici 2030 dans le scénario 1 (objectif d'accès à l'électricité du niveau 3 dans les zones urbaines et objectif d'accès à l'électricité du niveau 1 dans les zones rurales). La connexion au réseau (bleu clair) sera déployée autour des grandes villes tandis que les zones restantes seront alimentées par des systèmes PV autonomes (jaune) ou des mini-réseaux. Bien que couvrant une zone plus petite que les systèmes PV autonomes, la connexion au réseau alimente la majorité de la population car elle est déployée dans les zones les plus densément peuplées.

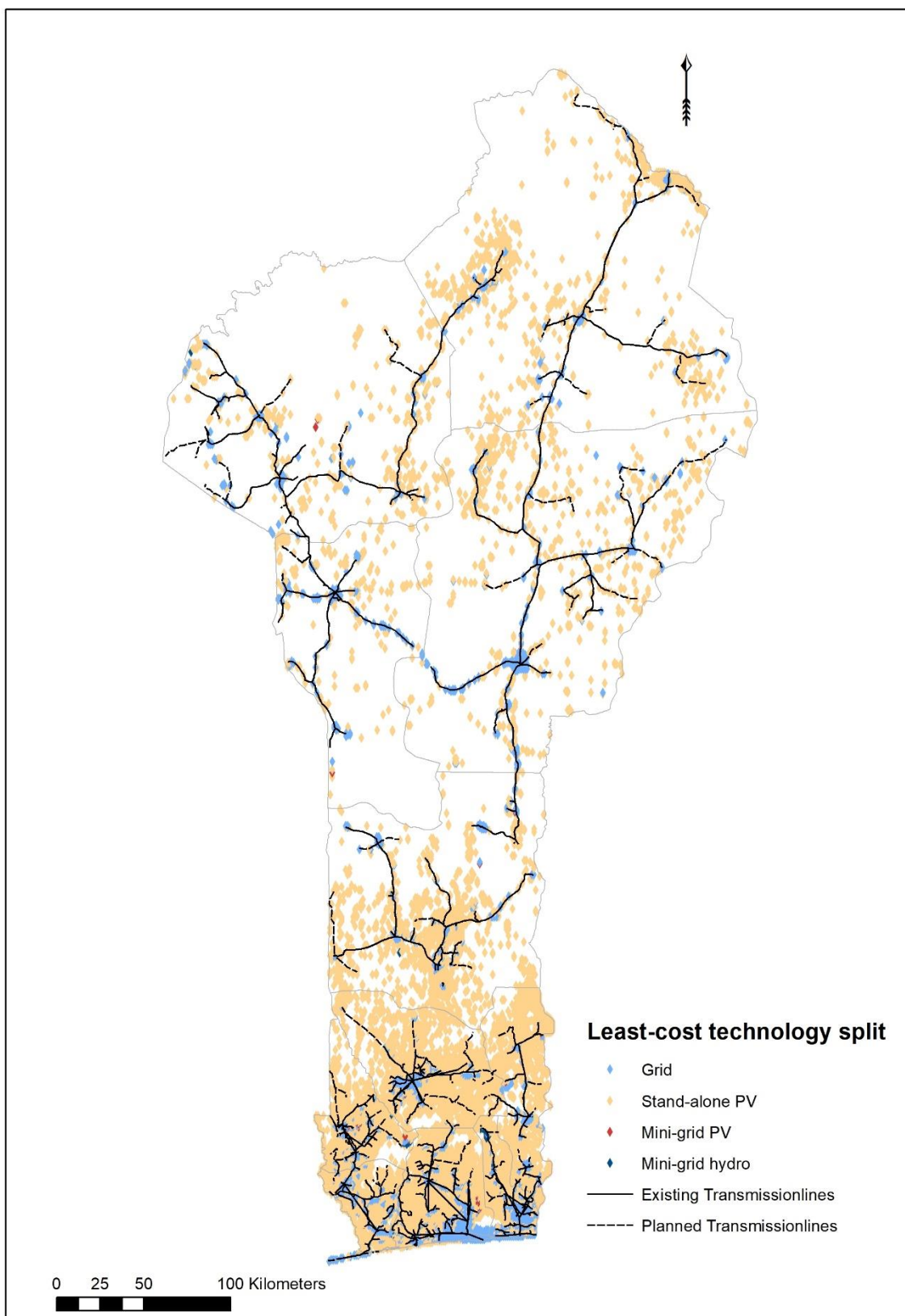


Figure 7. Répartition des technologies de production électrique les moins coûteuses au Bénin d'ici 2030 dans le scénario 2 (objectif d'accès à l'électricité du niveau 4 dans les zones urbaines et objectif d'accès à l'électricité du niveau 2 dans les zones rurales). La connexion au réseau (bleu clair) est déployée autour des grandes villes et des routes, tandis que les zones restantes seront alimentées par des systèmes PV autonomes (jaune) ou des mini-réseaux. Les mini-réseaux se trouvent en grande partie à proximité des zones connectées au réseau. Bien que couvrant une zone plus petite que les systèmes PV autonomes, la connexion au réseau alimente la majorité de la population car elle est déployée dans les zones les plus densément peuplées.



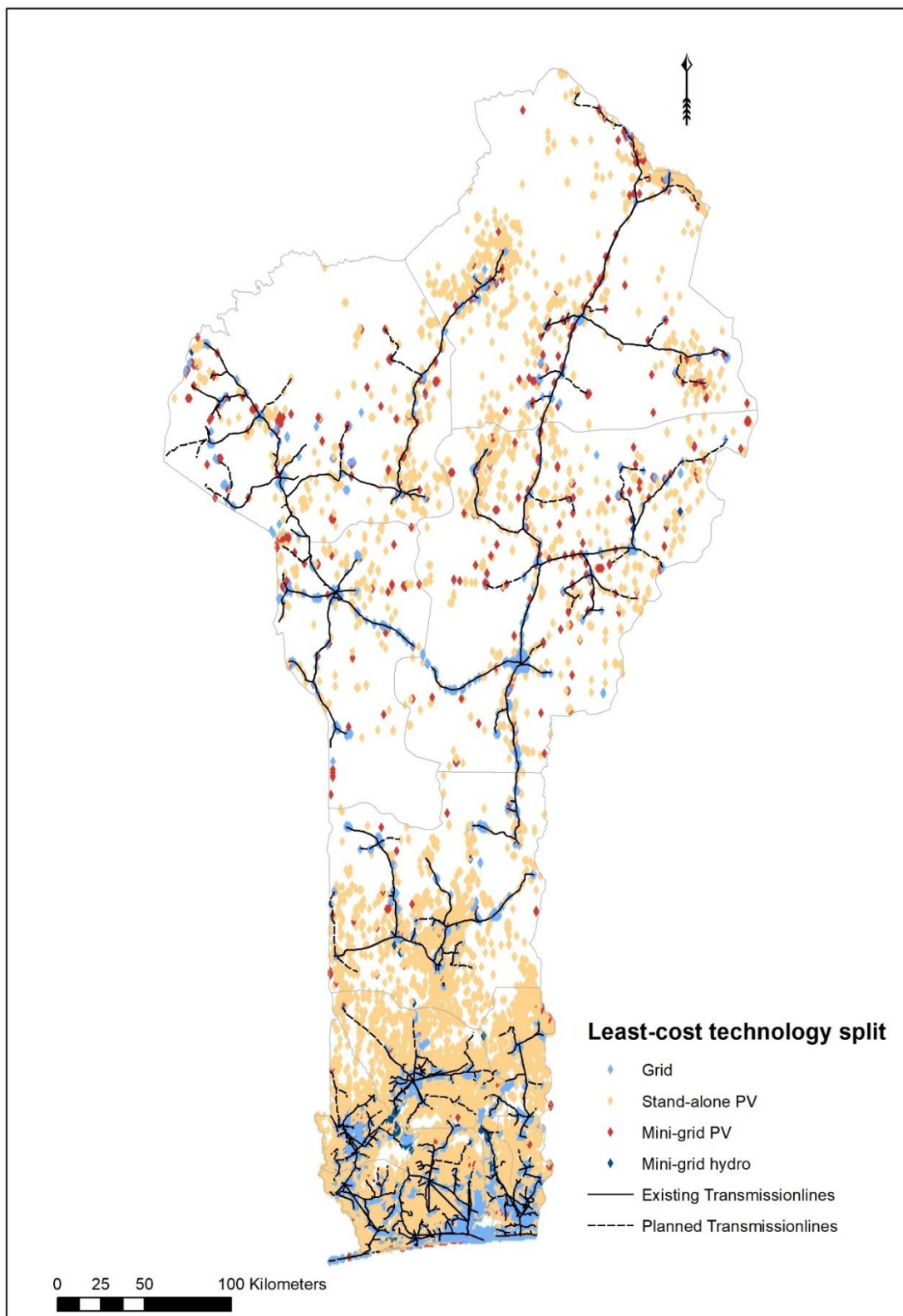


Figure 8. Répartition des technologies de production électrique les moins coûteuses au Bénin d'ici 2030 dans le scénario 3 (objectif d'accès à l'électricité du niveau 5 dans les zones urbaines et objectif d'accès à l'électricité du niveau 3 dans les zones rurales). La connexion au réseau (bleu clair) sera déployée autour des grandes villes tandis que les zones restantes seront alimentées par des systèmes PV autonomes (jaune) ou des mini-réseaux. Les mini-réseaux se trouvent en grande partie à proximité des zones connectées au réseau où la densité de population est assez élevée, tandis que les systèmes PV autonomes sont déployés dans des zones plus faiblement peuplées.

### 3.1.2. Besoins en capacité et en investissements

La nouvelle capacité de production électrique nécessaire pour atteindre des objectifs d'accès à l'électricité plus élevés augmente dans chaque scénario. Au total, 329 à 1428 MW sont nécessaires, selon le scénario. La nouvelle capacité de production raccordée au réseau national varie entre 211 MW dans le scénario 1 et 1103 MW dans le scénario 3 (Figure 9). Dans les scénarios de forte consommation, ces augmentations de capacité de production nécessitent d'importants investissements et des modernisations aussi bien des centrales électriques que du réseau de transport et de distribution. Il convient de noter que l'extension du réseau et de la capacité de production centralisée du réseau nécessitent d'importants investissements. Les coûts des centrales raccordées au réseau et du réseau de transport et de distribution varient de 1,0 à 3,6 milliards USD (Figure 10). En outre, le réseau de transport doit avoir la capacité de répondre à l'augmentation de la demande et de l'offre en électricité. Les problèmes financiers de la SBEE et les importantes pertes en ce moment sur le réseau indiquent que cela pose de grands défis qui doivent être pris en compte, en particulier dans le scénario de forte consommation. Le coût total pour fournir un accès universel à l'électricité au Bénin dans ces scénarios, y compris les technologies hors réseau, va de 1,4 milliard USD à 4,7 milliards USD en fonction de l'objectif d'accès à l'électricité.

La capacité des systèmes PV autonomes est de 25 MW dans le scénario 1, fournissant de l'électricité au moindre coût à 5,1 millions de personnes (33% de la population en 2030). Dans le scénario 2, l'augmentation de la demande rurale justifie l'extension du réseau en faveur des systèmes PV autonomes pour 1 million de personnes supplémentaires par rapport au scénario 1. De plus, les besoins en capacité des systèmes PV autonomes augmentent dans le cas présent jusqu'à 131 MW, à un coût de 602 millions USD. Cela est causé par le besoin de plus grands systèmes par ménage pour fournir des services électriques supplémentaires. Dans le scénario 3, la capacité et les coûts d'investissement des systèmes PV autonomes augmentent davantage lorsque la taille du système augmente, bien que le déploiement de systèmes PV autonomes diminue pour approvisionner 15% de la population.

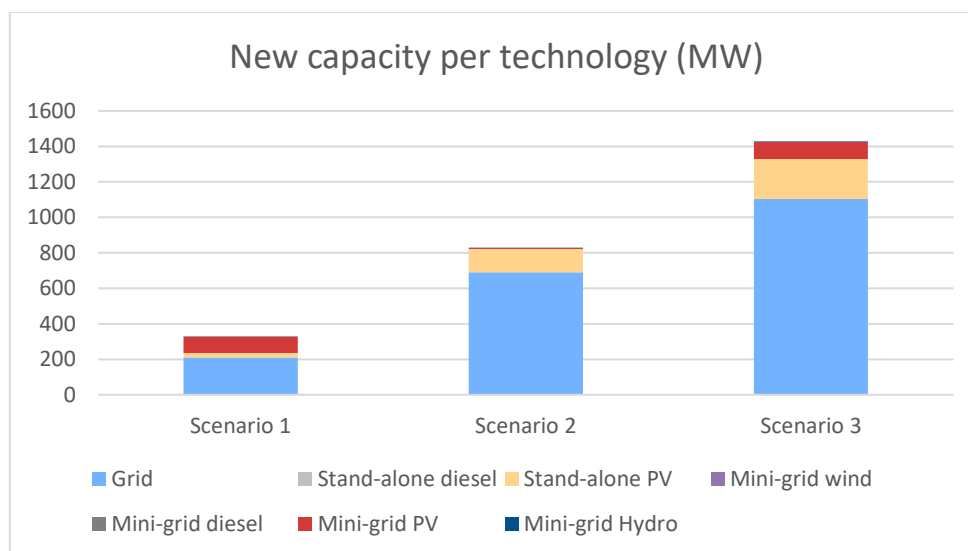


Figure 9. Nouvelles installations de capacité nécessaires par technologie dans les trois scénarios de base. La nouvelle capacité de production sera principalement orientée vers des centrales électriques raccordées au réseau (bleu clair) dans tous les scénarios. Dans le scénario 1, la majorité de la capacité hors réseau est nécessaire pour les mini-réseaux PV qui se trouvent là où la demande par habitant est la plus élevée. Dans les scénarios 2 et 3, les systèmes PV autonomes demandent plus de capacité car l'objectif d'accès à l'électricité en milieu rural est plus élevé là où ces systèmes sont principalement déployés. Le scénario de l'objectif d'accès à l'électricité le plus élevé nécessite environ quatre fois plus de capacité de production que le scénario le plus bas.

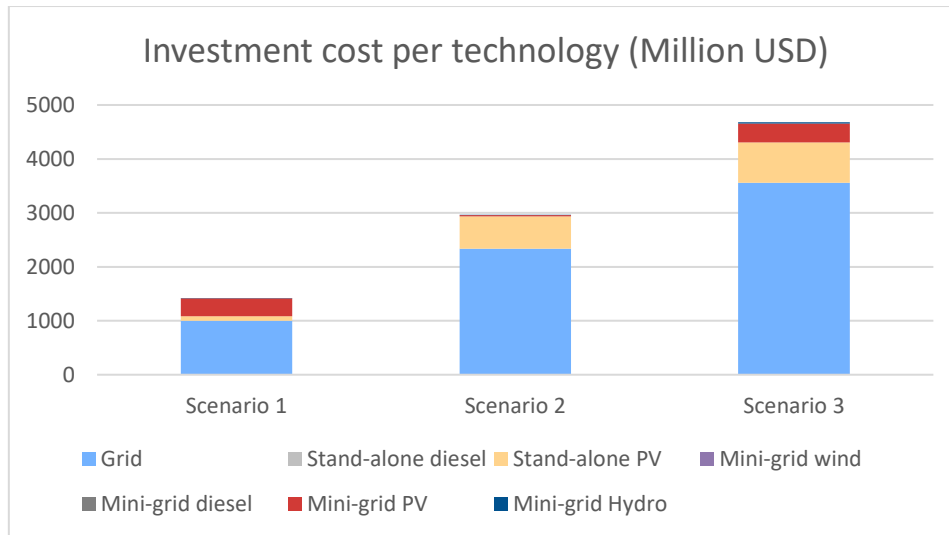


Figure 10. Coûts d'investissement nécessaires par technologie dans les trois scénarios de base avec des coûts hors réseau différenciés. Dans tous les scénarios, la majorité des investissements seront orientés vers les centrales raccordées au réseau et vers le réseau de transport et de distribution (bleu clair). Dans le scénario 1, la majorité des investissements hors réseau est nécessaire pour les mini-réseaux PV, situés là où la demande par habitant est la plus élevée. Dans les scénarios 2 et 3, les systèmes PV autonomes nécessitent davantage d'investissements car l'objectif d'accès à l'électricité en milieu rural est plus élevé là où ces systèmes sont principalement déployés.

### 3.2 Analyse de sensibilité des coûts de réseau

Le coût auquel l'électricité peut être produite pour le réseau centralisé et les performances du réseau de transport et de distribution sont des facteurs importants dans le choix de la technologie de production électrique la moins coûteuse. Neuf scénarios sont développés pour examiner trois développements différents du réseau centralisé (tableau 16). Les scénarios 1a, 2a et 3a examinent l'effet des coûts de production du réseau et des niveaux de transport qui restent au niveau actuel de 0,19 USD/kWh et de 23% respectivement. Les scénarios 1b, 2b et 3b par contre examinent quelles seraient les options les moins coûteuses d'un fort développement de production électrique dans le réseau centralisé. Dans ce cas, la valeur de 0,06 USD/kWh du modèle d'optimisation TEMBA est utilisée, avec des pertes sur le réseau de 20% telles que prévues dans l'étude de la Banque mondiale. Enfin, les scénarios 1c, 2c et 3c prennent en compte un coût du réseau de 0,10 USD/kWh et une réduction des pertes de transport futures à 15%, comme discuté avec les parties prenantes locales lors de l'atelier de modélisation OnSSET au Bénin.

Tableau 16. Description des neuf scénarios utilisant des coûts alternatifs de production de réseau présentés au chapitre 2.3.

Scénarios de coûts de production du réseau				
Scénario	Niveau de l'objectif d'accès urbain	Niveau de l'objectif d'accès rural	Prix du réseau (USD/kWh)	Pertes sur le réseau (%)
1a	3	1	0,19	23
2a	4	2	0,19	23
3a	5	3	0,19	23
1b	3	1	0,06	20
2b	4	2	0,06	20
3b	5	3	0,06	20
1c	3	1	0,10	15
2c	4	2	0,10	15
3c	5	3	0,10	15



### 3.2.1. Répartition technologique la moins coûteuse

Dans les scénarios 1a, 2a et 3a, le réseau est déployé pour 59% de la population (Figure 11). Cela signifie que la connexion au réseau n'est utilisée que dans les zones où une partie de la population était déjà connectée au réseau en 2016. Dans ce cas, l'intensification est considérée comme l'option la plus abordable du modèle par défaut. Les 41% restants de la population reçoivent leur électricité des technologies hors réseau. Les mini-réseaux hydroélectriques sont utilisés par 0,2 à 0,5% de la population, tandis que les mini-réseaux PV sont utilisés par 9 à 25% de la population. Le déploiement de mini-réseaux augmentera quand les objectifs d'accès à l'électricité seront plus élevés. Pour la population restante (16 à 33%), les systèmes PV autonomes constituent l'alternative la moins coûteuse.

Si le coût de l'électricité du réseau centralisé s'améliore et que les pertes de transport diminuent comme dans les scénarios de base, la connexion au réseau peut jouer un rôle nettement plus important dans l'augmentation de l'accès à l'électricité au Bénin aux coûts les plus bas. Dans les scénarios 1b, 2b et 3b, 67 à 92% de la population est alimentée en électricité par une connexion au réseau. Dans ces scénarios, les mini-réseaux hydroélectriques et PV n'alimentent que 0,2 à 1,0% de la population. Pour la population restante qui vit dans des zones trop éloignées ou peu peuplées, les systèmes PV autonomes constituent l'option la moins coûteuse.

Dans les scénarios 1c, 2c et 3c, le coût de l'électricité du réseau n'est que légèrement inférieur à celui des scénarios de base. Les pertes de transport ont en revanche considérablement diminuées. Dans ce cas, la connexion au réseau est utilisée par 65 à 82% de la population respectivement. Ce taux est plus bas que dans les scénarios 1b, 2b et 3b, mais toujours 0,2 à 4,1% plus élevé que dans les trois scénarios de base. Les mini-réseaux hydroélectriques et PV sont limités à 1 à 5% de la population et les systèmes PV autonomes à 13 à 33% de la population.

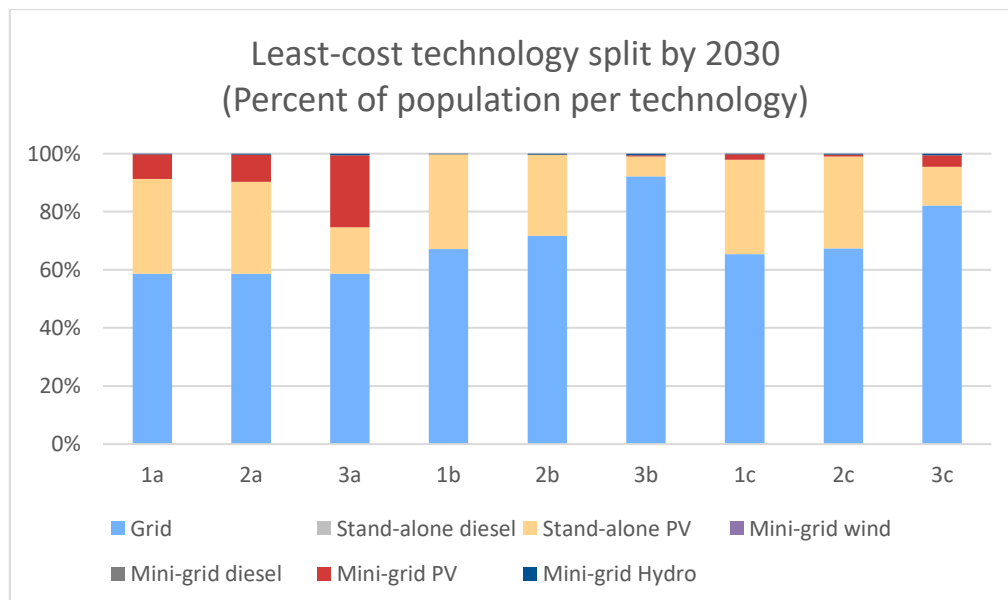


Figure 11. Répartition des technologies les moins coûteuses pour les neuf scénarios modélisés en utilisant des coûts de production électrique du réseau et des pertes de transport variables. Les différentes couleurs montrent quelle partie de la population totale du Bénin serait alimentée par chacune des sept technologies de production d'ici 2030. Dans tous les scénarios, la connexion au réseau (bleu clair) est la technologie la plus déployée, suivie des systèmes PV autonomes (jaune) ou des mini-réseaux PV (rouge). Une petite partie de mini-réseaux hydroélectriques est également présente dans tous les scénarios. Les mini-réseaux PV se trouvent principalement dans les zones urbaines dans les scénarios de faible consommation (scénarios 1a, 1b et 1c) et dans les zones rurales dans les scénarios de consommation plus élevée où des objectifs d'accès à l'électricité plus élevés en milieu rural justifient le déploiement de ces systèmes.

### 3.2.2. Besoins en capacité et en investissements

Les nouveaux besoins en capacité et coûts d'investissement sont plus élevés dans les scénarios où les coûts de réseau sont élevés et où les systèmes hors réseau sont plus largement déployés. Les grandes centrales électriques ne sont pas prévues être basées sur des combustibles renouvelables au même degré que les mini-réseaux dans le modèle. En tant que telles, les centrales électriques du réseau devraient avoir un facteur moyen de capacité plus élevé sans avoir besoin d'autant de MW de capacité installée pour répondre à la demande<sup>11</sup>. Dans les scénarios de faible consommation (1a à 1c), la capacité de production totale varie de 267 MW dans le scénario 1b où la pénétration du réseau est la plus élevée à 355 MW dans le scénario 1a où la pénétration du réseau est la plus faible (Figure 12). De même, dans les scénarios 2a-2c et 3a-3c, la capacité totale varie de 776 à 1025 et de 1246 à 1810 MW respectivement.

En outre, les mini-réseaux renouvelables peuvent être plus coûteux par kW de capacité installée par rapport aux centrales raccordées au réseau utilisant des combustibles fossiles. Par conséquent, les coûts totaux d'investissement nécessaires augmentent de 5 à 26% pour les scénarios 1a, 2a et 5a dans lesquels des mini-réseaux renouvelables sont déployés dans une plus grande mesure par rapport aux scénarios 1, 3 et 5. Il convient toutefois de noter que les frais d'exploitation diminuent étant donné que les mini-réseaux renouvelables n'ont aucun coût de carburant. De même, les coûts d'investissement totaux pourront être réduits de 9 à 13% si les coûts du réseau sont inférieurs à ceux des scénarios 1b, 2b et 3b. Dans les scénarios 1c, 2c et 3c aussi, les coûts d'investissement sont réduits de 6 à 10%. Étant donné que les pertes de transport sont sensiblement inférieures dans ces scénarios, un plus petit nombre de nouvelles centrales électriques sont nécessaires pour fournir la même quantité d'électricité aux clients.

La nouvelle capacité totale nécessaire uniquement pour la composante électrification des centrales raccordées au réseau varie de 204 à 1131 MW, pour un coût de 962 à 3854 millions USD (Figure 13). De même, pour les technologies hors réseau, 25 à 981 MW sont nécessaires pour un coût de 88 à 906 millions USD. Les niveaux des objectifs d'accès à l'électricité constituent le principal moteur des nouveaux besoins en capacité et en coûts d'investissement, mais la répartition entre les technologies de réseau et les technologies hors réseau a également un impact important. En outre, cette répartition peut également affecter celui qui supportera l'investissement, en fonction des politiques et réglementations en vigueur au Bénin.

---

<sup>11</sup> Voir l'annexe B pour une description plus détaillée des facteurs de capacité utilisés dans le modèle.

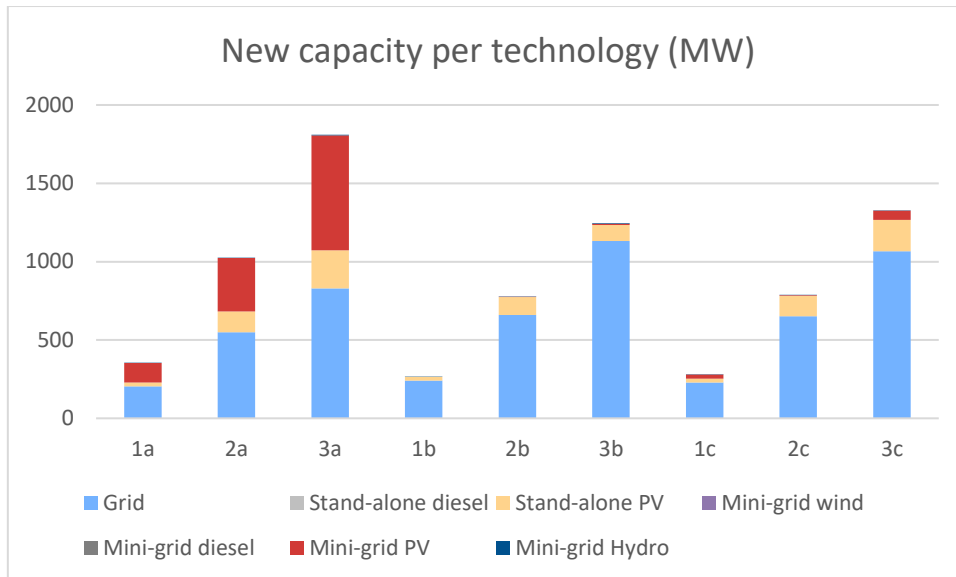


Figure 12. Nouvelles installations de capacité nécessaires par technologie dans les neuf scénarios modélisés en utilisant des coûts variables de production électrique du réseau. La répartition entre les centrales électriques raccordées au réseau (bleu clair), les systèmes PV autonomes (jaune) et les mini-réseaux varie considérablement en fonction du niveau de l'objectif d'accès à l'électricité et du coût de production électrique du réseau. Les scénarios des objectifs d'accès à l'électricité plus élevés nécessitent des installations de capacité de production beaucoup plus importantes.

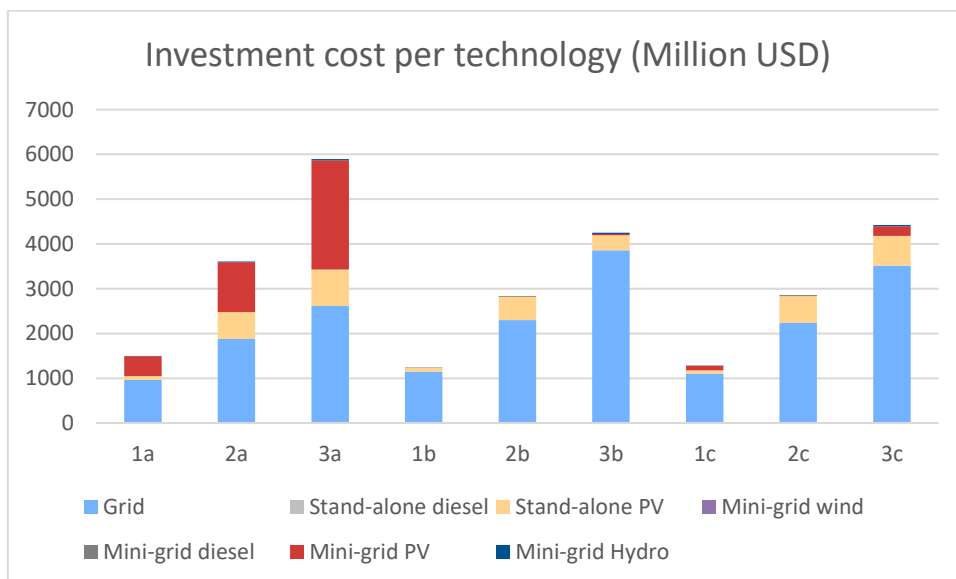


Figure 13. Coûts d'investissement nécessaires par technologie dans les neuf scénarios modélisés en utilisant des coûts variables de production électrique du réseau. Dans tous les scénarios, au moins la moitié des investissements sont orientés vers les centrales raccordées au réseau et vers le réseau de transport et de distribution (bleu clair). Les objectifs d'accès à l'électricité plus élevés nécessitent des investissements beaucoup plus grands.

### 3.3 Analyse de sensibilité aux réductions des coûts du PV des mini-réseaux PV

Trois scénarios additionnels sont développés pour examiner l'effet de la réduction des coûts d'investissement dans les mini-réseaux PV qui peut résulter des améliorations technologiques ou d'un déploiement plus important de ce type de systèmes au Bénin. Pour ces scénarios, le coût le plus bas du tableau 6 a été appliqué, à savoir 4300 USD/kW pour un système de 100 kW comme base (tableau 17). Un résumé des trois scénarios est présenté dans le tableau 18.

Tableau 17. Coûts des mini-réseaux PV utilisés dans le modèle pour les scénarios 1d, 2d et 3d. Les valeurs dans la colonne centrale servent de référence pour le rapport entre la taille du système et le coût, pour trouver les valeurs dans la colonne de droite utilisées dans le modèle pour le Bénin.

Mini-réseau PV		
Capacité maximale (kW)	Frais d'après IRENA (Référence)	Coûts basés sur la valeur du Bénin de 4 300 USD/kW pour 100 kW (À utiliser dans le modèle)
50	8 964	12 076
75	5 742	7 735
100	3 192	4 300
>200	1 863	2 510

Tableau 18. Description des trois scénarios examinant l'effet de la réduction des coûts d'investissement des mini-réseaux PV.

Scénarios de réduction des coûts d'investissement du mini-réseau PV				
Scénario	Niveau de l'objectif d'accès urbain	Niveau de l'objectif d'accès rural	Coût du réseau (USD/kWh)	Coûts d'investissement d'un mini-réseau PV pour un système de 100 kW (USD/kW)
1d	3	1	0,1022	4 300
2d	4	2	0,1022	4 300
3d	5	3	0,1022	4 300

### 3.3.1. Répartition technologique la moins coûteuse

Comme prévu, les mini-réseaux PV pourront être compétitifs sur le plan économique dans un plus grand nombre de zones si les coûts d'investissement sont réduits. Dans le scénario 1d, les mini-réseaux PV représentent l'option la moins coûteuse pour 8,5% de la population (Figure 14). Il s'agit d'une augmentation par rapport aux 6% du scénario 1. Une fois encore, le déploiement de mini-réseaux n'a lieu que dans des zones urbaines, l'objectif d'accès à l'électricité en milieu rural étant trop bas pour justifier des mini-réseaux. Cette augmentation du déploiement de mini-réseaux s'explique par l'extension du réseau dans des localités où la demande d'électricité ne suffit pas pour justifier l'extension du réseau par rapport aux mini-réseaux PV plus abordables. Dans le scénario 2d, les mini-réseaux PV représentent la solution la moins coûteuse pour 8,8% de la population. Dans ce scénario, la demande accrue entraîne un petit déploiement, aussi dans les zones rurales, pour 0,6% de la population totale. Dans le scénario 3d, les mini-réseaux PV peuvent jouer leur rôle le plus important en matière d'électrification. Pour cet objectif de demande, près du quart de la population, soit 24,4%, trouvent que les mini-réseaux PV constituent la solution la moins coûteuse. Un tiers de cette population vit dans des zones urbaines.

Dans les trois scénarios, les systèmes PV autonomes restent au même niveau que dans les scénarios de base, déployés dans des zones trop peu peuplées pour justifier une extension de réseau ou des mini-réseaux. Dans le scénario 1d, la connexion au réseau est l'option la moins coûteuse, uniquement dans les zones où une partie de la population est déjà connectée au réseau. Alors que les objectifs d'accès à l'électricité augmentent dans les scénarios 2d et 3d, la connexion au réseau n'augmente que légèrement, de 80 000 à 270 000 personnes. Ce chiffre est nettement inférieur aux scénarios de base, et des zones à forte demande seraient par contre alimentées à un moindre coût par des mini-réseaux lorsque la réduction des coûts examinée dans ces scénarios est prise en compte.

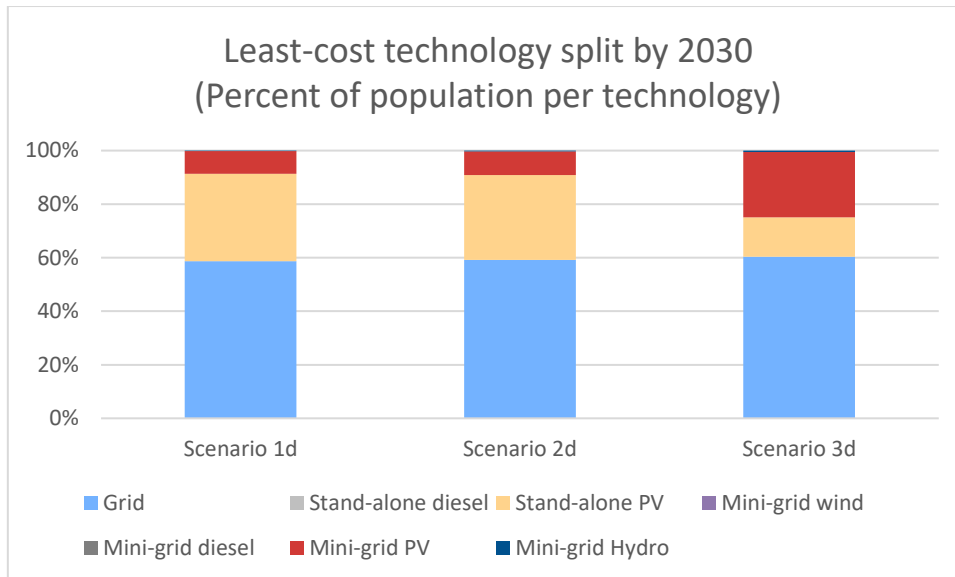


Figure 14. Répartition des technologies les moins coûteuses selon les trois scénarios examinant l'effet de la réduction des coûts d'investissement dans les mini-réseaux PV. Les différentes couleurs montrent quelle partie de la population totale du Bénin serait alimentée par chacune des sept technologies de production d'ici 2030. Dans tous les scénarios, la connexion au réseau (bleu clair) est la technologie la plus déployée. Le système PV autonome (jaune) sera la technologie hors réseau la plus utilisée dans le scénario 1d, tandis que les mini-réseaux PV (rouge) le seront dans les scénarios 2d et 3d. Une petite partie de mini-réseaux hydroélectriques (bleu foncé) est également déployée pour moins de 1% de la population. Dans le scénario 1d, les mini-réseaux PV sont utilisés dans les zones urbaines, mais à mesure que la demande augmente, l'extension du réseau devient avantageuse dans ces zones. Dans les scénarios 2d et 3d, les mini-réseaux PV se trouvent plutôt dans les zones rurales.

### 3.3.2. Besoins en capacité et en investissements

Par rapport aux trois scénarios de base, la nouvelle capacité de production électrique et les coûts d'investissement augmentent avec la baisse des coûts des mini-réseaux PV. Ces deux augmentations résultent de la transition de l'extension de réseau aux mini-réseaux. Encore une fois, l'augmentation de la capacité de production est due au fait que les mini-réseaux renouvelables ont un facteur de capacité plus faible que les centrales de production électrique utilisant en grande partie des combustibles fossiles. Le coût des investissements a également augmenté principalement en raison du coût des investissements plus élevé des énergies renouvelables par rapport aux centrales à combustibles fossiles, mais ceci est compensé par des coûts de fonctionnement moins élevés, rendant des options renouvelables hors réseau l'option la moins chère dans ces scénarios. Une exception forme le scénario 1d, où les mini-réseaux PV sont déployés dans la même proportion que dans le scénario 1, mais avec un coût d'investissement inférieur par kW de capacité installée. Au total, les nouveaux besoins en capacité augmentent de 18, 162 et 316 MW dans les scénarios 1d, 2d et 3d respectivement (Figure 15) par rapport aux scénarios 1, 2 et 3. Les coûts d'investissement diminuent de 15 millions USD dans le scénario 1d et augmentent de 358 et 637 millions USD dans les scénarios 2d et 3d respectivement (Figure 16).

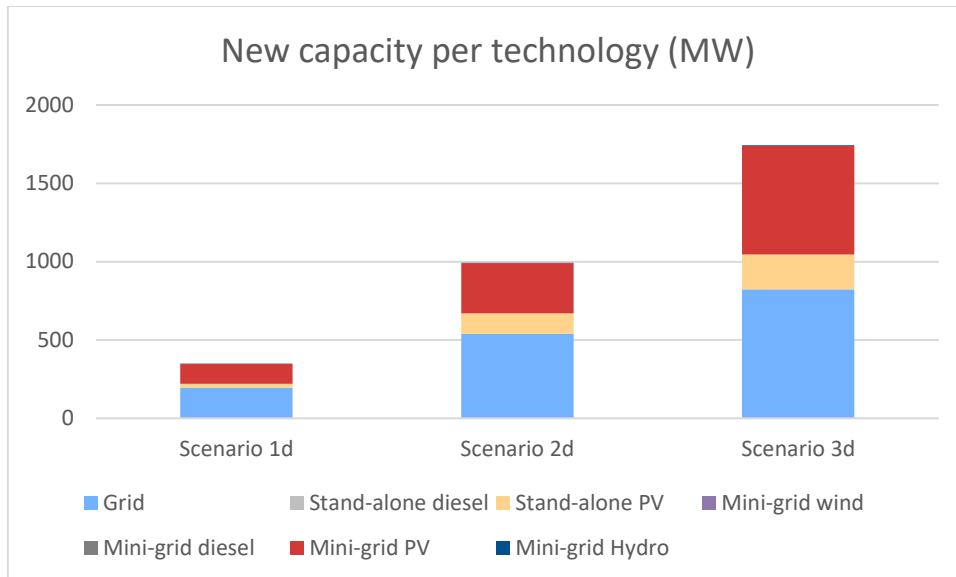


Figure 15. Nouvelles installations de capacité nécessaires par technologie dans les trois scénarios examinant l'effet de la baisse des coûts d'investissement dans les mini-réseaux PV. Dans tous les scénarios la nouvelle capacité de production est principalement destinée aux centrales électriques raccordées au réseau (bleu clair). De plus, dans tous les scénarios la majorité de la capacité hors réseau est nécessaire pour les mini-réseaux PV, situés là où la demande par habitant est la plus élevée. Les nouveaux besoins en capacité augmentent de 18, 162 et 316 MW pour les scénarios 1d, 2d et 3d respectivement par rapport aux scénarios 1, 2 et 3.

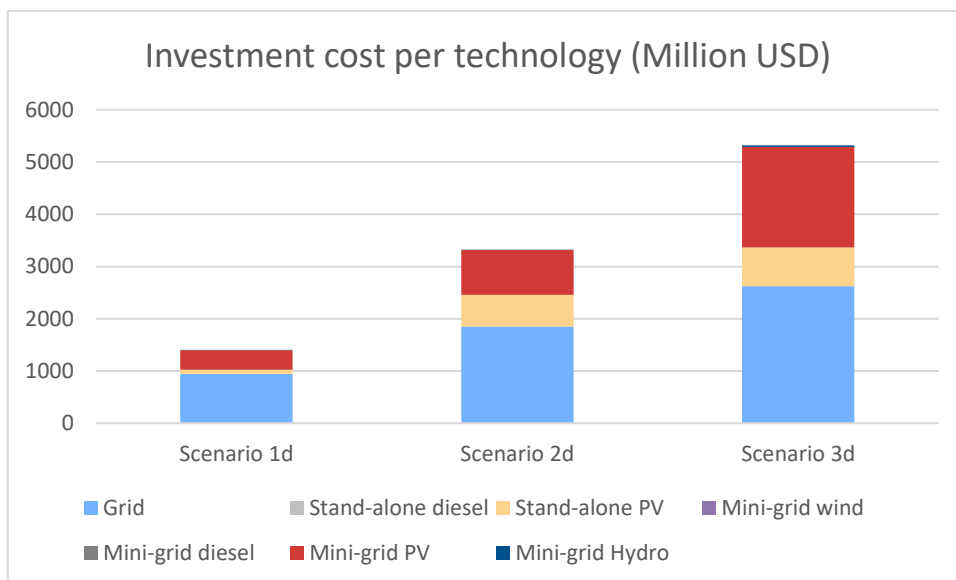


Figure 16. Coûts d'investissement nécessaires par technologie dans les trois scénarios examinant l'effet de la baisse des coûts d'investissement dans les mini-réseaux PV. Dans les scénarios 1 et 2 la majorité des investissements seront orientés vers les centrales raccordées au réseau et vers le réseau de transport et de distribution (bleu clair). Dans le scénario 3, 51% des investissements sont nécessaires pour les technologies hors réseau. Dans tous les scénarios, la majorité des investissements hors réseau sont nécessaires pour les mini-réseaux PV situés là où la demande par habitant est la plus élevée. Les coûts d'investissement diminuent de 15 millions USD dans le scénario 1d et augmentent de 358 et 637 millions USD dans les scénarios 2d et 3d respectivement par rapport aux trois scénarios de base.

### 3.4 Analyse de sensibilité aux réductions des coûts des systèmes PV autonomes

Trois autres scénarios sont développés pour examiner les effets des futures réductions des coûts d'investissement dans les systèmes PV autonomes (tableau 19). Dans ces scénarios, le coût de tous les systèmes PV autonomes est réduit de 30%. Dans tous les autres aspects, les scénarios sont identiques aux trois scénarios de base.

Tableau 19. Description des trois scénarios examinant l'effet de la baisse des coûts d'investissement des systèmes PV autonomes.

Coûts différenciés				
Scénario	Niveau de l'objectif d'accès urbain	Niveau de l'objectif d'accès rural	Coût du réseau (USD/kWh)	Réduction des coûts d'investissement du système PV autonome
1e	3	1	0,1022	30%
2e	4	2	0,1022	30%
3e	5	3	0,1022	30%

#### 3.4.1. Répartition technologique la moins coûteuse

Dans les trois scénarios, les systèmes PV autonomes jouent un rôle beaucoup plus important que dans les scénarios de base. Dans 40 à 41% des cas, les systèmes PV autonomes représentent la technologie la moins coûteuse dans les trois scénarios (Figure 17). Dans le scénario 1e, aucune extension du réseau ne se produit. Cela signifie que la connexion au réseau (l'intensification) n'existe que dans les zones où une partie de la population a déjà accès à l'électricité par le réseau pendant la première année. Dans les scénarios 2e et 3e, l'extension du réseau aurait un effet marginal puisque 0,2% et 0,8% de la population serait alimentée par l'extension du réseau. Les mini-réseaux PV ne sont compétitifs dans aucun des trois scénarios à un coût d'investissement de 5280 USD/kW pour un système de 100 kW. Dans ces scénarios les mini-réseaux hydroélectriques ne sont déployés que pour 0,1 à 0,3% de la population.

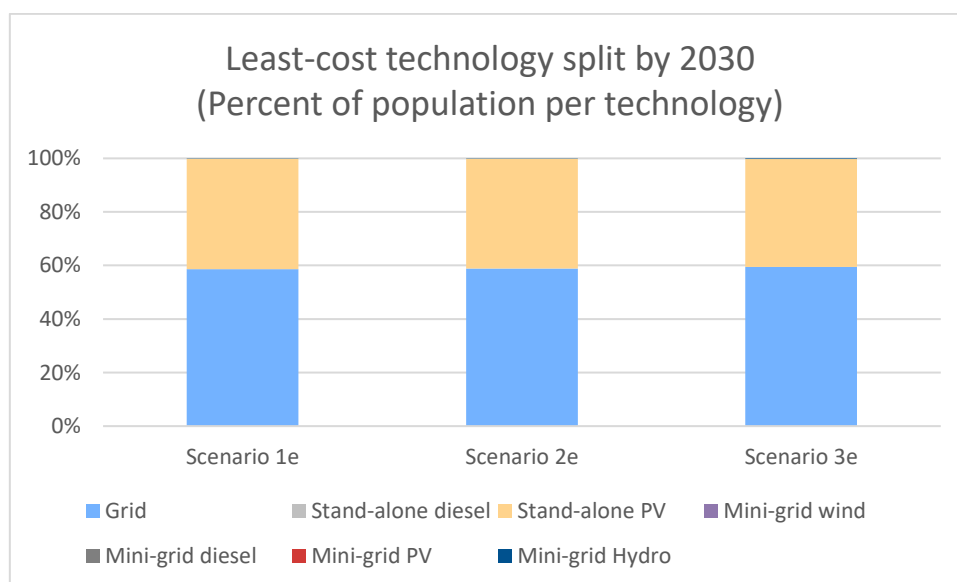


Figure 17. Répartition des technologies les moins coûteuses dans les trois scénarios examinant l'effet de la baisse des coûts d'investissement des systèmes PV autonomes. Les différentes couleurs montrent quelle partie de la population totale du Bénin serait alimentée par chacune des sept technologies de production d'ici 2030. Dans tous les scénarios, la connexion au réseau (bleu clair) est la technologie la plus déployée. Les systèmes PV autonomes (jaune) sont utilisés pour la quasi-totalité de l'électrification hors réseau. Une petite partie de mini-réseaux hydroélectriques (bleu foncé) est également déployée pour moins de 1% de la population. L'extension du réseau est limitée à moins de 1% de la population, les autres connexions au réseau se trouvent dans des localités où une partie de la population avait déjà accès au réseau en 2016.

### 3.4.2. Besoins en capacité et en investissements

Comme dans les scénarios avec des coûts d'investissement moins élevés dans les mini-réseaux PV, la tendance est à la hausse en besoins de capacité et de coûts d'investissement avec des coûts d'investissement des systèmes PV autonomes plus faibles par rapport aux trois scénarios de base. Une capacité de production d'électricité supplémentaire de 12, 153 ou 289 MW est requise pour les scénarios 1e, 2e et 3e (Figure 18) par rapport aux scénarios 1, 2 et 3 respectivement. Dans le scénario 1e, le coût d'investissement est réduit de 15 millions USD, car les systèmes PV autonomes sont moins coûteux que dans le scénario 1. Dans les scénarios 2e et 3e, le coût augmente plutôt de 35 et 17 millions USD respectivement (Figure 19). Cela est dû au fait que les systèmes PV autonomes remplacent dans une plus large mesure l'extension du réseau qui a des coûts d'investissement plus bas, mais des coûts de fonctionnement plus élevés.

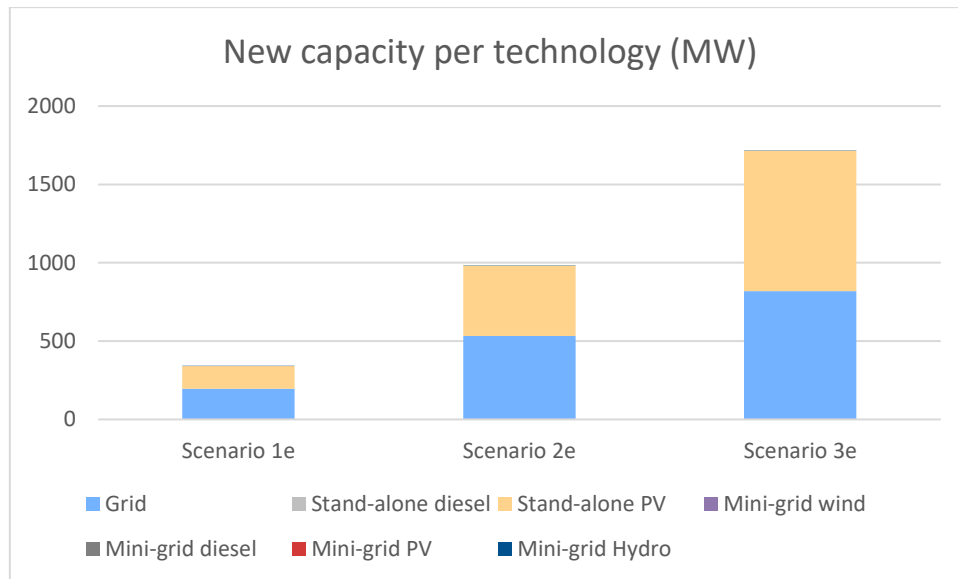


Figure 18. Nouvelles installations de capacité nécessaires par technologie dans les trois scénarios examinant l'effet de la réduction des coûts d'investissement des systèmes PV autonomes. Dans tous les scénarios, la nouvelle capacité de production est principalement destinée aux centrales électriques raccordées au réseau (bleu clair) et aux systèmes PV autonomes. Une capacité de production électrique supplémentaire de 12, 153 ou 289 MW est nécessaire pour les scénarios 1e, 2e et 3e par rapport aux scénarios 1, 2 et 3 respectivement.



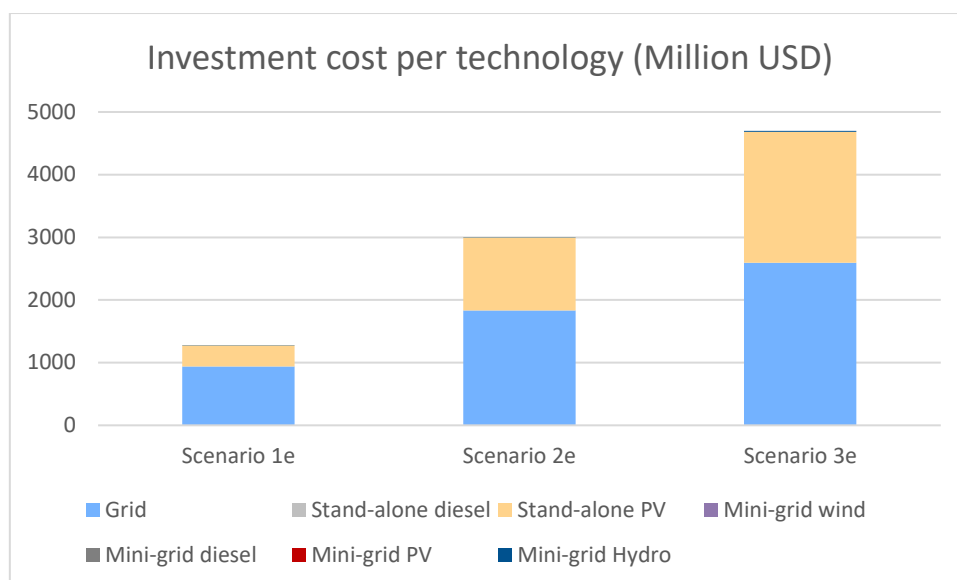


Figure 19. Coûts d'investissement nécessaires par technologie dans les trois scénarios examinant l'effet de la baisse des coûts d'investissement des systèmes PV autonomes. Dans tous les scénarios, la majorité des investissements sont orientés vers les centrales raccordées au réseau et vers le réseau de transport et de distribution (bleu clair) et les systèmes PV autonomes. Dans le scénario 1e, le coût d'investissement est réduit de 15 millions USD, car les systèmes PV autonomes sont moins coûteux que dans le scénario 1. Dans les scénarios 2e et 3e, le coût augmente plutôt de 35 et 17 millions USD respectivement.

### 3.5 Analyse de sensibilité, comprenant une estimation de la demande d'électricité pour des usages productifs

Les scénarios ci-dessus examinent des voies d'accès universel à l'électricité en tenant compte de la demande résidentielle. Les usages productifs et sociaux de l'électricité sont également importants. L'usage d'électricité dans ces secteurs peut améliorer le développement socio-économique. Si l'on tient également compte de ces usages de l'électricité, l'augmentation de la demande peut également modifier les technologies de production d'électricité les moins coûteuses. Deux types d'usages productifs sont examinés à ce stade, en utilisant une méthode basée sur la population pour estimer la demande des établissements de santé et d'éducation dans trois scénarios (Tableau 20). Cette méthode est décrite plus en détail à l'annexe A.

Tableau 20. Description des trois scénarios comprenant des estimations de la demande d'électricité des établissements de santé et d'éducation.

	Niveau de l'objectif urbain	Niveau de l'objectif rural	Demande de la santé et de l'éducation (GWh)	Demande résidentielle (GWh)	Coût du réseau (USD/kWh)
1f	3	1	307	1 332	0,1022
2f	4	2	444	3 695	0,1022
3f	5	3	587	5 963	0,1022

#### 3.5.1. Répartition technologique la moins coûteuse

La demande en électricité des établissements d'éducation et de santé fait augmenter la demande totale d'électricité de 23%, 12% et 10% dans les scénarios 1f, 2f et 3f respectivement par rapport aux trois scénarios de base. Cette augmentation de la demande d'électricité entraîne une petite modification à la hausse sur l'échelle technologique, vers les mini-réseaux et l'extension du réseau. Dans le scénario 1f, la connexion au réseau devient l'option la moins coûteuse pour 61,4% de la population (Figure 20), par rapport au 60,8% de la population dans le scénario 1. Cette augmentation se produit au détriment des mini-réseaux, car

L'augmentation de la demande justifie le coût de l'extension du réseau pour une partie supplémentaire de la population urbaine. L'effet de la demande d'électricité à des fins productives est plus net dans le scénario 2f, où le déploiement des mini-réseaux passe à 5,1% par rapport au 0,7% dans le scénario 2. Les connexions au réseau augmentent également légèrement à 67,4% % contre 67,3% dans le scénario 3. Ces changements entraînent une chute des systèmes PV autonomes de 31,7 à 27,3%, les mini-réseaux et l'extension du réseau étant favorisés dans plusieurs endroits en raison de la plus forte demande. Dans le scénario 3f, les changements sont moins importants, la connexion au réseau augmente de 0,4% par rapport au scénario 3, tandis que les technologies autonomes diminuent de 0,4% et les mini-réseaux restent inchangés. L'impact de l'usage productif sur la demande totale d'électricité est relativement plus petit dans ce scénario et les changements ne sont par conséquent pas aussi importants.

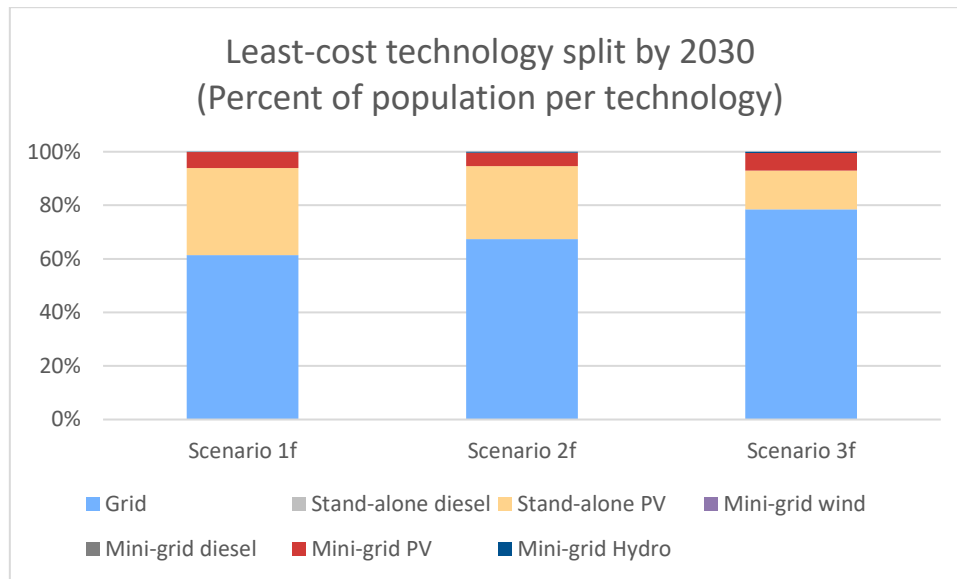


Figure 20. Répartition des technologies les moins coûteuses pour les trois scénarios d'estimations de la demande d'électricité des établissements de santé et d'éducation. Les différentes couleurs montrent quelle partie de la population totale du Bénin serait alimentée par chacune des sept technologies de production d'ici 2030. Dans tous les scénarios, la connexion au réseau (bleu clair) est la technologie la plus déployée, suivie des systèmes PV autonomes (jaune). Dans le scénario 1f, les mini-réseaux PV seront utilisés dans des zones urbaines, mais à mesure que la demande augmente, l'extension du réseau devient avantageuse dans ces zones. Dans les scénarios 2f et 3f, les mini-réseaux PV se trouvent plutôt dans les zones rurales.

### 3.5.2. Besoins en capacité et en investissements

Les besoins en capacité et les coûts d'investissement augmentent dans les trois scénarios par rapport aux scénarios de base en raison de la demande accrue d'électricité. Au total, les besoins en capacité augmentent de 98, 139 et 174 MW dans les scénarios 1f, 2f et 3f (Figure 21) par rapport aux scénarios 1, 2 et 3 respectivement. La majorité de cette augmentation va en direction des centrales raccordées au réseau. Étant donné que la demande d'électricité des établissements de santé et des établissements d'éducation est déterminée par la population, on trouve les plus fortes augmentations de la demande dans les zones les plus densément peuplées où dans tous les scénarios l'extension du réseau est exploitée dans la plus grande mesure. Une tendance semblable est observée pour les coûts d'investissement qui augmentent respectivement de 440, 488 et 538 millions USD dans les scénarios 1f, 2f et 3f (Figure 22) par rapport aux scénarios 1, 2 et 3. De cette augmentation, 371, 387 et 493 millions d'USD sont utilisés pour le raccordement au réseau.

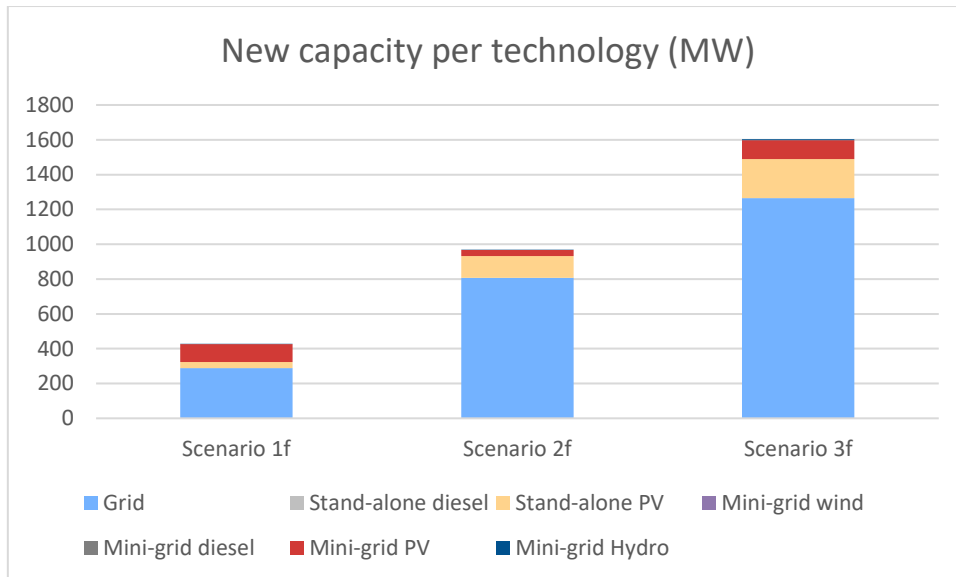


Figure 21. Nouvelles installations de capacité nécessaires par technologie dans les trois scénarios d'estimations de la demande d'électricité des établissements de santé et d'éducation. La nouvelle capacité de production est principalement destinée aux centrales raccordées au réseau (bleu clair). La demande supplémentaire d'électricité à des fins productives fait augmenter la capacité de production d'électricité de 98, 139 et 174 MW dans les scénarios 1f, 2f et 3f par rapport aux scénarios 1, 2 et 3 respectivement.

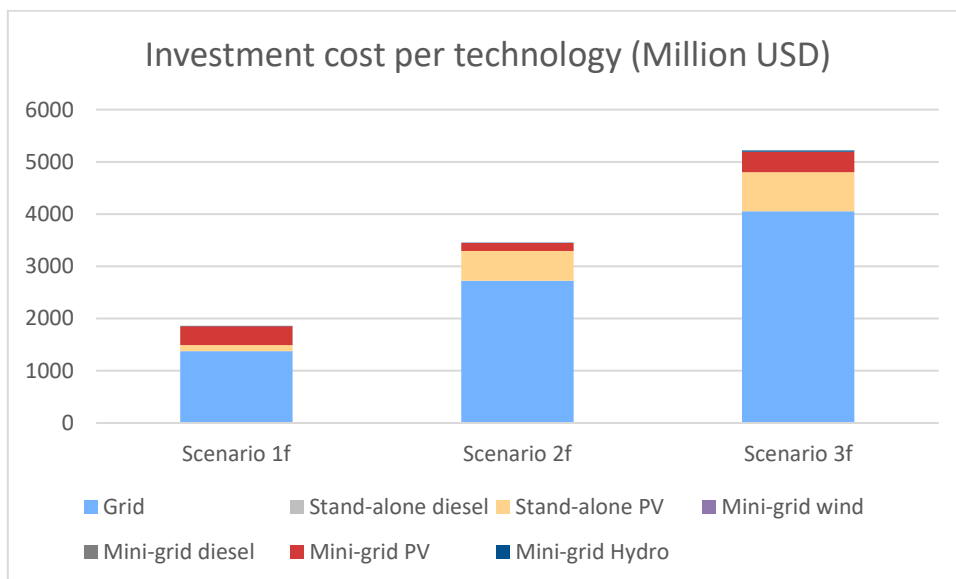


Figure 22. Coûts d'investissement nécessaires par technologie dans les trois scénarios d'estimations de la demande d'électricité des établissements de santé et d'éducation. Dans tous les scénarios, la majorité des investissements est dirigée vers les centrales raccordées au réseau et vers le réseau de transport et de distribution (bleu clair). La demande supplémentaire d'électricité à des fins productives fait augmenter les coûts d'investissement de 440, 488 et 538 millions USD dans les scénarios 1f, 2f et 3f respectivement par rapport aux scénarios 1, 2 et 3.

## 4. Conclusions et recommandations

L'accès universel à l'électricité au moindre coût au Bénin d'ici 2030 nécessite une combinaison des technologies de raccordement au réseau et hors réseau. Parmi les scénarios examinés, le raccordement au réseau constitue la solution la moins coûteuse pour 58 à 92% de la population du Bénin d'ici 2030. Cela correspond à 47 à 90% des nouvelles connexions nécessaires d'ici 2030. Les 8 à 42% restants de la population (10 à 53% des nouvelles connexions) est électrifiée par des mini-réseaux et des technologies autonomes. Ce sont principalement des systèmes PV, mais une petite partie de mini-réseaux hydroélectriques apparaissent également dans l'offre. Les systèmes PV autonomes jouent un rôle important dans la fourniture d'électricité, principalement à la population rurale et à de faibles objectifs en matière d'électricité. Avec des objectifs d'accès plus élevés et l'ajout de charges productives (écoles, cliniques de santé), la solution technologique d'électrification optimale motive l'augmentation des mini-réseaux et l'extension du réseau. Dans ce cas, des systèmes PV autonomes ne sont déployés que dans les zones les moins peuplées et où la population est la plus éloignée. Les coûts d'investissement nécessaires pour réaliser l'accès universel varie de 1236 millions USD à 5895 millions USD.

Le coût auquel l'électricité est produite pour le réseau centralisé ainsi que les pertes lors du transport ont un impact significatif sur le rôle du réseau. Si les coûts de la production électrique du réseau et des pertes lors du transport restent au niveau actuel, la viabilité économique de l'extension du réseau par rapport aux technologies hors réseau est limitée. Dans la plupart des scénarios, les mini-réseaux PV constituent l'alternative la moins coûteuse, même à proximité du réseau. Il est probable que ceux-ci seront raccordés au réseau à un moment donné. Le développement doit être entrepris de manière à permettre le déploiement dans ces zones de mini-réseaux compatibles avec le réseau et à permettre l'interconnexion. Cela pourrait toutefois nécessiter des capitaux supplémentaires, ce qui n'est pas pris en compte dans la présente analyse. En outre, les politiques et les réglementations doivent garantir qu'il existe toujours une analyse de rentabilité viable permettant aux développeurs de mini-réseaux d'investir dans ces domaines, même s'ils sont ultérieurement connectés au réseau.

Le déploiement de mini-réseaux dans des zones urbaines peut être important, si a) on tient compte des faibles objectifs d'accès urbain à l'électricité, b) les coûts du réseau restent élevés ou c) les coûts en capital des mini-réseaux PV diminuent. Dans les zones rurales, l'aspect le plus important pour la viabilité des mini-réseaux est le niveau de la demande en électricité. À faible demande, le coût du réseau de distribution est trop élevé par rapport à la quantité d'électricité fournie. Avec des objectifs plus élevés d'accès à l'électricité en milieu rural, le rôle du déploiement des mini-réseaux augmente. Compte tenu de la demande supplémentaire des établissements de santé et d'éducation, le déploiement de mini-réseaux dans les zones rurales passe de 1,4 à 10,5% de la population rurale pour l'objectif moyen d'accès à l'électricité. D'autres usages productifs de l'électricité non pris en compte dans le présent rapport pourraient potentiellement accroître davantage le rôle des mini-réseaux ou autrement de l'extension du réseau. Une analyse plus complète de la demande en électricité à des fins productives doit être incluse dans les études supplémentaires.

Il est à noter que l'outil OnSSET sélectionne simplement la technologie qui indique le LCOE le plus bas dans chaque localité. Il ne prend cependant pas en compte les questions d'accessibilité. Autrement dit, différentes politiques et incitations peuvent également influencer sur la combinaison des technologies. Par

exemple, des subventions tarifaires du réseau peuvent rendre la connexion au réseau plus avantageuse pour les clients dans les zones où une autre technologie peut être moins coûteuse à déployer. En outre, l'outil ne prend pas non plus en compte celui qui supporte le coût du déploiement des différentes options technologiques. Compte tenu de la dépendance importante envers les importations, les pertes de transport élevées et les défis financiers pour la SBEE, les mini-réseaux et les technologies autonomes peuvent constituer un moyen pour attirer des investissements d'acteurs privés et internationaux afin d'augmenter le taux d'électrification à court et moyen terme. Cela enlèverait une partie des coûts des organisations gouvernementales impliquées dans le réseau centralisé et peut faire augmenter le taux de l'accès à l'électricité. Enfin, il convient de noter que le réseau centralisé repose dans une large mesure sur des centrales à combustibles fossiles, comparé aux mini-réseaux PV et hydroélectriques qui sont renouvelables. Ainsi, les scénarios avec un déploiement élevé de mini-réseaux peuvent potentiellement conduire à une part plus importante d'énergies renouvelables dans la combinaison de production électrique au Bénin. Cependant, cela dépend aussi des développements du réseau centralisé.

## Références

- [1] O. US EPA, “Centralized Generation of Electricity and its Impacts on the Environment,” *US EPA*, 04-Aug-2015. [Online]. Available: <https://www.epa.gov/energy/centralized-generation-electricity-and-its-impacts-environment>. [Accessed: 06-Dec-2018].
- [2] O. US EPA, “Distributed Generation of Electricity and its Environmental Impacts,” *US EPA*, 04-Aug-2015. [Online]. Available: <https://www.epa.gov/energy/distributed-generation-electricity-and-its-environmental-impacts>. [Accessed: 06-Dec-2018].
- [3] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and D. W., “Distributed generation: definition, benefits and issues,” *Energy Policy*, vol. 33, no. 6, pp. 787–798, 2005.
- [4] F. Fuso Nerini *et al.*, “Mapping synergies and trade-offs between energy and the Sustainable Development Goals,” *Nat. Energy*, vol. 3, p. 10, Nov. 2018.
- [5] “Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development .:. Sustainable Development Knowledge Platform.” [Online]. Available: <https://sustainabledevelopment.un.org/post2015/transformingourworld>. [Accessed: 06-Dec-2018].
- [6] “Data | The World Bank.” [Online]. Available: <http://datatopics.worldbank.org/sdgdatalatlas/archive/2017/SDG-01-no-poverty.html>. [Accessed: 06-Dec-2018].
- [7] “World Bank Open Data | Data.” [Online]. Available: <https://data.worldbank.org/>. [Accessed: 06-Nov-2018].
- [8] D. I. Stern, “The Impact of Electricity on Economic Development: A Macroeconomic Perspective,” p. 44.
- [9] S. Niu, Y. Jia, W. Wang, R. He, L. Hu, and Y. Liu, “Electricity consumption and human development level: A comparative analysis based on panel data for 50 countries,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 53, pp. 338–347, Dec. 2013.
- [10] D. Mentis *et al.*, “Lighting the World: the first application of an open source, spatial electrification tool (OnSSET) on Sub-Saharan Africa,” *Environ. Res. Lett.*, vol. 12, no. 8, p. 085003, 2017.
- [11] USAID, “Power Africa - Benin,” 2018.
- [12] AFRICAN DEVELOPMENT FUND, “BENIN ENERGY SECTOR BUDGET SUPPORT PROGRAMME - PHASE I (PASEBE I),” Mar. 2017.
- [13] “Benin | ECOWAS SE4ALL NETWORK.” [Online]. Available: <http://www.se4all.ecreee.org/node/15>. [Accessed: 06-Nov-2018].
- [14] The World Bank, “INTERNATIONAL DEVELOPMENT ASSOCIATION PROJECT APPRAISAL DOCUMENT ON A PROPOSED SCALE UP FACILITY CREDIT,” PAD2162, Jun. 2017.
- [15] The World Bank, “Combined Project Information Documents /Integrated Safeguards Datasheet (PID/ISDS),” PIDISDSA20198, May 2017.
- [16] C. Ksoll, K. Bos, A. Mamun, A. Harris, and S. Hughes, “Evaluation Design Report for the Benin Power Compact’s Electricity Generation Project and Electricity Distribution Project,” 2018.
- [17] “United Nations Official Document.” [Online]. Available: [http://www.un.org/ga/search/view\\_doc.asp?symbol=A/RES/70/1&Lang=E](http://www.un.org/ga/search/view_doc.asp?symbol=A/RES/70/1&Lang=E). [Accessed: 06-Nov-2018].
- [18] U.S. Energy Information Administration, “Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2018,” vol. 2018, p. 20.
- [19] PwC, “Electricity Beyond the Grid - Accelerating Access to Sustainable Power for All,” 2016.
- [20] F. F. Nerini, O. Broad, D. Mentis, M. Welsch, M. Bazilian, and M. Howells, “A cost comparison of technology approaches for improving access to electricity services,” *Energy*, vol. 95, pp. 255–265, Jan. 2016.
- [21] International Energy Agency (IEA), “World Energy Outlook 2017.” [Online]. Available: [https://www.oecd-ilibrary.org/energy/world-energy-outlook-2017\\_weo-2017-en](https://www.oecd-ilibrary.org/energy/world-energy-outlook-2017_weo-2017-en). [Accessed: 10-Nov-2018].
- [22] C. Taliotis *et al.*, “An indicative analysis of investment opportunities in the African electricity supply sector — Using TEMBA (The Electricity Model Base for Africa),” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 31, pp. 50–66, Apr. 2016.
- [23] “GHS population grid, derived from GPW4, multitemporal (1975, 1990, 2000, 2015),” Jan. 2015.
- [24] “GADM.” [Online]. Available: [https://gadm.org/download\\_country\\_v3.html](https://gadm.org/download_country_v3.html). [Accessed: 25-Sep-2018].

- [25] "GEOFABRIK // Home." [Online]. Available: <https://www.geofabrik.de/>. [Accessed: 25-Sep-2018].
- [26] "NOAA/NCEI - Earth Observation Group - Defense Meteorological Satellite Program, Boulder." [Online]. Available: [https://ngdc.noaa.gov/eog/viirs/download\\_dnb\\_composites.html](https://ngdc.noaa.gov/eog/viirs/download_dnb_composites.html). [Accessed: 06-Nov-2018].
- [27] "Global Solar Atlas." [Online]. Available: <https://globalsolaratlas.info/>. [Accessed: 06-Nov-2018].
- [28] "Global Atlas Gallery 3.0." [Online]. Available: <https://irena.masdar.ac.ae/gallery/#gallery>. [Accessed: 06-Nov-2018].
- [29] "Sub Saharan Africa - Small and mini hydropower potential (2016) - ENERGYDATA.INFO." [Online]. Available: <https://energydata.info/dataset/small-and-mini-hydropower-potential-in-sub-saharan-africa>. [Accessed: 06-Nov-2018].
- [30] "Explorer - Malaria Atlas Project." [Online]. Available: <https://map.ox.ac.uk/explorer/#/>. [Accessed: 06-Nov-2018].
- [31] "Shuttle Radar Topography Mission." [Online]. Available: <https://www2.jpl.nasa.gov/srtm/>. [Accessed: 06-Nov-2018].
- [32] "GLCF: Welcome." [Online]. Available: <http://www.landcover.org/>. [Accessed: 06-Nov-2018].
- [33] R. Golumbeanu and D. Barnes, "Connection Charges and Electricity Access in Sub-Saharan Africa," 2013.
- [34] Presidency of the Republic of Benin, "Government Action Programme 2016-2021 - Flagship projects."
- [35] "TEMBA: The Electricity Model Base for Africa - OSeMOSYS." [Online]. Available: <http://www.osemosys.org/temba-the-electricity-model-base-for-africa.html>. [Accessed: 06-Nov-2018].
- [36] International Renewable Energy Agency (IRENA), "Solar PV in Africa: Costs and Markets," 2016.
- [37] O. OCDE, *World Energy Outlook 2015*. Washington: Organisation for Economic Co-operation and Development, 2015.
- [38] M. Bhatia and N. Angelou, "Beyond Connections - Energy Access Redefined," ESMAP, 2015.
- [39] "Multi-Tier Framework For Measuring Household Electricity Access | Mini-Grids Support Toolkit | Energy | U.S. Agency for International Development." [Online]. Available: <https://www.usaid.gov/energy/mini-grids/economics/cost-effectiveness/tiers-of-service>. [Accessed: 10-Nov-2018].
- [40] Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), "BEYOND CONNECTIONS - Energy Access Redefined," 2015.
- [41] "Statistics | Benin - Electricity consumption per capita (chart)." [Online]. Available: <https://www.iea.org/statistics/?country=BENIN&year=2016&category=Key%20indicators&indicator=ElecConsPerCapita&mode=chart&categoryBrowse=false&dataTable=ELECTRICITYANDHEAT&showDataTable=true>. [Accessed: 06-Dec-2018].
- [42] UNESCO Institute of Statistics, "School resources and learning environment in Africa - Key results from a regional survey on factors affecting quality of education," 2016.
- [43] KwaZulu-Natal Department of Education, "SPACE PLANNING NORMS AND STANDARDS FOR PUBLIC SCHOOLS," 2011.
- [44] "AFDB Socio Economic Database, 1960-2019 - Africa Information Highway Portal," *Knoema*. [Online]. Available: <http://dataportal.opendataforafrica.org//bbkawjf/afdb-socio-economic-database-1960-2019>. [Accessed: 06-Dec-2018].
- [45] USAID, "Powering health - electrification options for rural health centers."
- [46] U.S. Energy Information Administration, "Energy Characteristics and Energy Consumed in Large Hospital Buildings in the United States in 2007," 2012. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/consumption/commercial/reports/2007/large-hospital.php>. [Accessed: 04-Dec-2017].



## Annexe A. Estimation de la demande d'électricité à des fins productives

Les données sur l'accès à l'électricité des établissements de santé et d'éducation dans les pays en développement peuvent souvent être manquantes ou incomplètes [38]. L'utilisation de systèmes d'information géospatiale (SIG) et de données géospatiales peut aider à combler les lacunes en matière de données lorsque les données ne sont pas disponibles et que les statistiques nationales font défaut. Au cours des derniers mois, la division d'analyse des systèmes énergétiques de KTH (KTH dESA) a mis au point une méthodologie visant à quantifier la demande en électricité des établissements d'éducation et de santé sur la base d'informations géospatiales disponibles au public. Le résultat peut être inclus dans les études d'électrification et ajouter des informations utiles pour les décideurs. La méthodologie considère que la demande d'électricité dans des établissements de santé dépend de la population qui peut utiliser le service dans chaque localité, ainsi que du type de règlement attendu. On s'attend à trouver des établissements mieux équipés et plus exigeants en électricité par exemple dans les villes comparées aux zones rurales moins peuplées.

### A.1 Etablissements d'éducation

En commençant par un jeu de données géospatiales sur la population contenant des informations sur le nombre de personnes vivant dans chaque sous-localité, la demande d'électricité des établissements d'éducation est déterminée dans quatre étapes principales :

Dans la première étape de l'analyse, la population en âge de recevoir une éducation primaire ou secondaire<sup>12</sup> d'ici 2030 dans chaque cellule est déterminée sur la base des statistiques démographiques nationales. Ces statistiques reflètent la proportion de la population du pays d'âge scolaire du primaire et du secondaire. Cette valeur est multipliée par la population dans la cellule selon le jeu de données sur la population afin d'obtenir la population totale de l'enseignement primaire et secondaire.

Lorsque la population d'âge scolaire dans la cellule a été déterminée, le nombre de zones scolaires dans chaque cellule est déterminé en divisant la population d'âge scolaire par la taille moyenne des salles de classe et par le nombre moyen d'apprenants par classe dans le pays, plus une superficie supplémentaire pour les installations autres que les salles de classe.

Enfin, la demande annuelle d'électricité à des fins éducatives dans la cellule est déterminée en multipliant la superficie de l'école (m<sup>2</sup>) et la demande annuelle d'électricité par superficie (kWh/m<sup>2</sup>/an, tableau 21) (valeur moyenne pour l'enseignement primaire et secondaire) qui est divisé en cinq niveaux (tableau 21). Dans la présente étude, on a supposé que le niveau de demande d'électricité des établissements d'éducation suivait celui de l'accès résidentiel à l'électricité.

---

<sup>12</sup> De 6 à 18 ans

Tableau 21. Demande d'électricité par zone scolaire pour cinq niveaux<sup>13</sup>.

Niveau	Demande d'électricité dans la zone scolaire (kWh/m <sup>2</sup> )
1	1,05
2	3,15
3	6,3
4	9,45
5	12,6

Tableau 22. Valeurs d'entrée clés de la demande de l'éducation.

Indicateur	Valeur	Référence
Taille moyenne de la classe au Bénin (apprenants/classe)	50	[42]
Taille de la salle de classe (m <sup>2</sup> )	50	[43]
Proportion de la population en âge d'aller au primaire au Bénin (taux)	0,17	[44]
Proportion de la population en âge d'aller au secondaire au Bénin (taux)	0,17	[44]

La figure 23 présente une évaluation préliminaire de la demande en utilisant cette méthode pour les établissements d'éducation. Les résultats sont donnés pour le niveau 3 d'objectif d'accès à l'électricité des écoles (6,3 kWh/m<sup>2</sup>), comme décrit ci-dessus. Comme prévu, la demande est plus forte dans les zones densément peuplées.

<sup>13</sup> Ces valeurs sont des estimations basées sur des données de différents pays.

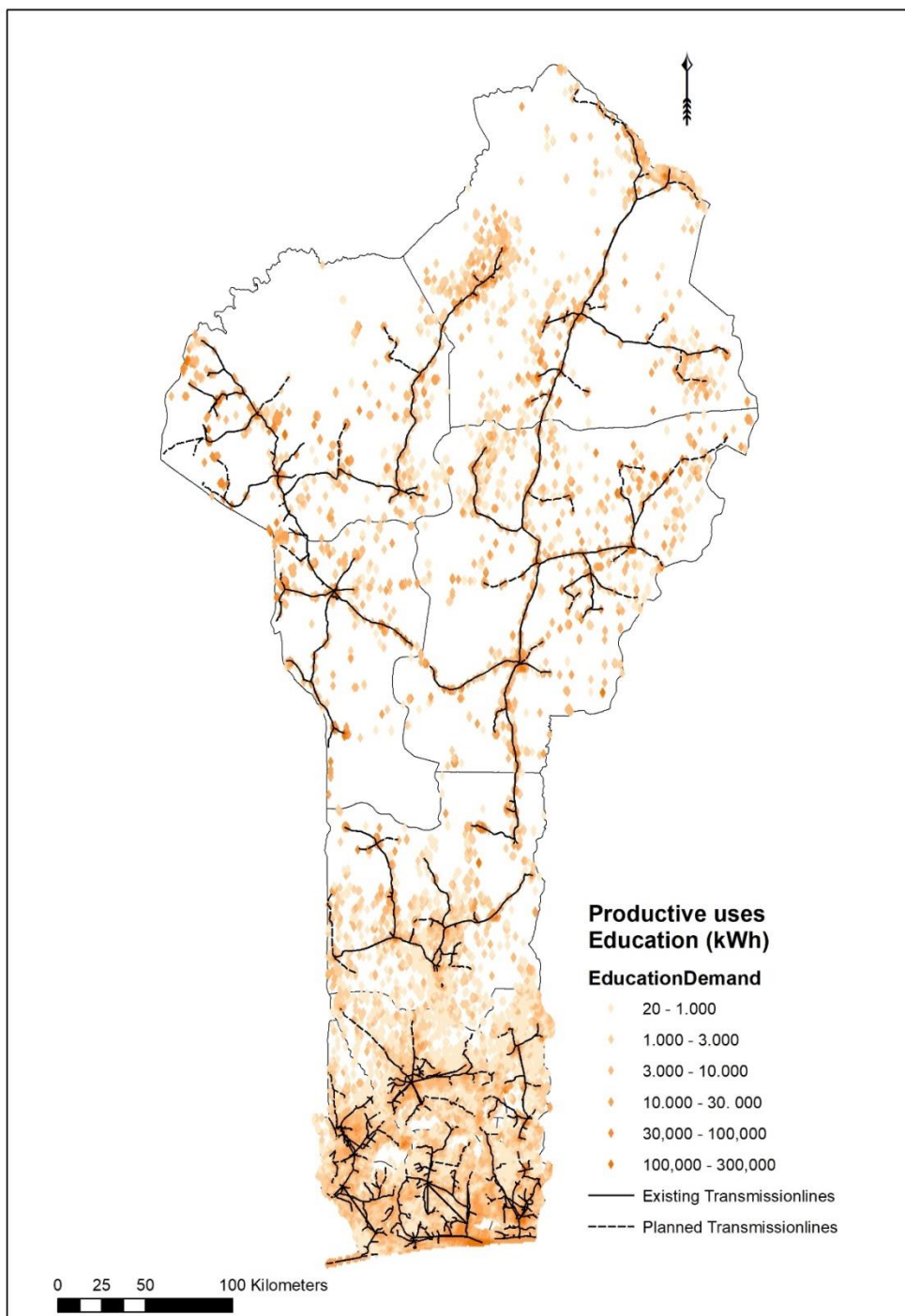


Figure 23. Demande annuelle d'électricité estimée par cellule pour les établissements d'éducation pour le niveau 3 de l'objectif d'accès à l'électricité.

## A.2 Etablissements de santé

En commençant par un jeu de données géospatiales sur la population contenant des informations sur le nombre de personnes vivant dans chaque localité, la demande en électricité des établissements de santé est déterminée dans cinq étapes principales :

1. Dans la première étape, le rapport entre l'objectif du nombre de lits d'hôpital et le nombre d'habitants est choisi par l'utilisateur entre cinq niveaux d'objectifs (voir le tableau 23 ci-dessous). Dans cette étude, il est supposé que le cible suit le niveau de l'objectif d'accès résidentiel à l'électricité.
2. Lorsque le niveau du rapport entre les lits et la population a été choisi, le nombre de lits d'hôpital dans chaque cellule est calculé à partir de la population et du rapport entre l'objectif du nombre de lits d'hôpitaux et la population.
3. Le type d'établissement de santé dans chaque cellule est déterminé à partir du type de localité basée sur la densité de population, comme indiqué dans le tableau 24 ci-dessous.
4. Les besoins énergétiques moyens par lit d'hôpital (kWh/lit d'hôpital/an) pour les quatre types d'établissements de santé examinés ont été obtenus de [45] et [46].
5. Enfin, la demande en électricité des établissements de santé dans chaque cellule est calculée en multipliant l'objectif du nombre de lits d'hôpital dans la cellule et les besoins énergétiques moyens par lit d'hôpital dans la cellule pour le type d'établissement de santé attendu.

Tableau 23. Rapport entre les lits d'hôpital et la population pour cinq niveaux

Niveau	Nombre de lits pour 10 000 personnes
1	10
2	20
3	30
4	40
5	50

Tableau 24. Demande d'électricité par lit d'hôpital selon le type de localité. L'hôpital est supposé être un hôpital moderne entièrement équipé se trouvant dans des centres urbains, d'où une demande en électricité nettement supérieure par lit d'hôpital par rapport aux cliniques de santé.

Type de localité	Densité maximale de population estimée (pop/km <sup>2</sup> )	Type de clinique de santé	Demande d'énergie par lit d'hôpital (kWh/an) [35, 36]
Hameau	50	Clinique de santé type 1	90
Village	880	Clinique de santé type 2	60
Ville	2 000	Clinique de santé type 3	43
Grande ville	>2 000	Hôpital	9 844

Figure 24 Evaluation préliminaire de la demande utilisant la méthode ci-dessus pour la demande en électricité des établissements de santé. Les résultats concernent le niveau 3 de l'objectif d'accès à la santé, correspondant à 30 lits d'hôpital par 10 000 personnes.

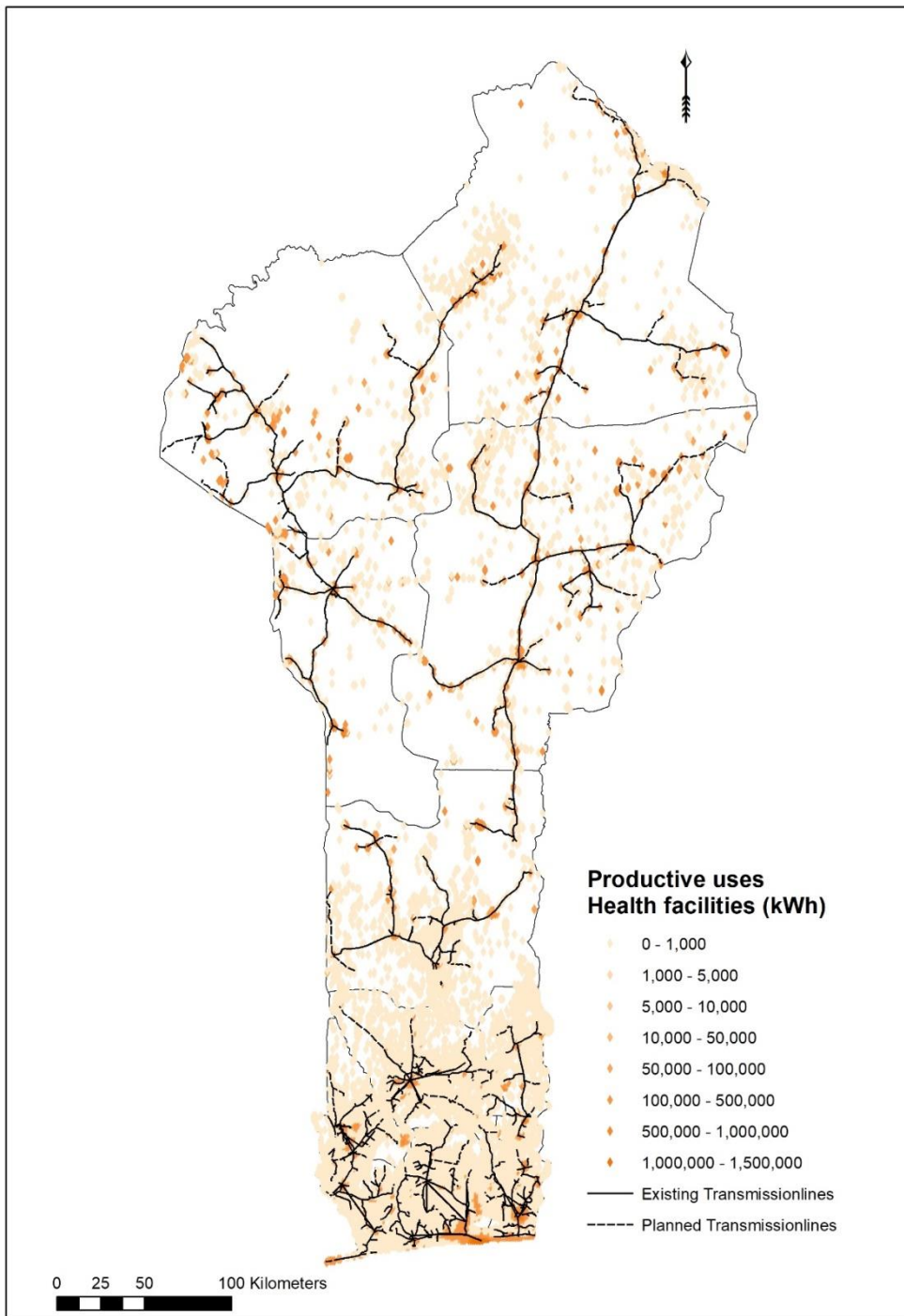


Figure 24. Demande annuelle d'électricité estimée par cellule des établissements de santé pour le niveau cible 3 de l'objectif d'accès à l'électricité.

### A.3 Limites de la méthodologie

La méthodologie proposée présente certaines limites importantes. Avant tout, à toutes les cellules du jeu de données sur la population a été attribuée une demande en électricité pour les établissements de santé et d'éducation. En réalité, ce n'est peut-être pas le cas, car la population peut recevoir ses services d'éducation ou de santé dans une localité voisine. Les demandes doivent plutôt être regroupées pour toutes les cellules voisines utilisant le même établissement de santé ou d'éducation. Cela peut faire augmenter le nombre de localités avec une intensité de demande plus élevée, pouvant convenir aux mini-réseaux ou à l'extension du réseau. Les développements futurs de la méthodologie incluront une telle option, soit en ajoutant les emplacements exacts de tous les établissements de santé et d'éducation dans la mesure du possible, ou en regroupant (en créant des pôles) sur la base de certaines autres conditions.

De plus, cette méthodologie est utilisée pour estimer la demande en électricité à cinq niveaux. Cela signifie que la méthode peut générer une estimation de la demande en électricité si ces objectifs sont atteints. Elle n'examine pas si les objectifs sont réalistes et ne devrait pas non plus être utilisée pour déterminer la demande exacte dans une localité spécifique, mais elle donne plutôt une idée générale de la demande d'un objectif spécifique dans tout le pays.

Enfin, la plupart des données de cette méthode reposent sur des valeurs générales rassemblées à partir de divers rapports et bases de données. Elles devraient être remplacées par des valeurs nationales là où de telles données peuvent être trouvées. Il y a plusieurs améliorations importantes qui devraient être approfondies. Comme mentionné précédemment, la possibilité de regrouper les demandes en électricité pour les établissements de santé et d'éducation devrait être prévue. En outre, des méthodes pour estimer la demande d'électricité à d'autres fins productives telles que l'agriculture et les entreprises doivent être développées.

## Annexe B. Facteurs de capacité dans le modèle OnSSET

Le facteur de capacité est une mesure du rendement énergétique d'une technologie de production électrique par rapport à sa capacité de production :

$$\text{Facteur de capacité} = \frac{\text{Production annuelle d'énergie réelle d'une source de production d'énergie}}{\text{Production annuelle potentielle d'énergie si elle fonctionne à la puissance nominale toute l'année}}$$

Le facteur de capacité prend une valeur comprise entre 0 et 1, car les technologies de production d'électricité déployées ne peuvent pas fonctionner à pleine capacité toutes les heures de l'année. Cela est dû à diverses raisons, notamment la maintenance et la disponibilité des ressources énergétiques. Des technologies d'énergies renouvelables qui dépendent des ressources énergétiques intermittentes peuvent seulement produire de l'électricité lorsque la ressource est disponible et peuvent par conséquent avoir des facteurs de capacité inférieurs. Dans le modèle OnSSET, le facteur de capacité est modélisé dans chaque localité en fonction des valeurs de disponibilité annuelle des ressources locales pour les technologies éoliennes et PV hors réseau. Quant aux technologies hors réseau hydroélectriques et diesel ainsi que le réseau centralisé, le facteur de capacité est plutôt un apport au modèle car elles ne dépendent pas autant des caractéristiques géospatiales. Le tableau 25 présente un résumé des facteurs de capacité utilisés dans cette étude.

Tableau 25. Facteurs de capacité utilisés dans le modèle OnSSET pour le Bénin

Type d'installation	Facteur de capacité
Mini-réseau gasoil	0.7
Mini-réseau hydroélectrique	0.5
Mini-réseau solaire	Obtenu pour chaque point du réseau en fonction de la disponibilité solaire
Mini-réseau éolien	Obtenu pour chaque point du réseau en fonction de la disponibilité du vent
Système diesel autonome	0.7
Système PV autonome	Obtenu pour chaque point du réseau en fonction de la disponibilité solaire
Réseau centralisé	0.9