



HAL
open science

Micro-réseaux d'électricité 100% solaire et isolés en Afrique. Eléments de dimensionnement, coût de l'électricité, dépendance au climat régional et au profil de demande

Nicolas Plain

► **To cite this version:**

Nicolas Plain. Micro-réseaux d'électricité 100% solaire et isolés en Afrique. Eléments de dimensionnement, coût de l'électricité, dépendance au climat régional et au profil de demande. Matériaux. Université Grenoble Alpes [2020-..], 2020. Français. NNT : 2020GRALU013 . tel-02928965

HAL Id: tel-02928965

<https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-02928965>

Submitted on 3 Sep 2020

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITE GRENOBLE ALPES

Spécialité : **Sciences de la Terre, de l'Univers, et de l'Environnement**

Arrêté ministériel : 25 mai 2016

Présentée par

Nicolas PLAIN

Thèse co-dirigée par **Benoit HINGRAY**, Chargé de Recherche, CNRS, Institut des Géosciences de l'Environnement (IGE), et par **Sandrine MATHY**, Directrice de Recherche, CNRS, Laboratoire d'Economie Appliquée de Grenoble (GAEL)

préparée au sein des Laboratoires
Institut des Géosciences de l'Environnement (IGE)
Laboratoire d'Economie Appliquée de Grenoble (GAEL)

dans l'École Doctorale **Terre Univers Environnement**

Micro-réseaux d'électricité 100% solaire et isolés en Afrique. Eléments de dimensionnement, coût de l'électricité, dépendance au climat régional et au profil de demande.

Thèse soutenue publiquement le **28 Mai 2020**,
devant le jury composé de :

Monsieur Philippe BLANC

Professeur, Directeur de recherche, Centre Observation, Impacts, Energie (O.I.E.), MINES ParisTech / ARMINES, Rapporteur

Monsieur Benjamin SULTAN

Directeur de Recherche IRD, IRD-ESPACE-DEV, Rapporteur

Madame Pascale TROMPETTE

Directrice de recherche CNRS ; Laboratoire PACTE, Grenoble, Présidente

Madame Magda MONER-GIRONA

PhD, Scientific Officer, JRC, European Commission, Directorate General Joint Research Centre, Examinatrice

Monsieur Patrick CRIQUI

Directeur de recherche émérite CNRS, Laboratoire d'Economie Appliquée de Grenoble, Examinateur

Monsieur Cheikh Mouhamed Fadel KEBE

Professeur, Centre International de Formation et de Recherche en Energie Solaire, Ecole Supérieure Polytechnique de Dakar, Examinateur

Madame Sandrine MATHY

Directrice de Recherche, CNRS, Laboratoire d'Economie Appliquée de Grenoble (GAEL), Co-directrice de thèse

Monsieur Benoit HINGRAY

Chargé de Recherche, CNRS, Institut des Géosciences de l'Environnement (IGE), Co-directeur de thèse

Monsieur David GUALINO

Ingénieur, Manager Emerging Technologies, Schneider Electric, Grenoble, Co-encadrant



RESUME

La réalisation commune de l'objectif du développement durable n°7 des Nations Unies visant à l'accès à une énergie propre et fiable pour tous d'ici 2030 et aux objectifs climatiques de l'accord de Paris nécessite le développement de micro-réseaux (MG), alimentés par des ressources énergétiques renouvelables locales, pour les zones isolées qui ne peuvent pas être connectées au réseau. C'est particulièrement le cas en Afrique subsaharienne où 600 millions de personnes, principalement dans les zones rurales reculées, n'ont pas accès à l'électricité. Cette thèse se concentre sur l'analyse des MG solaires non connectés au réseau (MGSI) pour répondre aux enjeux de la production d'électricité dans les zones isolées du continent africain. La faisabilité technico-économique propre à ces MG repose sur une forte adéquation temporelle entre la ressource solaire et la demande tout en limitant le coût de l'électricité fournie aux consommateurs.

Nous explorons d'abord la variabilité temporelle multi-échelle de la ressource solaire en Afrique et son implication sur le dimensionnement des MGSI, en utilisant des données satellitaires à haute résolution de l'irradiance horizontale globale pour une période de 21 ans (1995-2015). Les faibles valeurs de centiles de la ressource solaire donnent une première estimation de la taille de la surface des panneaux solaires nécessaire au MG pour obtenir une qualité de service donnée. Nous montrons que le dimensionnement habituel des MGSI basé sur la ressource solaire moyenne est sous-estimé. La prise en compte des périodes de faibles ressources conduit à surdimensionner la surface photovoltaïque (PV) d'un facteur 1,3 à 4. Avec un tel surdimensionnement, il est possible d'assurer une bonne qualité de service sans dépendre d'un volume de stockage important. Pour certaines zones, une flexibilité de la demande pendant les périodes de faibles ressources permettrait de réduire significativement le dimensionnement.

Nous analysons ensuite comment la saisonnalité potentielle de la demande électrique affecte la taille des MGSI, à travers l'analyse de la structure de co-variabilité entre la ressource solaire et la demande. Nous considérons que le MG doit répondre à une demande quotidienne totale d'au moins 95% des jours et à une variation saisonnière de la demande pouvant aller jusqu'à 30%. Alors que dans certaines régions d'Afrique, la taille requise pour répondre à la demande saisonnière est inférieure de 20% à ce qui est nécessaire pour répondre à la demande non saisonnière, elle peut également être supérieure de 20%. Nous explorons également dans

quelle mesure l'effet de l'angle d'inclinaison des panneaux PV pourrait réduire l'inadéquation offre-demande et le dimensionnement. Généralement, l'angle d'inclinaison est égal à la latitude. Pour une demande quotidienne constante, le gain de taille obtenu en optimisant l'angle d'inclinaison est inférieur à 4%, mais pour des schémas de demande saisonniers spécifiques, il peut atteindre 9%. Dans un certain nombre d'endroits, des enquêtes et des analyses ciblées pour estimer la structure temporelle de la demande pourraient entraîner des gains importants de la taille du MG.

Enfin, le coût de l'électricité nécessaire pour assurer une bonne qualité de service est un facteur déterminant du déploiement potentiel des MGSI. Nous évaluons la sensibilité du coût actualisé de l'électricité (LCOE) et de la configuration optimale MG (c'est-à-dire avec le LCOE le plus bas) aux coûts des panneaux PV, des batteries et à d'autres paramètres économiques. Si la sensibilité du LCOE aux coûts actualisés est évidemment importante, la configuration optimale (surface des panneaux PV et capacité de stockage) est très robuste. La configuration optimale est presque uniquement déterminée par la structure de co-variabilité temporelle entre la ressource et la demande. Elle est donc dépendante d'une part du climat régional, et d'autre part de la structure temporelle de la demande. La variable d'ajustement est essentiellement le surdimensionnement des panneaux PV, qui est basé sur les faibles jours de ressource solaire tandis que le stockage a pour fonction principale de gérer l'inadéquation entre demande et ressource au niveau infra-journalier. Un résultat intéressant est que le LCOE est significativement plus faible pour des utilisations productives de l'électricité par rapport aux utilisations domestiques uniquement du fait de la capacité de stockage inférieure requise pour les utilisations productives. Ces résultats ont des implications directes pour tous les acteurs opérationnels et institutionnels impliqués dans le déploiement de l'accès à l'énergie dans les zones reculées du continent africain.

ABSTRACT

The joint achievement of the United Nations sustainable development goal n°7 aiming at access to clean and reliable energy for all by 2030 and the climate objectives of the Paris agreement requires the development of microgrids (MG) powered by local renewable energy resources for isolated areas that cannot be connected to the grid. This is particularly the case in Sub-Saharan Africa where 600 million people, mainly in remote rural areas, do not have access to electricity. This thesis focuses on the analysis of solar MG not connected to the grid to meet the challenges of electricity generation in isolated areas in Africa. The socio-technical feasibility specific to these MG is based on a strong temporal adequacy between the solar resource and the demand while limiting the cost of the electricity supplied to the consumers.

We first explore the multiscale temporal variability of the local solar resource in Africa and its implication on the MG sizing, using high-resolution satellite data of global horizontal irradiance for a 21-year period (1995-2015). The low percentile values of the solar resource give a first guess on the size of the solar panels surface required for the microgrid to achieve a given quality service. We show that the usual sizing of microgrids based on the average solar resource is underestimated. Taking into account low resources periods leads to oversizing the photovoltaic (PV) surface by a factor of 1.3 to 4. With such an oversizing, it is possible to ensure a good quality of service without relying on a large amount of storage. For certain areas, some demand flexibility during low resource periods would make it possible to reduce significantly the sizing.

We then analyze how the potential seasonality of electricity demand impacts the size of fully solar-powered microgrids, through the analysis of the co-variability structure between solar resource and demand. We consider that the MG has to meet total daily demand at least 95% of days and a seasonal variation in demand of up to 30%. While in some parts of Africa the size required to meet seasonal demand is 20% lower than what is needed to meet non-seasonal demand, it may also be 20% higher. We also explore to what extent the effect of PV panels tilt angle could reduce the resource supply-demand mismatch and the sizing. Usually the tilt angle is equal to the latitude. For a constant daily demand, the gain in size achieved by optimizing tilt angle is generally less than 4%, but for specific seasonal demand patterns, it may reach 9%. In a number of locations, focused surveys and analysis to estimate the temporal structure of demand would nevertheless yield significant gains in MG size.

Finally, the cost of electricity required to ensure a good quality of service is a determining factor of the potential deployment of solar MG. We evaluate the sensitivity of the levelized cost of electricity (LCOE) and of the MG optimal configuration (i.e. with the lowest LCOE) to solar panels and battery costs and to other economic parameters. If the sensitivity of the LCOE to updated costs is obviously large, the optimal configuration (surface of PV panels and storage capacity) is very robust. The optimal configuration is almost only determined by the temporal co-variability structure between the resource and the demand. It is thus dependent on the one hand on the regional climate, and on the other hand on the temporal structure of the demand. The adjustment variable is essentially the PV panels oversizing, which is based on the low solar resource days while storage has the main function of managing the resource-demand mismatch at sub daily level. One interesting result is the significantly lowest LCOE to ensure productive uses compared to domestic uses only because of the lower storage capacity required for productive uses. Such results have direct implications for all operational and institutional actors involved in the deployment of energy access in remote areas in Africa.

REMERCIEMENTS

ET voilà, nous y sommes, à l'écriture de cette fameuse section remerciements, après trois années incroyables passées à travailler sur ces magnifiques sujets avec des personnes formidables !

Ce travail de thèse n'aurait pas été possible sans l'ensemble des personnes qui, tout au long de ces trois années, m'ont conseillé, challengé, questionné, soutenu et inspiré. La liste de ces personnes est aussi longue que le plaisir que j'ai eu à échanger avec elles pour avancer sur nos réflexions et produire le travail qui est présenté dans ce manuscrit. Ne pouvant mentionner tout le monde dans cette courte section, je commence donc par exprimer ma sincère gratitude envers tous ceux qui se reconnaissent dans cette description.

Je remercie bien évidemment mes deux directeurs de thèse : Sandrine et Benoit ! Vous avez été tout au long de ces trois années d'une très grande disponibilité et bienveillance pour m'encadrer et me soutenir tout au long de ce travail. C'est une vraie chance d'avoir pu évoluer dans un tel cadre et je vous en remercie encore une fois. Vos conseils, votre pédagogie, votre expérience et votre capacité à travailler en interdisciplinaire m'ont permis de mener à bien ce projet de recherche dans les meilleures conditions. Après avoir passé des mois à coconstruire ce sujet ensemble, et quelques étapes à franchir pour enfin pouvoir débiter (certaines plus difficiles que les autres), je vous suis très reconnaissant pour votre pugnacité et votre volonté d'initier ce travail de recherche interdisciplinaire, essentiel sur ces sujets, et le pérenniser avec la suite de ces travaux.

Je souhaite ensuite remercier particulièrement mes deux encadrants de Schneider Electric qui ont permis la création de ce sujet : David et Thomas ! Je me souviens encore de notre premier appel avec Thomas qui me présentait les trois piliers du programme accès à l'énergie alors que nous étions perdus au fin fond du Danemark pour essayer de trouver un décollage de parapente ! Je me souviens aussi du premier entretien avec David, qui, pour me montrer la robustesse des produits Schneider, lâche de sa hauteur la fameuse lampe solaire Mobyja et la rattrape avec un grand sourire juste après le rebond en me disant « tu vois elle marche encore » ! Vous avez à chaque fois pris le temps de m'expliquer, de m'accompagner et de m'impliquer dans tous les projets, réunions et missions qui pouvaient me permettre d'enrichir la réflexion pour conduire ces travaux de recherche. Vous m'avez aussi fait confiance et laissé une grande autonomie et liberté pour conduire mes projets de recherche mais aussi

pour réfléchir sur des sujets connexes que je souhaitais explorer. Pour tout cela je vous suis très reconnaissant.

Un grand merci à tous les quatre d'avoir joué le jeu de l'interdisciplinarité et l'inter-institution en faisant certes des compromis mais qui nous conduisent in-fine à initier des collaborations pérennes pour agir concrètement sur ces sujets. Comme le dit ce proverbe africain : « Tout seul on va plus vite, ensemble, on va plus loin ».

Merci aussi à cette formidable et attachante équipe accès à l'énergie de Schneider Electric et plus largement à toutes les personnes du développement durable ! Vous m'avez intégré dès le premier jour et nous avons passé ensemble des moments inoubliables. Que ce soit à Grenoble, à Paris ou lors de nos missions en Inde, au Sénégal, au Bénin, au Kenya / Tanzanie et au Nigéria, j'ai appris grâce à vous plus que je n'aurais pu l'imaginer en trois ans sur ces sujets. Vous m'avez permis de mieux comprendre les réalités du terrain, les différents acteurs en place et comment tout cela s'articule pour que nous puissions tout faire pour accélérer avec eux l'accès à l'électricité de façon renouvelable dans les zones les plus reculées. Je me souviens de ces premiers déplacements aux alentours de Bangalore pour voir comment fonctionne un micro-réseau sur le terrain, qui d'un temps de trajet de 1h se transforme en 2 puis 3 puis finalement on va rester dormir ici ! Aujourd'hui, je mesure encore plus la chance que j'ai eue de travailler avec une équipe réellement internationale et ce mélange de cultures qui lui donne sa force et son énergie.

Merci à la magnifique équipe Emerging Technologies et plus généralement toutes les équipes de R&D de Schneider avec lesquelles j'ai pu échanger, qui ont su prendre le temps de partager leur expertise pour répondre à mes questions et me guider dans ces travaux. Nous avons une chance formidable de compter parmi ces équipes des experts aussi brillants que modestes qui inventent chaque jour de nouvelles solutions / architectures pour permettre une consommation et une gestion plus efficace de l'énergie et participent ainsi concrètement à la lutte contre le dérèglement climatique. Je suis encore plus heureux aujourd'hui en voyant la volonté de ces experts de donner de leur temps pour transformer plus largement nos sociétés en participant par exemple à des initiatives comme celle de la fondation Solar Impulse pour labelliser 1000 solutions à la fois rentables et bonnes pour l'environnement. Alors encore une fois merci et continuons ensemble sur ce chemin !

Je souhaite aussi remercier les équipes de recherche des deux laboratoires, l'Institut des Géosciences pour l'Environnement et le Laboratoire d'Economie Appliqué de Grenoble, avec lesquelles j'ai eu un réel plaisir à échanger, débattre et grandir lors de ces trois années. Ces discussions m'ont permis de préciser les questions scientifiques et d'orienter mes travaux de recherche en lien avec les sujets traités par les autres équipes. Plus largement, merci pour les discussions que nous avons pu partager sur des sujets plus larges, notamment en lien avec le dérèglement climatique et la transition écologique et sociale, qui m'ont permis de les aborder sous d'autres prismes. Merci aussi à ceux qui s'investissent pour rassembler l'ensemble des chercheurs et acteurs qui travaillent sur ces sujets. Je pense par exemple à cette magnifique école d'été 2° qui réunit le temps d'une semaine sur le plateau d'Autrans des chercheurs mais aussi des fonctionnaires, maires, étudiants, citoyens et autres acteurs qui œuvrent pour la lutte contre le dérèglement climatique. Nos discussions jusqu'à tard dans la nuit autour d'un babyfoot nous permettront, j'en suis sûr, de changer le monde.

Plus généralement, merci à toutes les personnes que j'ai pu rencontrer grâce à ces trois années passées sur ces sujets. L'écosystème en lien avec l'accès à l'électricité dans les zones rurales sur le continent Africain ou Asiatique est très riche et attachant. Il rassemble des personnes passionnées par ce qu'elles font, qui investissent toute leur motivation et leur énergie pour faire avancer ces sujets et c'était un réel plaisir de se retrouver à chaque fois dans nos différentes réunions, conférences ou

événements. C'est une vraie chance d'avoir pu travailler et évoluer à vos côtés en échangeant sur vos visions et expériences, que ce soit dans un hôtel d'une grande ville ou au fin fond de la brousse après avoir traversé avec une petite moto un pont aussi haut que fragile !

Par ailleurs, un grand merci à tous les copains ! Merci à vous d'être toujours là pour sortir, rigoler, voler, skier (même si la saison a été plus courte que prévue) et partir à l'Aventure ! C'est à chaque fois un grand bol d'air, essentiel pour garder cette motivation et cette énergie pour m'investir sur ces sujets. Nous avons partagé des moments uniques pendant ces trois dernières années qui ont été riches en émotions et seront gravés à jamais dans notre mémoire. Que ce soit cette journée incroyable posé au sommet du Mont Blanc à discuter en short / tongs à plus de 4800 mètres, des sorties ski improvisées aux 7 Laux à la dernière minute avec plus de 50cm de powpow, des après-midi « Combo » avec ski / parapente et speedriding, des traversées de plus de 20h en ski de randonnée ou tout simplement des petits vols / rando au coucher du soleil au-dessus de Chamrousse, merci à tous de rendre cela possible ! Et, heureusement, ce n'est pas près de s'arrêter !

J'ai aussi une forte reconnaissance envers ma famille qui m'a apporté son soutien depuis toujours et a été indispensable pour me permettre d'arriver là où je suis aujourd'hui. Que ce soit pour me conseiller dans mes choix et orientations, pour me transmettre des valeurs essentielles, pour me faire découvrir différents sujets et pratiques, pour m'accueillir lors de mes escapades parisiennes ou tout simplement pour relire ce manuscrit ! Vous avez toujours été là et ça compte énormément pour moi, alors merci du fond du cœur !

Merci Charlotte pour m'avoir soutenu tous les jours, et notamment lors des derniers mois avec la rédaction finale. Ta joie de vivre, tes conseils, ta motivation pour partir à l'Aventure à côté de la maison, créer des danses tiktok, suivre un programme d'entraînement sportif indoor et bien sûr tes talents pour cuisiner des fondants au chocolat comme personne m'ont vraiment été très utiles pour terminer cette rédaction !

Enfin un grand merci au confinement ! Tu m'as permis de me focaliser sur la finalisation du manuscrit comme jamais auparavant. Grâce à toi, je savais que, même si de petits cumulus bourgeonnants fleurissaient partout au-dessus de la Chartreuse du Vercors ou de Belledonne (avec des plafonds à plus de 3000 mètres !), je pouvais me concentrer paisiblement sur la rédaction de ce manuscrit.

TABLE DES MATIERES

RESUME	1
ABSTRACT	3
REMERCIEMENTS.....	5
TABLE DES MATIERES.....	8
ABREVIATIONS	11
Chapitre I : Les enjeux de l'accès à l'énergie dans les zones rurales d'Afrique subsaharienne.....	13
1. L'accès à des formes modernes d'énergie, une condition nécessaire au développement humain.....	13
2. Les chiffres de l'accès à l'électricité dans le monde.....	14
3. Les objectifs du développement durable de l'ONU	16
4. L'intermittence des énergies renouvelables	18
Chapitre II : Caractérisation des consommateurs et de leurs besoins en électricité : quels enjeux ?	20
1. Catégories de consommateurs et niveaux d'accès à l'électricité.....	20
2. La problématique de la qualité de service	22
3. Les usages de l'électricité et la variabilité temporelle associée.....	24
3.1. Ordre de grandeur des consommations	25
3.2. Exemple d'une courbe de charge dans un village donné.....	26
3.3. Différences entre données mesurées et données d'enquêtes	28

4. Evolution des usages et dynamique des usagers après électrification : quel impact à moyen terme sur la courbe de charge ?.....	29
---	----

Chapitre III : Les systèmes de production durables d'électricité pour les populations rurales d'Afrique subsaharienne..... 31

1. L'histoire du développement des systèmes électriques dans les pays du Nord.....	31
2. Les différents systèmes pour fournir l'accès à l'électricité dans les zones rurales d'Afrique subsaharienne	33
2.1. Présentation	33
2.2. Les sources d'énergie existantes pour produire l'électricité	35
3. Comment choisir le meilleur système pour fournir l'accès à l'électricité dans une zone donnée ?.....	39
4. Estimer la ressource solaire et sa variabilité : un enjeu pour le déploiement du photovoltaïque	41
Conclusion	44

Chapitre IV : Caractérisation et déterminants des coûts d'un micro-réseau solaire 46

1. Les coûts d'un micro-réseau solaire et solaire hybride.....	46
1.1. Les panneaux solaires photovoltaïques	47
1.2. Les batteries	48
1.3. Les autres coûts	48
1.4. Bilan des coûts des différents composants	48
1.5. Le temps de retour sur investissement.....	49
1.6. Incertitudes sur les coûts et robustesse du dimensionnement	49
2. L'enjeu de la durée de vie des micro-réseaux solaires.....	50

Chapitre V : Problématique de la variabilité multi-échelle de la ressource solaire sur le continent africain et robustesses des configurations de MGSI optimales associées..... 52

1. Questions scientifiques associées à notre travail.....	52
2. Enjeux	53
3. Ressource solaire et variabilité spatio-temporelle sur le continent africain	54
3.1. Variabilité saisonnière	55
3.2. Variabilité infra-journalière haute fréquence	56
3.3. Variabilité jour à jour.....	57
3.4. Variabilité interannuelle.....	58
4. Impact de la ressource solaire et sa variabilité sur le dimensionnement du micro-réseau	59

4.1.	Effet de l'angle d'inclinaison sur la variabilité.....	61
4.2.	Robustesse du dimensionnement optimal et du coût actualisé de l'électricité	63
5.	Description du système générique considéré pour les trois articles	64
	Conclusion	66
	Chapitre VI : Prise en compte des jours de faibles ressources solaires pour dimensionner des micro-réseaux 100% solaires isolés en Afrique.....	67
	Chapitre VII : Effet d'une demande saisonnière et de l'angle d'inclinaison optimal sur le dimensionnement des micro-réseaux 100% solaires isolés en Afrique.....	79
	Chapitre VIII : Robustesse des calculs de LCOE pour les micro-réseaux 100% solaires isolés en Afrique	106
	CONCLUSION ET PERSPECTIVES.....	138
1.	Synthèse des travaux	139
1.1.	Prédimensionnement	139
1.2.	Demande : importance de la structure temporelle (intrajournalière et saisonnière).....	140
1.3.	Grande robustesse vis-à-vis des paramètres économiques (coût total des panneaux PV et batteries)	140
2.	Perspectives.....	141
2.1.	Ce n'est pas seulement une histoire de « données »	141
2.2.	Systèmes de micro-réseaux hybrides (sources / usages) et complémentarité des ressources renouvelables	146
	REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	147
	ANNEXES.....	159
	Annexe 1 : tableau des puissances des différents moyens de production de l'électricité avec les facteurs de charge associés.....	160
	Annexe 2 : tableau des différents critères de qualité de service utilisés dans la revue de littérature de [al2017review].....	161

ABBREVIATIONS

95DS	95 Demand Satisfied
AIE	Agence Internationale de l'Energie
BHI	Beam Horizontal Irradiation
BSRN	Baseline Surface Radiation Network
CCNUCC	Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques
DHI	Diffuse Horizontal Irradiance
DJF	Décembre Janvier Février
ERV	Energie Renouvelable Variable
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program
ESRA	European Solar Radiation Atlas
FC	Facteur de charge
GHI	Global Horizontal Irradiance
GTI	Global Tilted Irradiance
HeQ	Qualité de service hétérogène
IRENA	Agence internationale pour les énergies renouvelables
JJA	Juin Juillet Aout
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-heure

LCOE	Levelized Cost of Energy
LOLR	Loss of Load Risk
LPSP	Loss of Power Supply Probability
MAM	Mars Avril Mai
MFG	Meteosat First Generation
MGSI	Microréseaux solaires isolés
MJ	Méga Joule
MSG	Meteosat Second Generation
MW	Méga Watt
ODD	Objectifs du Développement Durable
ONU	Organisation des Nations unies
P5	Percentile 5
PQR	Power Quality and Reliability
PV	Photovoltaïque
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
SHS	Solar Home System
SODA	Solar Radiation Data
SON	Septembre Octobre Novembre
UL	Unmet Load
W	Watt
Wc	Watt crête
Wp	Watt peak

Les enjeux de l'accès à l'énergie dans les zones rurales d'Afrique subsaharienne

Il existe, en ce début des années 2020, encore un fort déficit d'accès à des formes modernes d'énergie, notamment à l'électricité, dans certaines parties du monde et principalement en Afrique subsaharienne. L'objectif n°7 dans le cadre Objectifs du Développement Durable (ODD) vise à répondre à cet enjeu de généraliser l'accès à des formes modernes d'énergie. Or, ces ODD sont à considérer également dans le contexte de l'Accord de Paris sur le climat [1]. En effet, il vise à limiter le réchauffement global en dessous de 2°C et le plus proche possible de 1,5°C, ce qui nécessite d'atteindre la neutralité carbone dès la seconde moitié du siècle [2]. La durée de vie des infrastructures énergétiques est de l'ordre de quelques décennies pour des centrales thermiques et donc les choix faits aujourd'hui sont déterminants pour les émissions issues de ce secteur dans les prochaines années. Ainsi la généralisation de l'accès à des formes modernes d'énergie et notamment de l'électricité doit se faire le plus possible à l'aide des énergies renouvelables.

1. L'accès à des formes modernes d'énergie, une condition nécessaire au développement humain

Le programme des Nations Unies pour le développement [3] définit la notion de « développement humain » comme le processus visant à élargir au maximum les possibilités offertes aux êtres humains pour améliorer leurs conditions d'existence et pour connaître le bien-être sur un territoire donné : possibilités d'accéder aux revenus et à l'emploi, à l'éducation et aux soins de santé et à un environnement ne présentant pas de danger, possibilité de participer pleinement aux décisions de la communauté et de jouir des libertés humaines, économiques et politiques.

L'accès à l'électricité et plus largement à l'énergie a des liens très forts avec le développement humain. Une vaste littérature a exploré les relations causales entre accès à l'énergie et niveau de développement [4, 5, 6, 7, 8] [9]. Les dimensions du développement impactées par l'accès à l'électricité sont nombreuses. [9, 6] montrent les liens directs entre réduction de la pauvreté et usages de l'électricité. L'accès à l'électricité impacte positivement la santé humaine [10, 11] grâce au

remplacement des lampes à pétrole dans les foyers, à l'alimentation en énergie des dispensaires, au développement d'activités productives à forte valeur ajoutée comme le pompage de l'eau, l'accès aux systèmes de réfrigération, les machines agricoles pour broyer le riz etc. Une autre retombée concerne l'éducation en permettant aux enfants de continuer à étudier une fois la nuit tombée ou d'accéder à d'autres types de matériels pédagogiques [9, 12, 13, 14].

Un lien très important est aussi celui entre accès à l'électricité et égalité des sexes. En effet, ce sont souvent les femmes qui sont en charge de la plupart des activités domestiques nécessitant de l'énergie comme la collecte du bois ou le travail que pourraient faire des machines agricoles (broyage du riz par exemple). Ces activités occupent une part importante de leur temps qui pourrait être utilisé pour d'autres activités à plus forte valeur ajoutée comme l'éducation des plus jeunes ou la mise en place d'activités productives comme la vente de produits. Par exemple, au Burkina Faso [15] montre que l'accès à l'électricité permet aux femmes de dégager dans la semaine six heures qu'elles peuvent consacrer à d'autres activités. La prise en compte du genre dans les projets d'électrification, en donnant plus de pouvoir aux femmes permet non seulement de réduire la pauvreté plus efficacement, d'améliorer les raccordements au réseau mais aussi de favoriser l'égalité professionnelle ([16]). Ainsi, dans certaines zones d'Afrique du Sud, l'emploi des femmes aurait augmenté de 13,5 millions après électrification de ces zones, en les ayant impliquées au préalable dans le processus [17]. L'accès à de nouvelles activités génératrices de revenu modifie le rapport homme / femme dans le foyer ce qui permet aux femmes d'avoir un pouvoir de négociation plus important [18].

D'autre part, l'accès à l'électricité permet une plus grande résilience des populations face aux effets du dérèglement climatique. Par exemple, [19] montre les effets positifs de l'électricité sur les capacités d'adaptation aux aléas climatiques en prenant l'exemple des pompes à eau alimentées par l'électricité qui permettent une plus grande résilience face aux sécheresses mais aussi l'augmentation de la productivité des surfaces agricoles [20].

Ainsi, le développement humain doit pouvoir s'appuyer sur une fourniture en électricité. Or, dans le monde, encore beaucoup de personnes n'y ont pas accès aujourd'hui.

2. Les chiffres de l'accès à l'électricité dans le monde

En 2017, d'après le World Energy Outlook [21], 840 millions d'habitants de la planète n'ont toujours pas accès à l'électricité. De 1990 à 2017, la population a augmenté de 40% et la part de la population ayant accès à l'électricité est passée de 72% à 89% [21].

La plupart des personnes qui n'y ont pas accès vivent dans des pays d'Afrique subsaharienne et, dans une moindre mesure, d'Asie du Sud-Est (Figure 1).

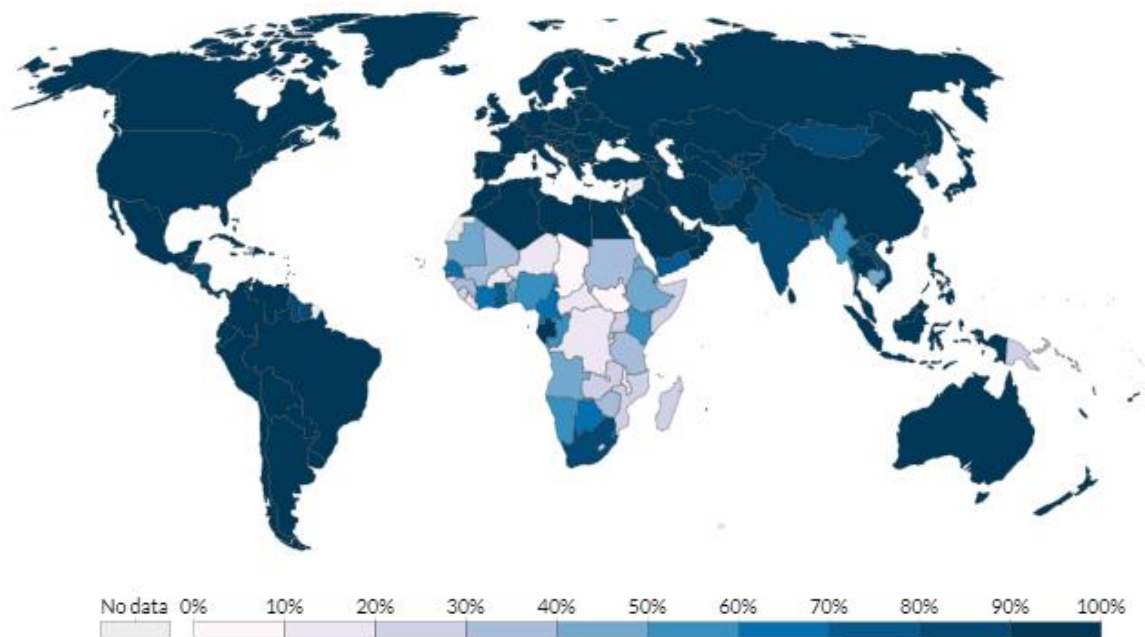


Figure 1: part de la population avec accès à l'électricité en 2016 [22]

Depuis 2010, on observe une nette progression dans les pays d'Asie avec des taux d'électrification qui atteignent jusqu'à 98% en 2017. Par contre, le nombre de personnes en Afrique subsaharienne sans accès à l'électricité a presque constamment augmenté depuis 1990 (Figure 2) [22].

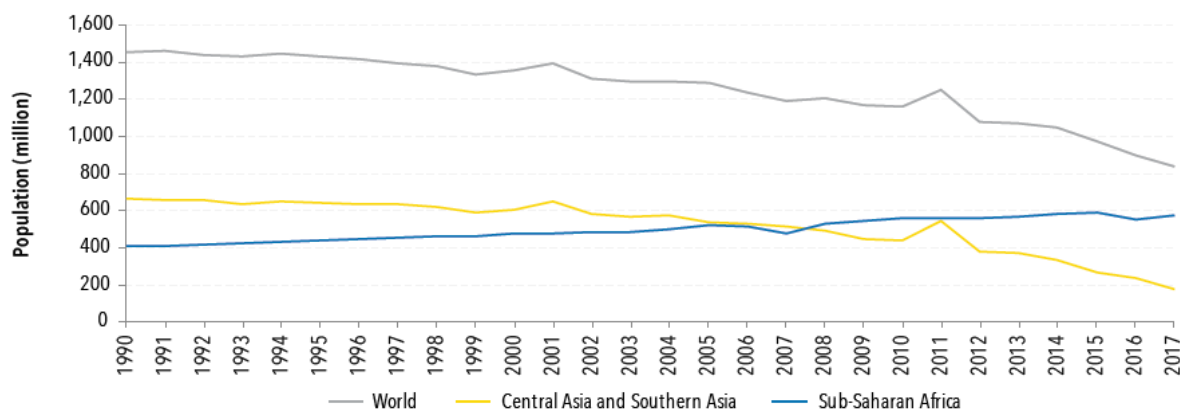


Figure 2: évolution du nombre de personnes n'ayant pas accès à l'électricité (millions de personnes), 1990-2017 [22]

Plus d'une personne sur deux qui n'a pas accès à l'électricité dans le monde habite sur ce continent (573 millions de personnes au total) qui abrite également les 20 pays ayant les taux d'électrification les plus faibles. Le Burundi, le Tchad, le Malawi, la République démocratique du Congo et le Niger étaient les quatre pays avec les taux d'électrification les plus faibles en 2017. Le World Energy Outlook 2018 [23] souligne les efforts importants à faire sur le continent africain pour atteindre les objectifs puisque d'après les projections actuelles de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) dans le « new policies scenario » [23], la part de personnes sans accès à l'électricité sera encore de 40% en 2030.

Parmi ces 573 millions de personnes sans accès à l'électricité, plus de 80% vivent dans des zones rurales [24]. Ceci est particulièrement le cas en Afrique avec de fortes disparités entre le niveau d'électrification en zones rurales et en milieux urbains (Figure 3 tirée de [25]).



Figure 3: taux d'accès à l'électricité en zones urbaines (à gauche) et rurales (à droite) en 2015

Fournir l'accès de tous à des services électriques fiables et modernes, à un coût abordable apparaît donc comme un enjeu majeur dans les zones rurales d'Afrique subsaharienne. Des grands programmes internationaux ont été mis en place pour essayer d'y répondre à moyen terme.

3. Les objectifs du développement durable de l'ONU

Les objectifs du développement durable (ODD) (Figure 4) ont été adoptés par l'Organisation des Nations unies (ONU) en Septembre 2015 après une négociation de deux ans entre les gouvernements et la société civile [26] [27]. Ces ODD sont au nombre de 17 et définissent 169 cibles communes pour tous les pays engagés dans ce processus à l'horizon 2030. Ils remplacent les objectifs du millénaire [28] pour le développement, qui avaient pour horizon temporel 2015.

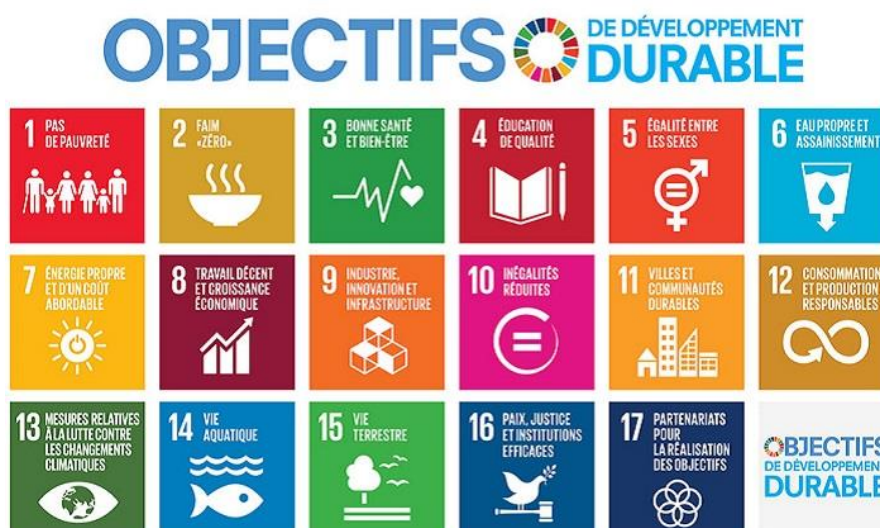


Figure 4: les 17 objectifs du développement durable de l'ONU [27]

Ces 17 objectifs ont pour but de répondre à trois grands objectifs d'ici 2030 pour construire un monde plus durable :

1. Eradiquer la pauvreté sous toutes ses formes et dans tous les pays ;
2. Protéger la planète ;
3. Garantir la prospérité pour tous.

Du fait de leur forte ambition eu égard à l'état actuel du monde, la possibilité d'atteindre et donc la crédibilité de ces ODD font débat dans la communauté scientifique et entre les différents acteurs [29]. Ils sont néanmoins très utiles pour guider les grandes orientations des différents acteurs du monde socio-économique et les pousser à les décliner en objectifs concrets avec des délais précis.

L'ODD portant sur les enjeux énergétiques est l'objectif numéro 7 : *garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables et modernes, à un coût abordable*. Les services énergétiques sont ceux qui regroupent tous les types de services qui requièrent l'utilisation d'énergie pour fonctionner, allant des besoins en éclairage au fonctionnement des machines agricoles ou industrielles.

L'ODD 7 fixe comme objectif en 2030 que ces services soient :

- **Fiables** c'est-à-dire que l'énergie doit être disponible lorsque les personnes en ont besoin ;
- **Modernes** : Il n'y a actuellement pas de définition formelle au niveau international de ce qu'est une énergie moderne. Néanmoins ceci renvoie, par opposition à énergie traditionnelle ou informelle à des formes d'énergie ayant un bon rendement énergétique, un impact environnemental limité et une facilité d'usage : l'électricité, les combustibles liquides (éthanol, diesel, essence etc.), les combustibles sous forme de gaz (gaz naturel etc.) et les combustibles sous forme solides uniquement s'ils sont associés à des technologies modernes (comme la biomasse, le charbon etc.) [30] ;
- **À un coût abordable** : un prix accessible de l'énergie qui n'entraîne pas un poids excessif des dépenses énergétiques dans le budget des ménages.

L'objectif est donc double : moderniser les services énergétiques déjà existants ET apporter l'accès à l'énergie dans les territoires non desservis. Dans ce contexte, l'énergie électrique a un rôle privilégié à jouer car c'est une forme d'énergie transformée qui offre une grande facilité d'usage et qui peut être produite de manière « propre » [31].

Bien qu'il soit le seul des 17 objectifs mentionnant explicitement l'énergie, sur les 169 cibles des 17 ODD, 113 requièrent des actions sur le système énergétique et 143 cibles présentent des synergies avec l'ODD n°7 [32]. Ces objectifs sont très ambitieux par rapport à l'état actuel du monde. En effet, le dernier rapport datant de 2019 de suivi des objectifs de l'ODD n°7 [33] montre les évolutions relatives à ces cinq grands objectifs de 2010 à 2017 (dernière année où les chiffres sont disponibles).

Les cibles de l'ODD n°7 sont les suivantes comme décrit dans [27] :

- « 7.1 D'ici à 2030, garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables et modernes, à un coût abordable »

En 8 années, le taux d'électrification dans le monde est passé de 83% en 2010 à 89% en 2017, soit 920 millions de personnes qui ont accédé à une fourniture d'électricité. Néanmoins, 840 millions de personnes, dont la majeure partie réside en Afrique subsaharienne [33], n'ont toujours pas accès à l'électricité [21].

Pour ce qui concerne les usages énergétiques pour la cuisson des aliments, la part de la population mondiale ayant accès à des combustibles et des technologies propres est passée de 57% en 2010 à 61% en 2017 [33]. Néanmoins, du fait d'une croissance démographique importante sur cette période [34][34] le nombre de personnes sans accès à ces technologies et combustibles propres reste pratiquement constant (2,96 à 2,90 milliards).

- « 7.2 D'ici à 2030, accroître nettement la part de l'énergie renouvelable dans le bouquet énergétique mondial »

La part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie n'a progressé que d'un point de pourcentage de 2010 à 2017 (de 16,6% à 17,5% [33]) avec une augmentation importante de l'utilisation de l'énergie électrique pour alimenter les usages finaux. Cette part d'énergies renouvelables reste limitée, notamment à cause de barrières politiques financières, réglementaires et technologiques.

- « 7.3 D'ici à 2030, multiplier par deux le taux d'amélioration de l'intensité énergétique primaire mondiale »

Enfin, en ce qui concerne l'efficacité énergétique définie par le taux d'amélioration de l'intensité énergétique primaire mondiale (rapport de la consommation d'énergie au produit intérieur brut), des efforts significatifs ont été faits puisqu'entre 2010 et 2017 celle-ci a diminué de 5,9 à 5,1 MJ/USD [33]). Ces efforts doivent être poursuivis pour atteindre les objectifs fixés par l'ODD n°7 en 2030.

- « 7.a D'ici à 2030, renforcer la coopération internationale en vue de faciliter l'accès à la recherche et aux technologies relatives à l'énergie propre, notamment l'énergie renouvelable, l'efficacité énergétique et les nouvelles technologies relatives aux combustibles fossiles propres, et promouvoir l'investissement dans l'infrastructure énergétique et les technologies relatives à l'énergie propre »
- « 7.b D'ici à 2030, développer les infrastructures et améliorer les technologies afin d'approvisionner en services énergétiques modernes et durables tous les habitants des pays en développement, en particulier des pays les moins avancés, des petits États insulaires en développement et des pays en développement sans littoral, dans le respect des programmes d'aide qui les concernent »

4. L'intermittence des énergies renouvelables

Pour atteindre la neutralité carbone dès la seconde moitié du siècle en accord avec les objectifs de l'Accord de Paris et mettre en œuvre dès à présent des trajectoires de long terme de développement sobres en carbone (article 4.19 CCNUCC, 2015), l'accès à l'électricité doit s'appuyer au maximum sur le déploiement des énergies renouvelables telles que le solaire, l'éolien et l'hydroélectricité.

Or ces énergies renouvelables sont souvent fortement variables dans le temps. Elles sont souvent aussi intermittentes, ne produisent de l'électricité que lorsque les conditions hydrométéorologiques le

permettent. Il n'est par exemple pas possible de produire de l'électricité solaire pendant la nuit ou à partir d'une éolienne lorsque le vent est nul.

L'intermittence des ressources renouvelables impacte directement la régularité de la production électrique et en corollaire la fiabilité du service électrique qu'il est possible de fournir à l'utilisateur final. C'est potentiellement critique si les systèmes de production intègrent une grande part d'énergies renouvelables intermittentes.

Le facteur de charge est un indicateur utile pour caractériser le degré d'intermittence des différents moyens de production. Celui-ci traduit le taux d'utilisation effectif de la puissance disponible théorique pour un système de production renouvelable donné (e.g. ferme solaire, ferme éolienne, centrale hydroélectrique au fil de l'eau). Il est défini, pour le système considéré, comme le rapport entre le nombre d'heures de fonctionnement en équivalent pleine puissance et le nombre d'heures total sur une année (8760 h/an). Sur une période donnée, et pour une même puissance installée, un système avec faible facteur de charge produira donc moins d'énergie qu'un système avec facteur de charge élevé.

Par exemple, le facteur de charge des panneaux PV est faible (environ 10 à 20% voire 30% pour les meilleures localisations) comparé à d'autres moyens de production d'électricité (85% pour des centrales thermiques à flamme par exemple) [35]. Le tableau présenté en annexe 1 donne des ordres de grandeur par rapport aux différents moyens de production et leurs facteurs de charge associés.

Néanmoins, au-delà du facteur de charge, l'équilibre nécessaire à chaque instant entre la production d'électricité et la demande, notamment dans le cadre de systèmes décentralisés, nécessite de mieux caractériser à la fois l'intermittence de ces ressources renouvelables et les profils temporels de demande, et au-delà, leur degré d'adéquation ou d'inadéquation. Ceci constitue en effet une condition importante de leur déploiement à grande échelle. Ce sont ces enjeux que nous problématisons dans les deux parties suivantes.

Caractérisation des consommateurs et de leurs besoins en électricité : quels enjeux ?

1. Catégories de consommateurs et niveaux d'accès à l'électricité

Mesurer le nombre de personnes ayant accès à l'électricité est difficile. En effet, il n'existe pas de définition universelle de ce qu'est l'accès à l'électricité. [36] a proposé une définition de l'accès à l'électricité comme étant : « la capacité à obtenir une électricité adéquate, disponible en cas de besoin, fiable, de bonne qualité, abordable, légale, pratique, saine et sûre pour toutes les applications requises dans les foyers, les usages productifs et communautaires ». Une des difficultés réside dans le fait qu'il existe plusieurs types d'utilisateurs potentiels ayant chacun des besoins spécifiques. Les usages de l'électricité dans les zones rurales d'Afrique subsaharienne peuvent être répartis en trois grandes catégories : domestiques, productifs et communautaires.

- **Les usages domestiques** pour lesquels l'électricité est utilisée dans les foyers.

Ces usages peuvent aller de l'éclairage ou la recharge de téléphones à des usages nécessitant plus de puissance tels que l'alimentation des réfrigérateurs ou des plaques de cuisson.

La Banque mondiale et le programme d'aide à la gestion du secteur de l'énergie (ESMAP) [37] ont développé, en partenariat avec des agences locales de développement et différents programmes, une approche multi-niveau pour caractériser l'accès à l'électricité pour des usages domestiques de l'électricité. Cette approche permet d'avoir une mesure de la qualité d'accès à l'électricité en six niveaux en fonction de cinq critères comprenant la durée pendant laquelle l'électricité est disponible chaque jour, la puissance disponible, le coût, la qualité et la fiabilité (nombre de coupures). Pour mieux appréhender cette approche, chacun des usages domestiques de l'électricité peut être associé ou non aux différents niveaux de cette échelle en fonction de leur puissance (Figure 5).

TIER 0		TIER 1		TIER 2		TIER 3		TIER 4		TIER 5	
			Watts		Watts		Watts		Watts		Watts
	Radio	1		Radio		Radio		Radio		Radio	
	Task lighting	1		Task lighting		Task lighting		Task lighting		Task lighting	
	Phone charging	1		Phone charging		Phone charging		Phone charging		Phone charging	
				General lighting	18	General lighting		General lighting		General lighting	
				Air circulation	15	Air circulation		Air circulation		Air circulation	
				Television	20	Television		Television		Television	
				Computing	70	Computing		Computing		Computing	
				Printing	45	Printing		Printing		Printing	
				Air cooling		Air cooling	240	Air Cooling		Air Cooling	
				Etc.		Food processing	200	Food processing		Food processing	
						Rice cooking		Rice cooking		Rice cooking	
						Rice cooking	400	Washing machine		Washing machine	
						Washing machine	500	Water pump	500	Water pump	
						Etc.		Refrigeration	300	Refrigeration	
								Ironing	1,100	Ironing	
								Microwave	1,100	Microwave	
								Water heating	1,500	Water heating	
								Etc.		Air conditioning	1,100
										Space heating	1,500
										Electric cooking	1,100
										Etc.	

Figure 5: usages domestiques possibles de l'électricité avec l'approche multi-niveau [37]

Le niveau 1 est un accès très basique qui permet uniquement de s'éclairer et de faire fonctionner des petits appareils. Plus on progresse dans les niveaux, plus ils englobent des appareils qui demandent une puissance importante comme des pompes à eau ou des fers à repasser dans le niveau 4 jusqu'à des plaques de cuisson pour le niveau 5.

Avec cette échelle, il est possible que certains foyers soient considérés comme n'ayant pas accès à l'électricité (dans le niveau 0) même s'ils disposent d'une prise de courant chez eux, car l'électricité fournie n'est pas d'assez bonne qualité pour être dans le niveau 1, ceci pouvant être dû à différentes raisons telles que des coupures d'électricité trop fréquentes par exemple. Cette approche permet ainsi de mieux cartographier les différentes zones au sein même des pays où le déficit en accès à l'électricité est important, premier pas pour proposer ensuite des solutions appropriées.

- **Les usages productifs**

Les usages productifs de l'électricité sont les activités agricoles, commerciales et industrielles impliquant des services énergétiques en tant qu'intrants directs dans la production de biens ou la prestation de services [38]. Ils incluent les micro-entreprises et les petites entreprises basées dans les zones rurales. La plupart d'entre eux sont actifs dans l'agriculture ou la transformation des produits, la confection ou le commerce et les échanges de marchandises.

Ces usages sont souvent considérés comme un facteur clé de viabilité économique pour les micro-réseaux solaires isolés (MGSI). Ils permettent d'augmenter la consommation d'électricité localement et d'atteindre un niveau significatif de ventes de production d'électricité [39]. Ils ont aussi un rôle important pour améliorer les impacts sur le développement économique et social des mini-réseaux et plus largement des programmes d'électrification rurale en augmentant l'activité économique locale et la valeur ajoutée aux produits et services, et en contribuant à la création d'emplois et à l'amélioration de l'égalité des sexes [39].

- **Les usages communautaires**

Ce sont les usages de l'électricité dans lesquels sont regroupés toutes les infrastructures et les services à l'usage de la communauté du village tels que les écoles, les infrastructures de santé, les institutions, les bâtiments publics ou encore les édifices religieux.

L'intérêt social de ces usages est primordial pour le développement des communautés (en parallèle de l'intérêt économique des usages productifs) avec des effets bénéfiques sur la santé, l'éducation et la formation [40]

2. La problématique de la qualité de service

Avec le développement des systèmes de production décentralisés qui peuvent fonctionner avec ou sans être connectés à un réseau principal, il se pose la question de la qualité de service de l'alimentation électrique (PQR pour « power quality and reliability »). Quels sont alors les critères acceptables pour ce PQR en fonction des zones et des consommateurs considérés ?

Comme il n'existe pas de définition universelle de ce qu'est l'accès à l'électricité il n'existe pas non plus de définition universelle du critère de qualité de service.

Différents critères sont alors utilisés pour des études de dimensionnement de systèmes électriques autonomes alimentés par une part importante d'énergie solaire et / ou éolien. [41] propose une revue de littérature des méthodologies récentes d'optimisation de ces systèmes électriques qui intègre un recensement des différents critères de qualité de service utilisés pour conduire ces travaux d'optimisation dans les différentes études de cette revue de littérature. Les différents critères utilisés sont présentés dans le tableau en annexe 2. Ici nous ne considérons pas les critères de qualité liés aux variations très hautes fréquences qui prennent en compte les problèmes de fréquence et tension du signal électrique. Nous étudions uniquement les critères en lien avec les défaillances possibles en énergie de notre système.

Dans cette revue de littérature trois critères de qualité de service se démarquent.

- Le LPSP pour Loss of Power Supply Probability ou Probabilité de perte d'alimentation. Le plus utilisé qui est calculé avec le rapport entre la probabilité d'une charge non satisfaite sur l'ensemble de la période pour une durée donnée sur l'énergie totale produite pour cette même période [42, 43, 44, 45, 46, 47, 48]
- Le LOLR pour Loss of Load Risk ou Risque de perte de charge. Risque de perte de charge calculé avec le rapport entre le nombre moyen d'heures défaillantes, i.e. heures pour lesquelles la charge du système dépasse la capacité de production disponible [49, 50, 51]
- Le UL pour Unmet Load ou Charge non satisfaite. Cette charge moyenne non satisfaite est la quantité sur toute la période de demande électrique qui dépasse la quantité d'énergie générée [47, 45, 52]

Ces trois critères de qualité de service considèrent soit la probabilité des coupures d'électricité (LPSP et LOLR), soit la quantité d'électricité non satisfaite pour une période donnée (UL).

Il est ensuite possible d'avoir des valeurs de qualité de service différentes associées à différents usages électriques. [53] développe cette notion de qualité de service hétérogène en fonction de la localisation et des usages à adresser (HeQ). Il est a priori possible donc de hiérarchiser les usages en

fonction de qualité de service qu'on doit assurer. Un exemple de hiérarchisation est donné sous forme pyramidale sur la Figure 6.

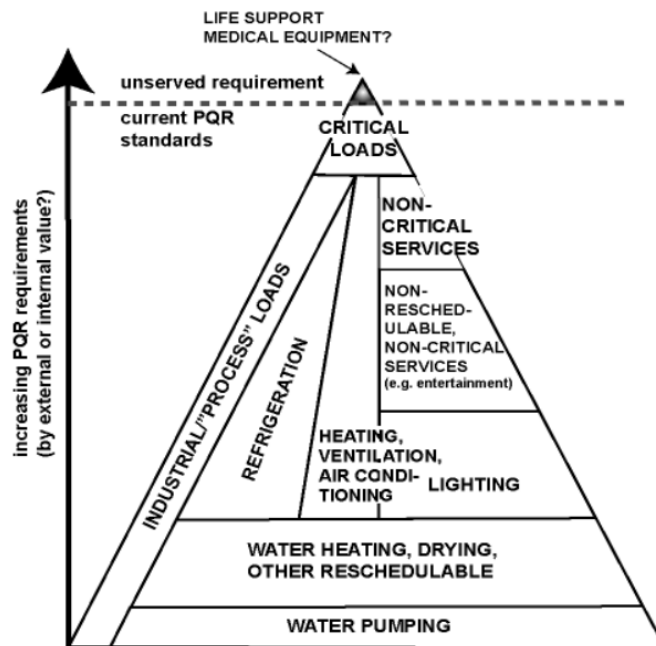


Figure 6: Hiérarchie des usages de l'électricité en termes de qualités de service requise selon [53]. En bas de la pyramide on retrouve les usages qui ne nécessitent pas une qualité de service importante comme le pompage de l'eau qui peut être fait à n'importe quel moment de la journée et tolère bien des périodes de coupure. A l'opposé on retrouve les charges critiques qui ne tolèrent aucune coupure d'électricité comme les frigos pour le stockage de médicaments.

D'après [53], certains usages peuvent tolérer des coupures d'électricité sans affecter directement la qualité de service réelle perçue par l'utilisateur final alors que d'autres ont besoin d'une qualité de service extrêmement fiable.

Par exemple, le pompage de l'eau qui a une consommation importante d'électricité peut être fait à n'importe quel moment de la journée lorsque l'électricité est disponible avec une faible exigence de qualité de service. Au contraire, les usages en haut de la pyramide, consomment généralement des quantités plus faibles d'électricité mais ont besoin d'avoir une électricité disponible à tout moment pour assurer une continuité de service comme pour les frigos qui stockent des vaccins ou médicaments. D'autres usages sont plus difficiles à classer comme la réfrigération ou la ventilation qui est reprogrammable dans de nombreuses applications, mais peut être critique dans d'autres. Il n'existe pas actuellement de cadre clair pour classer les différents usages selon leur exigence de qualité de service et encore moins d'efforts de collecte de données à grande échelle [53].

Il est donc possible d'imaginer une priorisation entre ces usages pour gérer une ressource potentiellement limitée à certains moments de la journée tout en conservant globalement une bonne qualité de service. Il serait alors possible d'associer des qualités de services différentes avec des contrats et des tarifs de l'électricités différents. Ce type d'approche doit a priori permettre : 1) un accès à l'électricité différencié/adapté aux différents usagers et en particulier à leur capacité/volonté à payer pour le service rendu et aussi 2) de diminuer le dimensionnement nécessaire de ces MGS (nombre de panneaux solaires et / ou batteries réduit) et donc de réduire le coût global de l'électricité.

Différents exemples qui fonctionnent sur le terrain existent avec ce type de classification [54, 55], [56]. Le micro-réseau de Sendai, au Japon est bien documenté [55]. Ce micro-réseau connecté au réseau

principal dispose d'une installation solaire de 250 kW, de deux groupes électrogènes au gaz naturel de 350 kW et d'un parc de batteries de 50 kW. Il dessert directement certaines charges en courant continu et fournit quatre qualités de service différentes en courant alternatif pour une université, une école secondaire et une station d'épuration associés à quatre contrats différents :

- A = Qualité Premium Un service n'est jamais interrompu et est conditionné par une correction de tension et de forme d'onde ;
- Un service B est fourni avec trois qualités, les différences basées sur la continuité de service pendant les pannes du réseau électrique
 - B1 est la plus haute qualité et est sauvegardé par le stockage (temps de commutation <15ms) ;
 - B2 est sauvegardé par un groupe électrogène (restaurateur de tension dynamique) ;
 - B3 n'est pas sauvegardé.

Avec le développement des MGSI, la question de la qualité de service à prendre en compte selon l'usage de l'électricité est donc très importante et encore peu traitée dans la littérature alors qu'elle pourrait avoir une grande influence sur le dimensionnement des systèmes et donc leurs coûts. Plusieurs études sur le dimensionnement de MGSI considèrent le critère LOLR en utilisant le pas de temps journalier plutôt que celui horaire et en choisissant une valeur de qualité de service d'au moins 95% des jours d'une période donnée qui doivent être satisfaits. Pour cela ces études considèrent qu'un jour est satisfait lorsque la charge de ce jour est satisfaite à chaque instant [57] [58] [59] [60]. Plusieurs dimensionnements sont alors possibles pour une valeur objective d'un critère donné. Le dimensionnement retenu sera obtenu sur la base de critères additionnels (technologiques, économiques, durabilité etc.).

3. Les usages de l'électricité et la variabilité temporelle associée

Pour un village donné, identifier et dimensionner la solution technique d'accès à l'électricité la plus adaptée nécessite de bien estimer la demande, c'est-à-dire les différents usages énergétiques et électriques souhaités, en termes de quantité d'énergie, de puissance et de variabilité dans le temps. Cette variabilité dans le temps renvoie à différentes échelles de temps : au niveau infra-journalier, entre les différents jours de la semaine, et aussi entre les différentes saisons.

Cette estimation peut se faire en amont de la réalisation d'un projet d'électrification, à partir d'enquêtes de terrain réalisées à l'aide de questionnaires pour les différents foyers et commerces dans le village [61]. L'objectif de ces questionnaires est d'identifier les différents usages de l'électricité des habitants du village, les plages horaires d'utilisation et la possibilité des ménages de payer pour un service électrique donné. Ces questionnaires sont utilisés pour estimer de façon assez grossière une courbe de charge d'une journée type pour le village en question [62]. Pour cela, les enquêteurs vont tout d'abord recenser tous les usages qui peuvent nécessiter de l'électricité dans cette zone, le nombre de foyers, de personnes, les différentes activités économiques et les bâtiments existants (écoles, mairie, bâtiments religieux etc.). Bien souvent des solutions très locales existent déjà pour produire de l'électricité avec des groupes diesel ou des petits panneaux solaires. Une partie des personnes est interrogée de manière à identifier les besoins en énergie et la disponibilité à payer pour tel type ou tel type d'usage. Différentes classes de consommateurs sont ensuite créées sur cette base. Pour chaque classe, ces usages sont associés à des puissances électriques et des heures d'utilisation pour une journée type.

3.1. Ordre de grandeur des consommations

Nous présentons dans cette sous-section les ordres de grandeur des consommations électriques pour différents usages de l'électricité.

Il est intéressant de donner dans un premier temps quelques chiffres relatifs aux pays du Nord. Alors qu'en France, la consommation annuelle par habitant est de 6940 kWh/habitant en 2014 [63] aux Etats-Unis, elle est deux fois supérieure avec 12 994 kWh/habitant et un peu plus faible en Australie avec « seulement » 10 000 kWh/habitant. Sans surprise, dans la plupart des pays d'Afrique subsaharienne cette consommation moyenne par habitant est beaucoup plus faible, avec par exemple seulement 145 kWh au Nigéria, 164 kWh au Kenya et 104 kWh en Tanzanie soit 100 fois moins qu'aux Etats-Unis [63]. Ces écarts s'expliquent bien sûr par des niveaux de services énergétiques qui sont contrastés et par le niveau de surconsommation très important entre les pays du Nord comme les Etats-Unis et les pays d'Afrique subsaharienne.

Pour mieux comprendre les disparités de consommation entre les pays développés et les pays africains, la Figure 7 présente les différents équipements domestiques d'un foyer en fonction de leur classe énergétique. Ceci permet ainsi de caractériser l'énergie ou la puissance utilisées par les différents appareils électroménagers avec des consommations en énergie très importantes souvent supérieures à 100 voire 150 kWh (pour les appareils les plus efficaces). Pour avoir un ordre de grandeur, la puissance nécessaire pour l'éclairage n'est de qu'une dizaine de Watt. L'éclairage et la télévision sont donnés en W et non en Wh car l'énergie consommée dépend fortement de l'utilisation qui en est fait.











Consommation unitaire des équipements					
Blanc		Réfrigérateur	C 473 kWh	A+ 221 kWh	A+++ 119 kWh
		Congélateur indépendant	C 492 kWh	A+ 247 kWh	A+++ 135 kWh
		Lave-linge	C 251 kWh	A+ 183 kWh	A+++ 154 kWh
		Sèche-linge	C 434 kWh	A+ 242 kWh	A+++ 142 kWh
		Lave-vaisselle	C 303 kWh	A+ 216 kWh	A+++ 172 kWh
TIC		TV 42"	C 138 W	A+ 54 W	A+++ 24 W
		Informatique	Fixe 250 kWh	Portable 50 kWh	Tablette 10 kWh
Cuisson		Plaques électriques	Fonte 300 kWh	Vitrocéramique 230 kWh	Induction 180 kWh
		Four 60 L	C 315 kWh	A+ 155 kWh	A+++ 84 kWh
Éclairage		Lampe 800 lumens	Incandescent 60 W	Halogène Éco 43 W	LED 10 W

Figure 7: Estimation de la consommation annuelle par ménage équipé selon la technologie [64]

[65] référence également une grande partie des usages domestiques et productifs et leur puissance nominale que l'on peut trouver dans des zones rurales (Figure 8).

Sector	Electrical Appliance	Power Consumption (W)
Household	Fluorescent Lamp (inside house)	16
	Fluorescent Lamp (outside house)	16
	Color TV 19"	80
	Stereo (speakers)	20
	Refrigerator	100
	DVD/VCD Player	25
Productive Use	Kiosk (4.5 per village)	
	Light bulb	25
	Coffee milling (2 per village)	
	Coffee Huller	1000
	Coffee Grinder	2000
	Carpenter (1.7 per village)	
	Metal grinder	120
	Drilling machine	350
	Circular saw	1500
	Planer	450
	Tailor (1 per village)	
	Sewing Machine (dynamo)	120
	Restaurant (1 per village)	
	Refrigerator	100
	Mixer	100
Blender	180	
Social Infrastructure	Hospital (1)	
	Vaccine refrigerator	60
	Vaccine refrigerator / freezer	60
	Indoor lights (CFL)	15
	Outdoor lights (CFL)	15
	Microscope	15
	Centrifuge nebulizer	150
	Vaporizer	40
	Oxygen concentrator	300
	Overhead fan	40
	Water pump	100
	Electric steriliser	1500
	Desktop Computer	60
	15" LCD monitors	25
	Multi function scanner/ copier/ printer	17
	Satellite phone	5
	Internet: Cisco Aironet Workgroup	0.05
	Internet: 4-port ethernet hub	7.5
	School (1)	
	Internet: Cisco Aironet Workgroup	0.05
Internet: 4-port ethernet hub	7.5	
Desktop Computer	60	
Indoor lights (CFL)	15	
Outdoor lights (CFL)	15	

Figure 9: usages de l'électricité et puissance associée [65]

Il ressort que les usages productifs de l'électricité demandent généralement des puissances nominales unitaires supérieures aux usages domestiques. Il en est de même pour certains usages dédiés aux infrastructures sociales. Ces puissances nominales nécessaires auront des conséquences sur les moyens de production adéquats pour satisfaire ce type d'usage. Il apparaît donc pertinent de distinguer les usages domestiques, des usages productifs lorsque l'on étudie la demande d'électricité dans les zones rurales en Afrique subsaharienne et donc les moyens de production les plus aptes à y répondre.

De plus, il existe aussi un appel de puissance au démarrage des usages de l'électricité qui utilisent des moteurs qui peut aller de 5 à 10 fois la puissance nominale qui est indiquée dans le tableau. Ce pic de puissance peut être un point important du dimensionnement des systèmes isolés, traditionnellement dimensionnés selon la puissance nominale. Plus le système étudié sera de petite taille, avec peu de charges, plus ce point est critique.

3.2. Exemple d'une courbe de charge dans un village donné

Nous présentons ici les résultats des enquêtes (telles que décrites précédemment) mises en œuvre dans le village de Kanti en Birmanie par les équipes de Schneider Electric, auprès de 250 foyers et de quelques commerces. Ces enquêtes sont réalisées sur les besoins estimés des habitants pour une situation actuelle sans réseau électrique installé. Ceci a permis de reconstituer les courbes de charge

par type d'usager de la Figure 10. On y retrouve les trois types d'usages principaux avec la puissance associée en fonction des différents créneaux horaires et la courbe de charge globale qui résulte de l'agrégation des différents usages.

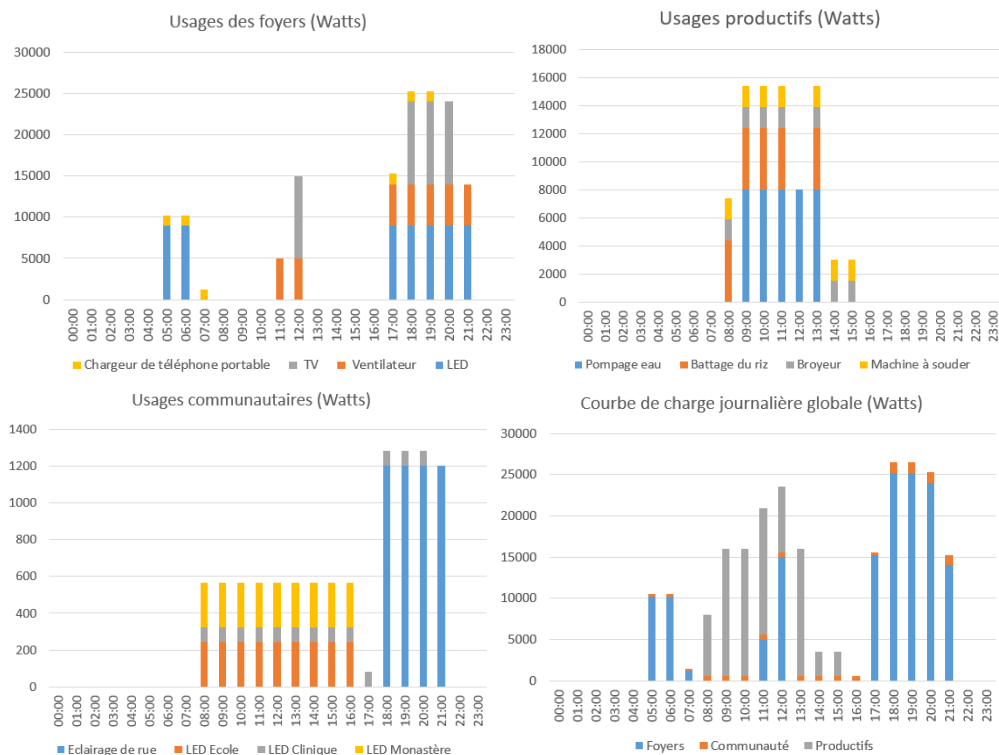


Figure 10: Courbes de charge journalières pour le village de Kanti en Birmanie (résultats d'enquêtes préalables à l'installation du micro-réseau) > a) : courbe pour les usages domestiques, b) : courbe pour les usages productifs c) : courbes pour les usages communautaires, d) : courbe globale qui est la somme des trois courbes précédentes

Pour les usages domestiques, le résultat des enquêtes montre qu'il y a de grandes plages horaires de la journée pendant lesquelles la consommation électrique des ménages devrait être nulle, avec ensuite un fort pic de demande le soir entre 17 et 21h et une consommation nulle durant la nuit. Les usages productifs devraient se faire principalement la journée pour assurer le fonctionnement de différents types de machines / installations artisanales / agricoles. Enfin, les usages communautaires devraient être très limités pour ce village avec uniquement de l'éclairage.

On constate bien avec cet exemple que les trois types d'usages présentés dans la partie 1 (Chap. 2) peuvent être complémentaires en termes de courbe de charge, notamment entre les usages domestiques avec un pic de consommation électrique plutôt le soir, et les productifs attendus avec un pic en journée.

Ces enquêtes permettent d'obtenir une première approche de la courbe de charge journalière pour un village donné. Cette courbe de charge fournit en particulier une indication de l'énergie totale nécessaire pour satisfaire la demande et la variabilité infra-journalière de la demande, informations importantes pour le dimensionnement du système.

Ces enquêtes sont cependant souvent très sommaires et restent imparfaites. Elles ne rendent classiquement pas compte par exemple de la variabilité inter-journalière (avec une différence possible entre les jours de semaine et du week-end [66]) et saisonnière des usages. Si on considère par exemple l'usage « battage du riz » qui ne se fait qu'une fois la récolte du riz faite, les machines nécessaires ne

consommeront de l'électricité que quelques mois de l'année mais auront un impact significatif sur la courbe de charge journalière type durant cette période (Figure 11). D'autres usages peuvent aussi avoir une saisonnalité marquée (pompage de l'eau, ventilation).

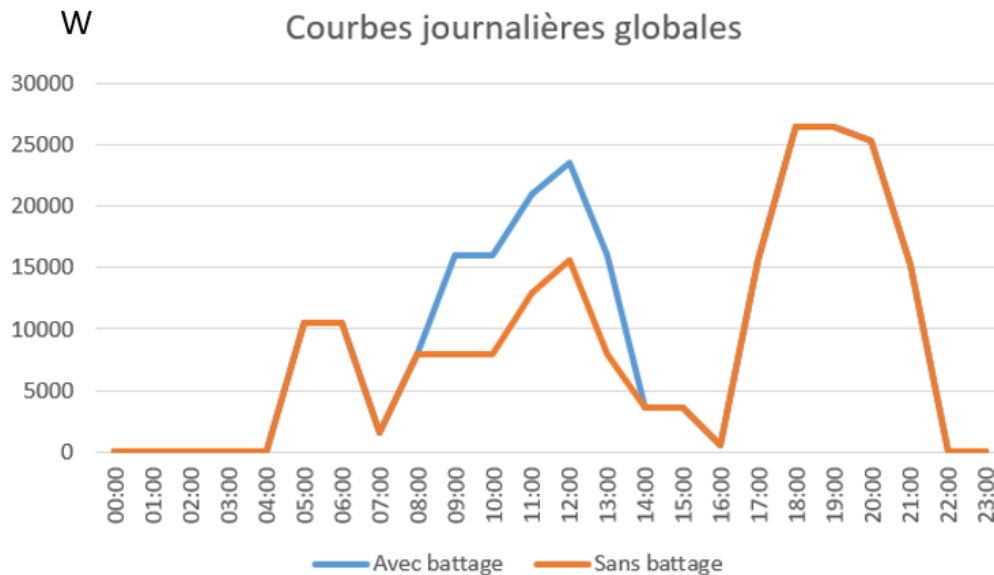


Figure 11: modification de la courbe de charge journalière globale pour le village de Kanti en incluant la saisonnalité associée au battage du riz

3.3. Différences entre données mesurées et données d'enquêtes

Ces questionnaires donnent une première idée de la demande avant la réalisation du projet. Une fois le projet d'électrification réalisé, la courbe de charge réelle peut cependant être assez éloignée de la courbe de charge estimée. [66] illustre ce point pour un village rural en Tanzanie en comparant les courbes de charge obtenues grâce à des questionnaires et celles réellement mesurées après son installation. Les différences rapportées sont décrites ci-dessous et illustrées en Figure 12:

- Les entretiens conduisent à une sous-estimation significative de la consommation nocturne qui est constante et aussi élevée que celle de la journée pour les jours de semaine et de week-end ;
- Pour les week-ends, la demande résultant des entretiens est là aussi fortement sous-estimée par rapport à la demande réellement mesurée ;
- Pour les usages domestiques, les résultats d'enquêtes font ressortir un pic du soir très important entre 19 et 21h et une très faible consommation en dehors de ce pic alors que les résultats des mesures donnent des consommations nocturnes importantes qui diminuent ensuite en journée pour atteindre un plateau le soir de 18 à 22h environ deux fois plus long que celui déduit des questionnaires.

- Pour les usages productifs à l'inverse, les résultats de ce questionnaire surestiment la charge réellement mesurée autant sur la durée de consommation que sur la puissance nécessaire. En revanche, ils sous-estiment fortement les appels de puissance importants.

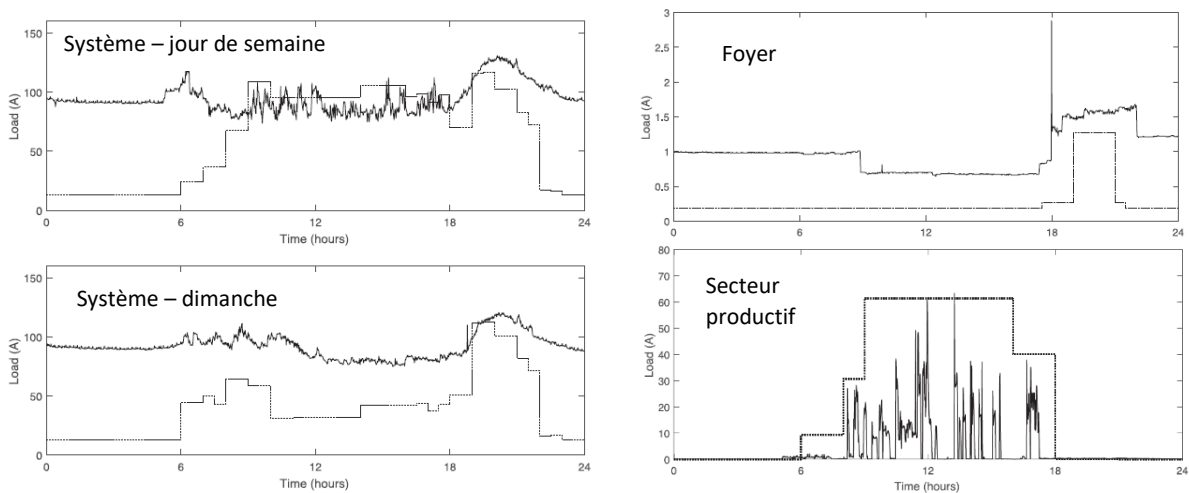


Figure 12: A gauche, courbe de charge des profils pour l'ensemble du système pour une journée de semaine (en haut à gauche) et un dimanche (en bas à gauche). La ligne noire montre la charge moyenne mesurée chaque minute. Le profil de charge basé sur les questionnaires est représenté par des lignes pointillées noires. A droite, courbe de charge des profils pour les foyers (en haut à droite) et pour trois clients à fortes charges (deux usines et un atelier) (en bas à droite). La ligne noire montre la charge moyenne mesurée chaque minute. Le profil de charge basé sur les questionnaires est représenté par des lignes pointillées noires. [66]

La possibilité de fournir de meilleures estimations nécessite un effort de suivi important de la part des acteurs du domaine pour mesurer en particulier après installation les consommations réelles. Ces mesures sont cependant encore difficiles à obtenir puisque peu de réseaux électriques sont équipés de compteurs capables d'avoir un historique de la consommation électrique des différents utilisateurs. [67] a effectué une revue de littérature pour examiner les différentes courbes de charge dans des villages ruraux d'Afrique et d'Asie et souligne les difficultés à trouver des données de charge appropriées pour ce type de configuration.

Ces difficultés devraient s'atténuer dans les années prochaines car de plus en plus de réseaux électriques s'équipent de compteurs « intelligents » censés permettre de transmettre en direct l'information de la consommation électrique. Bien que ces compteurs représentent un surcoût, ils sont aussi très utiles pour repérer en temps réel les dysfonctionnements du micro-réseau pour pouvoir anticiper la maintenance de certains composants.

4. Evolution des usages et dynamique des usagers après électrification : quel impact à moyen terme sur la courbe de charge ?

Une autre problématique est celle de l'évolution à moyen et long terme de la demande, enjeu typiquement très difficilement et peu abordé par les questionnaires.

Après l'installation d'un système, la demande est susceptible d'évoluer rapidement principalement à cause de quatre facteurs :

1. Les besoins en électricité des foyers connectés tendent à augmenter ;
2. De nouveaux foyers du village veulent typiquement se connecter ;

3. Des petits commerces ou entreprises peuvent se créer et induire une demande supplémentaire ;
4. Des migrations de population vers les zones électrifiées peuvent se produire et donner lieu à de nouvelles connexions.

[68] a réalisé une étude pour estimer l'augmentation de la demande sur 20 années dans sept petites villes des pays de l'hémisphère Sud avec des consommations mesurées de l'ordre du MW. En 20 ans, la demande a été multipliée par deux et même par 3 ou 4 pour certaines de ces villes. Le profil journalier de demande reste similaire sur la période sauf pour les villes avec un très mauvais accès à l'électricité initial.

Globalement, il est actuellement difficile d'avoir des données mesurées d'évolution de la demande dans les villages ruraux, en Afrique subsaharienne ou ailleurs.

Ce manque de données est l'un des principaux problèmes pour pouvoir mieux appréhender la demande réelle (variabilité temporelle et évolution dans le temps) et ainsi mieux connaître les différences entre des configurations types de villages ainsi que les solutions adaptées à cette demande.

Les systèmes de production durables d'électricité pour les populations rurales d'Afrique subsaharienne

Dans ce chapitre nous présentons les systèmes permettant de fournir une électricité durable dans des zones isolées.

1. L'histoire du développement des systèmes électriques dans les pays du Nord

Intéressons-nous tout d'abord à ce qu'il s'est passé dans les pays du Nord et comment l'accès à l'électricité s'est développé pour aboutir aux grands réseaux électriques actuels.

Historiquement, l'accès à l'électricité dans les zones rurales des pays industrialisés a suivi un processus décentralisé. En France et aux Etats-Unis, l'électrification s'est achevée dans les années 1970. Ces pays constituent de très bons exemples pour montrer que c'est grâce à l'impulsion des collectivités locales et des coopératives rurales que le taux d'électrification y a atteint 100% [69]. [25] montre qu'en France des réseaux électriques décentralisés au niveau local se sont d'abord développés pour être ensuite interconnectés dans un deuxième temps. Avant la nationalisation du secteur électrique en 1946, il y avait déjà une grande part des zones qui étaient électrifiées par des entreprises ou des régies d'électricité dans le cadre de concessions communales (Figure 13).

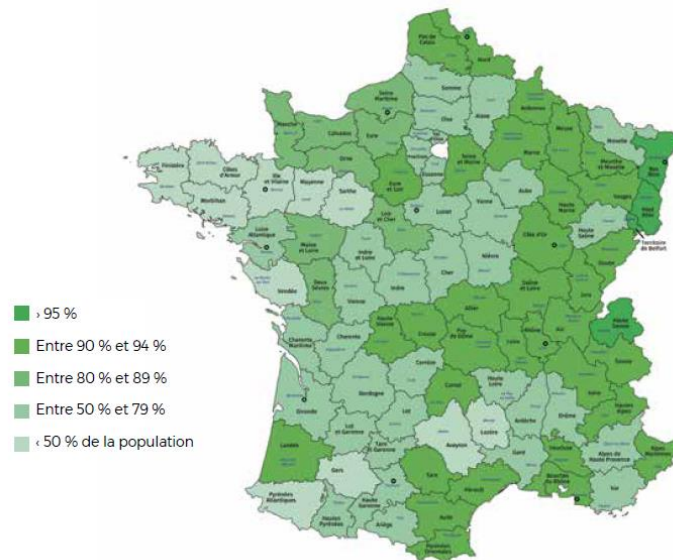


Figure 13: taux d'électrification des campagnes françaises par département en 1946 [69]

L'Etat a joué un rôle très important dans le processus d'interconnexion des réseaux décentralisés et locaux en posant un cadre réglementaire et en permettant l'accès aux financements. [25] prend l'exemple du département du Lot pour mettre en évidence ce qui a permis à la France d'avoir un taux d'accès à l'électricité très important par rapport à ses voisins et cela même avant la nationalisation. Il relève quatre principaux points qui ont permis à ce département d'accélérer son taux d'accès à l'électricité avec :

1. La volonté des collectivités locales, notamment des communes ;
2. Le partenariat avec une entreprise d'électricité ;
3. Un cadre législatif et réglementaire approprié ;
4. Un accès facilité aux financements.

Aux Etats-Unis, c'est la création de coopératives rurales d'électricité qui a permis une électrification certes tardive mais rapide du territoire. Ces coopératives se basent sur le modèle des coopératives agricoles qui sont autogérées par les fermiers et qui profitent de la confiance des populations. Grâce à ce modèle, en à peine dix ans, les Etats-Unis rattrapent leur retard d'électrification dans les zones rurales. Le réseau sera achevé dans les années 1970 comme en France. Aujourd'hui, environ 900 coopératives desservent 42 millions d'américains en alimentant 56% du territoire.

Le développement des énergies renouvelables, du numérique et des compteurs intelligents conduit à un retour de plus en plus marqué dans les pays industrialisés de ces systèmes décentralisés capables de produire au plus proche des points de consommation et évitant ainsi les pertes et les coûts de transport. De plus en plus de communautés énergétiques voient le jour pour élaborer des réseaux locaux au niveau des quartiers avec l'objectif de se réappropriier localement ces questions énergétiques dans l'idée de tendre vers une certaine « autonomie » énergétique [70].

Il est alors possible d'imaginer que les zones rurales d'Afrique subsaharienne développent directement des réseaux électriques locaux et décentralisés capables de gérer l'offre et la demande au niveau local et étant principalement alimentés par des énergies renouvelables [71]. C'est exactement ce saut technologique qui s'est produit dernièrement avec l'essor incroyable des téléphones mobiles en Afrique subsaharienne sans passer par l'étape des téléphones fixes [72].

Regardons maintenant quels systèmes permettent d'apporter l'accès à l'électricité dans les zones les plus reculées.

2. Les différents systèmes pour fournir l'accès à l'électricité dans les zones rurales d'Afrique subsaharienne

2.1. Présentation

La fourniture de l'électricité dans les zones rurales d'Afrique subsaharienne peut s'appuyer principalement sur 2 stratégies :

1. L'extension des réseaux nationaux ;
2. Le développement de systèmes hors-réseaux.

Ces deux stratégies vont permettre de fournir de l'électricité dans les zones choisies en répondant à des types d'usages plus ou moins contraints.

2.1.1. L'extension des réseaux nationaux

Actuellement les réseaux nationaux sont développés de façon très variable dans les différents pays d'Afrique subsaharienne, et couvre les zones de plus forte densité de population.

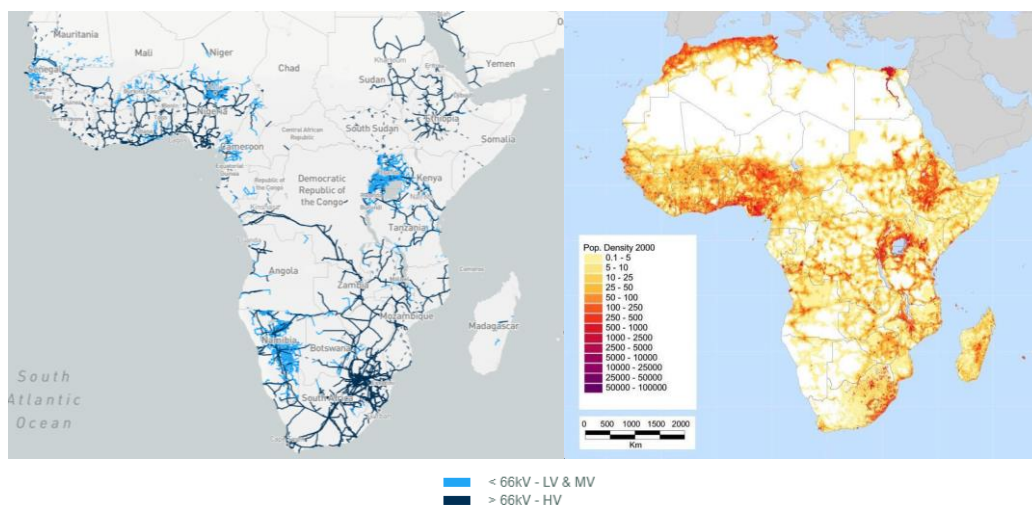


Figure 14: Ensemble des données géospatiales disponibles du réseau électrique existant en Afrique subsaharienne et densité de population [73].

Beaucoup de zones restent encore très éloignées des réseaux nationaux avec des distances de plusieurs centaines de kilomètres. L'extension du réseau national dans ces zones n'est pas réalisable à court ou moyen terme pour des raisons de coûts importants, d'autant plus que beaucoup de ces zones ont une densité de population souvent très faible. L'extension sera privilégiée pour les zones de plus forte densité.

D'autre part, dans un grand nombre de pays d'Afrique subsaharienne, la connexion au réseau principal ne garantit bien souvent pas une bonne qualité de service [74]. Les moyens de production sont souvent sous dimensionnés par rapport à la demande, ce qui crée des dysfonctionnements majeurs :

l'électricité n'y est disponible que quelques heures par jour. Ces coupures d'électricité sont responsables d'une mauvaise qualité de service et donc d'un manque à gagner très important pour le développement des pays et le bon fonctionnement de leur économie [75, 76]

2.1.2. Les systèmes hors-réseaux

Il existe deux grands types de systèmes hors-réseaux : les systèmes pico-solar et les micro-réseaux.

a. Les systèmes pico-solar

Les systèmes de type pico-solar permettent un accès individuel à l'électricité pour des puissances inférieures à 1 kW. Ils sont généralement composés d'un petit panneau solaire (de 5 à 300 Wp) et d'une batterie de faible capacité (12V de 5 à 300 Ah) pour répondre à des besoins primaires avec l'éclairage, la recharge de téléphones et le fonctionnement de petites radios ou télévisions [25]. Ils incluent :

- Les lampes solaires, utilisées pour s'éclairer et recharger de très petits appareils, notamment des téléphones ;
- Les Solar Home System (SHS) pour alimenter des lampes, des radios, voire des télévisions ;
- Des très petits pico-réseaux en courant continu pour alimenter quelques maisons pour des usages de très faibles puissances (< 1kW).

Le coût de ces systèmes varie de quelques dizaines à centaines d'euros en fonction de la puissance du panneau et de la capacité des batteries [25]. Différents *business models* permettent aux populations les plus pauvres d'utiliser ce type de système qu'elles ne peuvent pas acheter directement car il représente une dépense trop importante à un instant t (comme la location de ces systèmes avec le *pay as you go*, le micro-crédit etc.). Néanmoins, le coût de l'électricité de ces systèmes pour le client final est très important puisqu'il se situe entre 1 et 2 \$/kWh [77].

De plus, il existe une très forte concurrence entre les différentes enseignes qui les produisent à très bas coûts mais avec, en contrepartie, une piètre qualité. Ces systèmes ne sont pas fonctionnels ou ont des durées de vie très limitées [77]. Cela peut décrédibiliser auprès des utilisateurs la technologie solaire qui risque d'être perçue comme une technologie à bas coût mais qui ne fonctionne pas.

Enfin, le problème du recyclage des batteries est aussi un problème significatif pour ce type de système isolé car elles sont souvent jetées dans la nature lorsqu'elles ne fonctionnent plus [78].

b. Les micro-réseaux

Les micro-réseaux sont une solution d'électrification collective dans des zones isolées, intermédiaire entre le *pico-solar* et l'extension du réseau national. Ce sont des réseaux électriques de petite taille (quelques kW à dizaines, voire centaines de kW). Ils permettent d'alimenter plusieurs dizaines, voire centaines de foyers avec la possibilité d'usages productifs de l'électricité pour faire fonctionner de petites machines ou moteurs (pompes à eau, battage du riz, compresseurs etc.). C'est un des vrais avantages par rapport aux systèmes *pico-solar* qui ne fournissent pas assez de puissance et d'énergie pour ces usages productifs.

Un micro-réseau est constitué de différents composants qui permettent [79] :

- La production de l'électricité ;
- Le stockage de l'électricité ;
- Le contrôle, la gestion et la mesure ;
- La conversion du courant continu en courant alternatif ;
- La distribution de l'électricité jusqu'aux points de consommation.

Un micro-réseau peut être connecté ou non au réseau principal. L'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) classifie ainsi les différents types de micro-réseaux en 4 classes [79] en considérant

- S'ils sont reliés ou non à un réseau principal ;
- Si le niveau de service est basique ou plus important.

Dans le cas de l'accès à l'électricité dans les zones rurales, des micro-réseaux autonomes et basiques se développent dans un premier temps pour répondre aux besoins primaires des habitants [79]. Ces micro-réseaux sont généralement évolutifs pour apporter au fil du temps une meilleure qualité d'électricité en termes de disponibilité et de puissance [79]. Enfin, ces micro-réseaux peuvent se connecter au réseau principal lorsque celui arrivera à proximité.

Néanmoins, même lorsque le réseau principal dessert une communauté ou un village, il est possible que des micro-réseaux se développent pour répondre aux défaillances du réseau principal qui peut connaître chaque jour un nombre considérable de coupures d'électricité. C'est ce qui a été observé dans des localisations visitées au nord de l'Inde (ville de Patna)¹. Dans ce cas, la connexion au micro-réseau est une façon de sécuriser l'offre et augmenter la fiabilité du service.

La distinction entre mini et micro-réseaux par rapport aux puissances considérées n'est pas bien établie. On peut parler de micro-réseaux jusqu'à quelques centaines de kW en fonction des situations. Dans les travaux qui font l'objet de cette thèse, nous utiliserons le terme micro-réseaux pour des réseaux avec une puissance de quelques dizaines de kW jusqu'à quelques centaines de kW.

2.2. Les sources d'énergie existantes pour produire l'électricité

Ces micro-réseaux peuvent être alimentés par différents moyens de production. Historiquement, ils se sont développés principalement avec des groupes diesel de puissance plus ou moins importante pour fournir l'électricité dans les villages ruraux. En effet, ces générateurs étaient alors l'unique solution pour produire de l'électricité à des coûts modérés. Aujourd'hui, avec le développement des énergies renouvelables, la diminution de leur coût (que nous allons montrer dans le Chapitre 4) et les nouvelles technologies permettant de gérer la complexité d'une production multi-sources, il est possible d'alimenter ces micro-réseaux avec des énergies renouvelables.

Détaillons ces différentes sources d'énergie pour alimenter les micro-réseaux. Elles peuvent être réparties en deux grandes familles : les énergies non renouvelables et renouvelables.

¹ Cette mission a été effectuée en Novembre 2018 dans le cadre d'une visite de MGSI dans la ville de Patna au Nord de l'Inde après avoir passé deux semaines à Bangalore pour comprendre comment étaient développées les solutions pour amener l'accès à l'électricité dans les zones isolées avec les équipes de Schneider Electric

2.2.1. Les énergies non renouvelables

Le diesel est la principale énergie non renouvelable qui alimente les micro-réseaux aujourd'hui en fonctionnement [80] grâce à la facilité de transport et de stockage du combustible, au niveau de maturité, à sa facilité d'utilisation, à un réseau d'acteurs de distribution très développé depuis des dizaines d'années et un coût d'investissement faible. Ils sont utilisés non seulement comme source principale pour fournir l'accès à l'électricité mais aussi pour répondre aux coupures de courant dans les villes ou zones péri-urbaines où le réseau national est présent.

La fourchette de coût de fourniture du kWh avec ces systèmes diesel est de 0,8 à 1 USD/kWh [81].

Néanmoins, les générateurs diesel présentent un certain nombre d'inconvénients. Tout d'abord, ils émettent des gaz à effet de serre qui vont contribuer à accentuer le dérèglement climatique. D'autre part, ils nécessitent de transporter le combustible diesel du point de production au point de consommation, ce qui peut poser un problème d'approvisionnement. De plus la volatilité du prix du pétrole peut être importante et impacter le coût du kWh payé par le client final [81].

2.2.2. Les énergies renouvelables non intermittentes

a. La biomasse

Les centrales à biomasse solide consistent en une combustion directe de biomasse au sein d'une chaudière, afin de produire de la vapeur à haute température et à haute pression. Cette vapeur entraîne une turbine qui génère de l'électricité via un alternateur. Une grande majorité des centrales à biomasse produisant de l'électricité fonctionnent en cogénération, en valorisant également l'énergie thermique contenue dans la vapeur en sortie de turbine [35]. La biomasse peut aussi être utilisée pour produire de l'électricité via des procédés de gazéification.

Cette forme d'énergie renouvelable a l'avantage d'être non intermittente. La ressource peut être stockée facilement à proximité directe des moyens de production pour produire de l'électricité au moment voulu. Ceci élimine le besoin de stockage de l'électricité.

Un autre avantage de la biomasse est qu'elle est généralement disponible dans beaucoup de zones rurales d'Afrique subsaharienne sous forme de déchets agricoles ou forestiers. [82] estime que la puissance de génération possible est entre 5 et 10 GW en utilisant uniquement 30% des résidus des procédés agricoles et 10% des résidus de l'industrie du bois. Un potentiel de production d'électricité de 15.000 MW pourrait générer 100 térawattheures (TWh), soit environ 15% de la production actuelle en Afrique subsaharienne [82]. Les processus de gazéification des résidus permettent d'augmenter le rendement énergétique [82].

En revanche l'utilisation de la biomasse comme énergie peut contribuer à la déforestation en Afrique subsaharienne [83] et cette ressource peut être considérée comme renouvelable uniquement si elle est gérée de façon durable. De plus, un certain nombre de barrières existent encore pour généraliser l'utilisation de la biomasse : une estimation des ressources réellement disponibles, le renforcement des capacités, la démonstration des technologies et la maintenance des systèmes de production [82].

b. L'hydroélectricité

L'énergie hydroélectrique utilisée dans le cas de micro-réseaux isolés est principalement de la technologie au fil de l'eau ou des hydroliennes (Figure 15). Ces deux systèmes peuvent être installés dans des cours d'eau de taille importante et produisent de l'électricité en utilisant la force de l'eau pour faire tourner une turbine ou une hydrolienne qui va entraîner un alternateur.

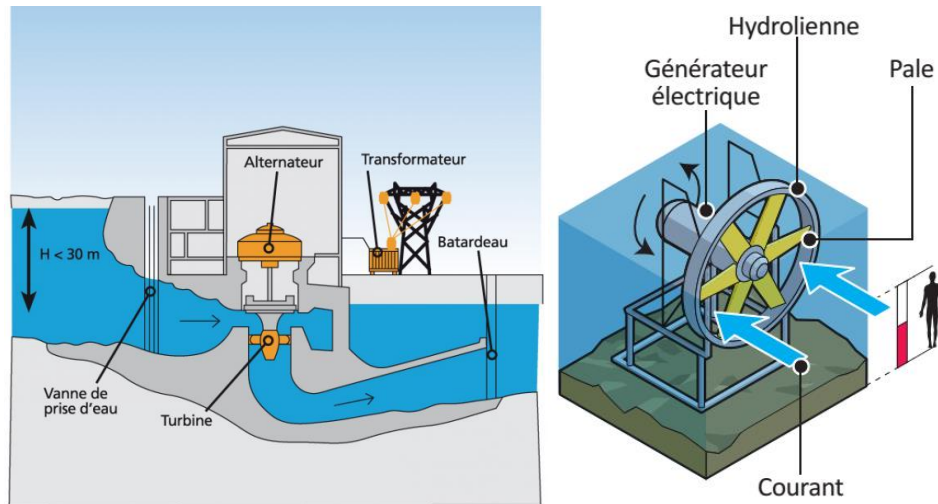


Figure 15: principe de fonctionnement d'une centrale hydroélectrique au fil de l'eau (turbine Kaplan) (à gauche) et d'une hydrolienne (à droite)

L'énergie hydraulique est intéressante puisqu'elle est non intermittente (sauf bien sûr pour les rivières où il y a uniquement de l'eau lors de la saison des pluies), avec une ressource très importante en Afrique mais aussi très localisée [84]. Il est donc possible d'alimenter des micro-réseaux grâce à cette énergie renouvelable mais uniquement dans des zones proches d'un cours d'eau de taille importante ce qui limite fortement le déploiement à grande échelle.

De plus, durant les périodes de sécheresse ou d'étiage il ne sera pas possible de produire de l'électricité avec cette énergie. Cette ressource peut aussi être utilisée pour d'autres usages que la production électrique comme par exemple pour l'irrigation (ou d'autres activités) avec un effet direct sur la production électrique si les débits ne sont pas assez élevés. Peuvent en découler des conflits d'usages.

2.2.3. Les énergies renouvelables intermittentes

a. L'éolien

Le potentiel éolien est réparti de façon très inégale sur le continent africain. Certaines zones sont néanmoins intéressantes pour la production électrique principalement au sud du continent, sur les côtes du Sénégal, au Maroc et dans la corne de l'Afrique [85, 86].

Quelques projets existent mais sont en nombre très limité comme dans le sud de Madagascar où la ressource éolienne est bonne par rapport au reste du continent africain Figure 16.

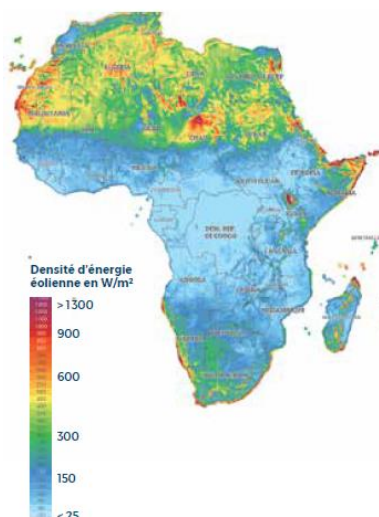


Figure 16: deux éoliennes de 6 kW à Ambondro à Madagascar [25] et ressource en vent du continent africain tirée de [84]

Les principaux problèmes de l'énergie éolienne pour la production d'électricité dans le cadre de micro-réseaux isolés est la disponibilité intermittente de la ressource en vent et la technicité des installations requises qui nécessite du personnel formé, une maintenance technique et des pièces tournantes qui peuvent rencontrer des problèmes d'usure rapide notamment dans le contexte subsaharien (poussières).

Plusieurs travaux ont été faits sur l'intégration de l'énergie éolienne pour alimenter des micro-réseaux isolés en Afrique subsaharienne [87, 88, 80, 89]. La plupart montrent les limites de cette énergie, notamment en raison d'une faible ressource ou d'une maintenance plus difficile que sur d'autres moyens de production, notamment solaires. Le nœud principal aujourd'hui pour le développement de cette ressource sur le continent africain est la faible connaissance du potentiel de cette ressource en tout point du territoire et sa fiabilité. De nombreux travaux actuels s'intéressent à cette question.

L'intérêt pourrait aussi être marqué en l'hybridant avec de l'énergie solaire sur certaines zones [90, 91]. L'enjeu est alors de jouer sur la complémentarité temporelle des ressources de manière à limiter les besoins de stockage d'électricité ou de recours à des générateurs diesel. Nous n'allons pas traiter cette question dans notre étude qui va se focaliser uniquement sur la ressource solaire.

b. Le solaire photovoltaïque

Pour les zones rurales d'Afrique subsaharienne, le solaire photovoltaïque présente un grand nombre d'avantages pour alimenter en électricité des micro-réseaux isolés.

Tout d'abord la ressource solaire y est abondante [41, 92, 93]. Ensuite, les panneaux solaires PV sont très rapides à installer, ont un faible coût d'entretien, sont robustes (pas de pièces tournantes pour la production de l'électricité), peuvent être installés pratiquement n'importe où, sur tout type de terrain ensoleillé, proche des lieux de consommation réduisant ainsi le coût des lignes de distribution. Ils présentent également un haut degré de modularité pour faire face à l'augmentation possible de la demande avec le temps. De plus dans les années récentes, leur efficacité a augmenté de façon continue [94] et le coût des panneaux PV a quant à lui fortement diminué (Chapitre 4 partie 1.1.) et [95, 96].

Dans certaines zones avec des ressources éoliennes et hydroélectriques très faibles et / ou irrégulières ou dans des sites éloignés des cours d'eau, les micro-réseaux solaires sont susceptibles d'être la seule solution pertinente pour produire de l'électricité avec des énergies renouvelables.

Tous ces avantages font que les micro-réseaux alimentés totalement ou partiellement par l'énergie solaire sont actuellement les plus développés et un grand nombre de tels projets sont planifiés. C'est pourquoi nous avons décidé de nous focaliser sur ce type de micro-réseaux dans le travail de thèse. Nous détaillons dans le chapitre 3 partie 4 comment la ressource solaire peut être évaluée sur le continent africain.

L'un des principaux défis pour le développement à grande échelle de ces micro-réseaux solaires est la gestion de l'intermittence de la ressource disponible pour produire de l'électricité et de son adéquation avec la demande (comme discuté dans le chapitre 1 partie 4).

Pour satisfaire au mieux l'équilibre entre la production et la demande et répondre à un niveau de qualité de service donné, deux stratégies sont possibles pour des systèmes 100% solaires : surdimensionner l'installation en ajoutant des panneaux solaires, ou bien adjoindre des moyens de stockage de l'électricité. Il y a alors un équilibre à trouver pour gérer l'intermittence en dimensionnant le nombre de composants du micro-réseau (panneaux solaires PV et batteries ou autre forme de stockage).

Le stockage avec des batteries est un moyen intéressant pour pallier la variabilité de la production électrique des micro-réseaux solaires. Néanmoins, comme nous allons le voir dans la partie suivante, ce stockage peut représenter un coût important ce qui rend difficile son utilisation pour faire face à une période de plusieurs jours consécutifs où la ressource solaire est faible. Pour faire face à la variabilité de la ressource solaire, une troisième solution consisterait à hybrider les micro-réseaux solaires avec une autre source de production d'énergie pour limiter le nombre de batteries et donc le coût total du système. L'hybridation des micro-réseaux solaires avec des générateurs diesel qui ne fonctionnent qu'en cas de faible ressource solaire sur plusieurs jours avec des batteries qui ne sont plus chargées peut être une solution intéressante [25] [97].

Dans toute la suite de notre étude, nous allons nous focaliser uniquement sur l'énergie solaire pour alimenter ces micro-réseaux isolés.

3. Comment choisir le meilleur système pour fournir l'accès à l'électricité dans une zone donnée ?

L'agence internationale de l'énergie dans l'Africa Energy Outlook 2014 [98], projette dans le cadre du « *new policies scenario* » qu'en 2040 en Afrique subsaharienne, 315 millions de personnes obtiendront l'accès à l'électricité. Parmi ces personnes 80 millions l'obtiendront grâce aux systèmes individuels (type Solar Home System) et environ 140 millions avec les micro-réseaux ce qui correspond au développement de 100.000 à 200.000 micro-réseaux en fonction du nombre d'habitations connectées à chaque système.

Un enjeu est d'identifier les systèmes techniques les plus pertinents pour assurer ces développements considérables. En fonction des différentes zones rurales à électrifier, différents critères doivent être utilisés pour répondre à cette question :

- La densité de population ;

- La proximité de la zone avec le réseau électrique national existant ;
- Les tarifs de l'électricité de réseau ;
- Le coût des technologies pour les micro-réseaux et systèmes individuels ;
- Le prix du diesel au point de consommation (incluant le coût du transport du diesel qui peut représenter jusqu'à 50% du prix total pour les zones rurales éloignées).

Ces critères sont notamment ceux utilisés par des logiciels basés sur les technologies des systèmes d'information géographique qui permettent de calculer le système à moindre coût comme ce qui a été fait par l'AIE (Agence Internationale de l'Énergie) pour le Nigéria et l'Éthiopie [98] (Figure 17).

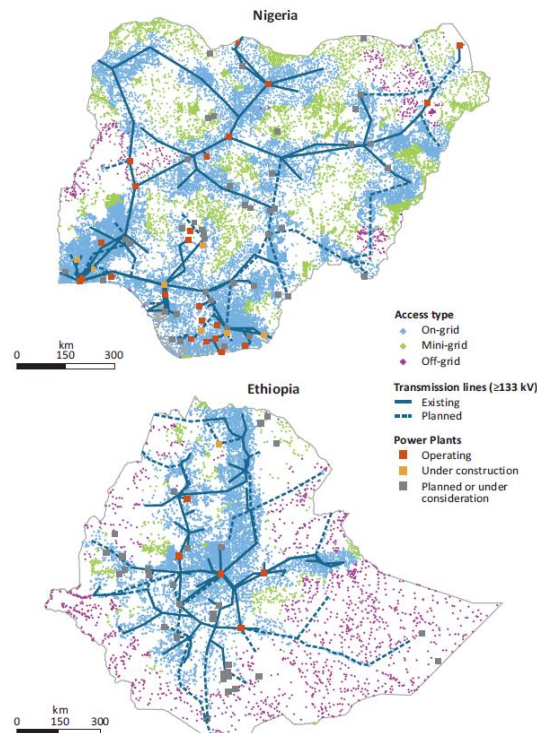


Figure 17: Répartition optimale par type de réseau au Nigéria et en Éthiopie, sur la base de l'expansion prévue des principales lignes de transmission

Ces travaux montrent ainsi qu'avec une densité de population globale égale à la moitié de celle du Nigéria, l'Éthiopie bénéficie d'un réseau principal moins bien développé. Au Nigéria, il est alors moins coûteux d'électrifier un plus grand nombre de personnes en les connectant au réseau principal plutôt que de développer des solutions de micro-réseaux ou individuelles. Cette figure montre aussi qu'au Sud-Est de l'Éthiopie, les solutions privilégiées sont les systèmes hors-réseaux du fait de la très faible densité de population où il n'est pas intéressant en termes de coût de développer des micro-réseaux.

Cette approche de l'AIE qui se base uniquement sur le coût d'approvisionnement le plus faible peut être discutée. En effet, dans les zones où l'AIE préconise des systèmes individuels, type Solar Home System (SHS), ceux-ci ne vont pas pouvoir satisfaire des usages productifs de l'électricité. Des petits commerces ou entreprises ne pourront donc pas se développer avec uniquement des SHS de faible puissance. Le micro-réseau peut donc là aussi être une bonne solution pour apporter une électricité capable de développer les usages productifs dans ces zones.

La thèse se focalisera ainsi sur les micro-réseaux solaires et isolés (non connectés à un réseau principal) comme solution technique pour fournir l'accès à l'électricité. L'importance de l'estimation de la ressource solaire est alors essentielle pour prévoir la production électrique possible avec ces systèmes.

4. Estimer la ressource solaire et sa variabilité : un enjeu pour le déploiement du photovoltaïque

Nous présentons ce qu'est la ressource solaire, comment l'estimer grâce aux données existantes et comment évaluer sa variabilité.

Le rayonnement global reçu par un plan horizontal a deux composantes :

- BHI pour *Beam Horizontal Irradiation* : le rayonnement direct sur plan horizontal
- DHI pour *Diffuse Horizontal Irradiance* : Le rayonnement diffus sur plan horizontal.

Ces deux composantes nous permettent d'obtenir le GHI pour *Global Horizontal Irradiance* qui est l'irradiance globale reçue au niveau du sol. C'est toute la lumière qui arrive au niveau du sol en provenance du soleil, du ciel ou des nuages.

$$GHI = DNI * \cos(\theta_s) + BHI$$

Où θ_s est l'angle zénithal solaire.

Idéalement, pour connaître précisément les différentes composantes de la ressource solaire en une localisation donnée et pour pouvoir en caractériser sa variabilité, il faudrait mettre en place des appareils de mesure qui enregistrent ces données sur une période assez longue. Les stations utilisées pour mesurer l'irradiance reçue au niveau du sol doivent être très précises et homogènes. Le *Baseline Surface Radiation Network* (BSRN) est souvent utilisé car ses stations disposent toutes d'instruments précis capables de réaliser ces mesures de façon homogène. Ces instruments sont présentés sur la Figure 18. En fonction du type de pyranomètres, on peut mesurer la composante DNI ou DHI.



Figure 18: instruments des stations du réseau BSRN

Figure

Caption

Figure 2. Basic-BSRN radiation instruments currently in operation at IZA BSRN. (a) SWD: EKO MS-802F pyranometer installed on a table (horizontal); (b) DIF: EKO MS-802F pyranometer; (c) LWD: Kipp & Zonen CGR4 pyrheliometer; (d) DIR: EKO MS-56 pyrheliometer; and (e) Sun tracker: Owel INTRA 3.

Available via license: [CC BY](#)
Content may be subject to copyright.

Ces stations de mesure représentent un coût important et nécessitent des compétences spécifiques au niveau local pour être bien gérées. C'est pour cela qu'il existe seulement une quarantaine de stations du réseau BSRN (Figure 19) dans le monde dont seulement trois stations qui fonctionnent actuellement en Afrique subsaharienne. Ces stations de mesure sont donc rares. Il est alors impossible de connaître les différentes composantes de la ressource solaire à une localisation donnée.



Figure 19: stations de mesure du réseau BSRN

Il existe aussi des mesures effectuées par les opérateurs privés préalablement à l'installation d'une centrale solaire. Ces mesures sont isolées et ne sont faites que sur une courte durée (un an maximum), ne permettant pas d'étudier la variabilité interannuelle de cette ressource solaire. De plus, ces données sont généralement confidentielles, et donc non accessibles aux chercheurs ou aux compagnies.

Pour estimer ces composantes de la ressource solaire en tout point du globe et pour des périodes temporelles plus longues, il est par contre possible d'utiliser les images prises par les satellites géostationnaires avec une résolution temporelle élevée (15 à 30 minutes) et une très bonne résolution spatiale (quelques km). Parmi eux, les satellites Météosat couvrent aujourd'hui une large zone géographique, avec Meteosat-11, appelé aussi Prime, dont le Nadir est situé au large de l'Afrique en latitude et longitude 0°, et Meteosat-8 au-dessus de l'Océan Indien. Depuis 1981, deux générations de satellites Météosat Prime se sont succédé avec des instruments de mesure différents, MFG Meteosat First Generation avec les satellites 2 à 7 (de 1981 à 2005) et les MSG Meteosat Second Generation avec les satellites 8 à 11 (de 2006 à aujourd'hui). Ces satellites photographient la terre puis des modèles sont appliqués pour obtenir les différentes composantes de la ressource. La Figure 20 montre ce que voit le satellite (la composante visible de l'irradiation réfléchie par l'atmosphère, les nuages et la surface de la Terre) et ce que nous voulons calculer pour obtenir l'irradiance reçue au niveau du sol.

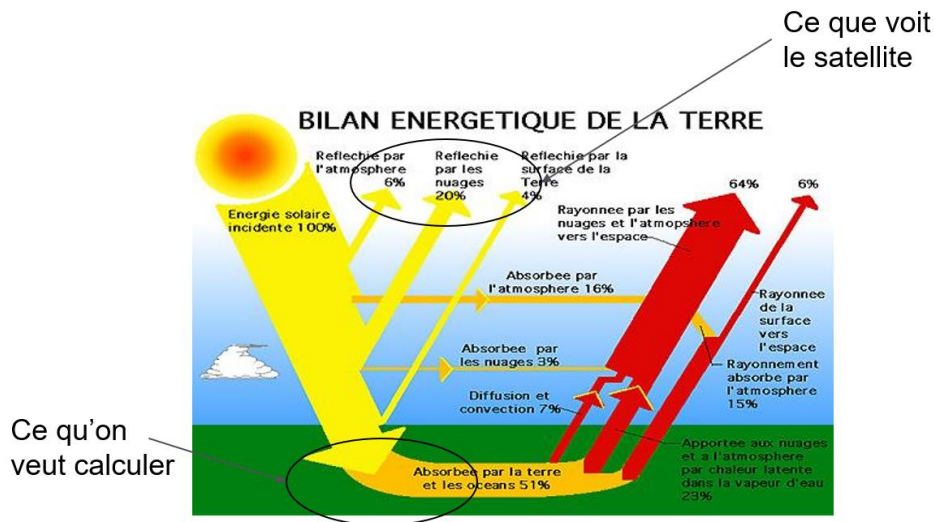


Figure 20 : Budget énergétique de la terre [99]

Les algorithmes permettant d'obtenir les composantes de la ressource solaire sont en constante amélioration avec des résolutions temporelles et spatiales de plus en plus fines [100] [101] [102]. Il est ainsi possible d'obtenir des données pour la ressource solaire au niveau du sol plus précises avec des pas de temps très fins (jusqu'à 15 minutes) [103].

Les avantages d'utiliser des estimations de la ressource solaire par les satellites sont multiples. Il est possible de couvrir de larges zones avec une résolution uniforme. Ces données offrent une quasi-continuité sur plusieurs années. Les données brutes sont consistantes. C'est pourquoi ces données de rayonnement dérivées des satellites sont fréquemment utilisées pour caractériser le potentiel de ressource solaire sur des grandes surfaces en utilisant l'une ou l'autre des bases de données (par exemple [[journee2012solar](#)], [[gueymard2011assessment](#)], [[pfenninger2016long](#)], [[kariuki2018interannual](#)]).

Une application régulièrement exploitée pour estimer le productible des systèmes PV en Europe et en Afrique est PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) [104]. Cet outil s'appuie sur différentes bases de données [105] :

- La base de données « classique » sur l'Europe qui utilise le réseau des stations de mesure sur le terrain faisant partie de ESRA (European Solar Radiation Atlas) [106] avec interpolations pour les données satellites [107, 108] [109] (résolution spatiale d'un km de l'Europe à l'Oural)
- La base de données PVGIS-3 sur l'Afrique obtenue par le projet HelioClim-1 [103] avec la méthode Heliosat-2 [110] (20-30 km de résolution spatiale avec GHI journalier de 1985 à 2005)
- La nouvelle base de données CM-SAF qui provient des satellites MFG et MSG avec une résolution de 2,5 km sur l'Europe et l'Afrique [104].

Pour l'Afrique, SODA propose aussi de télécharger gratuitement ses données JADE en ligne avec le volume de données CAMS Radiation Service qui a une résolution de 0.2°, un pas de temps de 15min pour la période 2005-2018 [102]. Ces données sont téléchargeables au format brut et nécessitent ensuite des analyses pour pouvoir les utiliser.

La Banque mondiale a aussi créé un outil avec ESMAP un atlas en ligne qui permet d'accéder à ce potentiel solaire partout dans le monde <https://globalsolaratlas.info/map> notamment en Afrique subsaharienne (Figure 21). Sur cet atlas, on remarque que le potentiel solaire en Afrique subsaharienne est très important pour la production PV [[al2017review](#)], [[broesamle2001assessment](#)], [[quansah2016solar](#)].

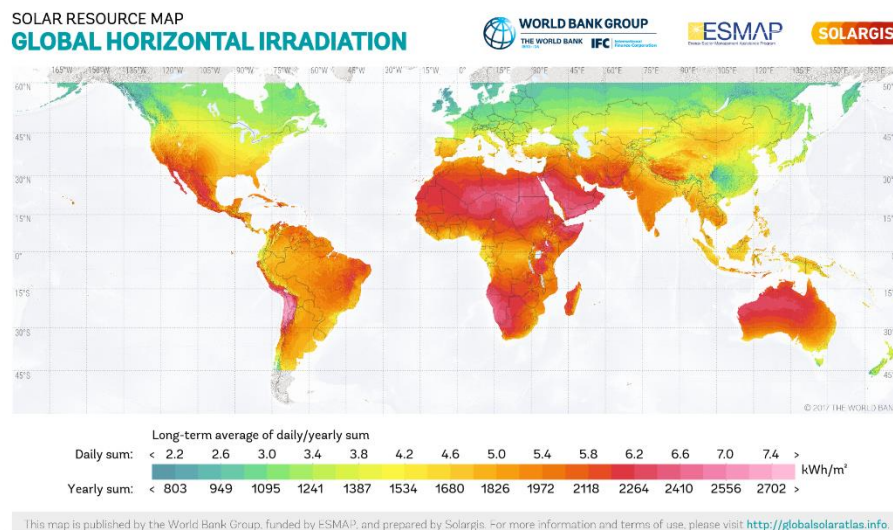


Figure 21 : Atlas solaire du monde avec les valeurs de GHI moyennes pour la période 1994 - 2015

La principale limitation de ces bases de données est leur qualité incertaine, notamment en Afrique où les stations de mesures permettant d'évaluer cette qualité sont en nombre très limité. [111].

Pour résumer, plusieurs paramètres sont à prendre en compte dans le choix d'utiliser des données satellites ou issues de mesures de terrain pour obtenir en un point donné les différentes composantes de la ressource solaire. Sur un site où une station est disponible, a été correctement maintenue et où la durée d'acquisition a été suffisamment longue pour couvrir 6 mois à 1 an, les données en provenance de la station seront de meilleure qualité par rapport aux estimations satellite sur la période de mesure. Néanmoins, les données satellite permettent généralement d'obtenir les composantes de la ressource solaire sur une plus longue période. Un enjeu est alors l'étalonnage des données satellites à partir des données de mesures in-site pour corriger les données satellite sur une période plus longue et obtenir de meilleures valeurs de la variabilité.

Les données satellite deviennent vraisemblablement intéressantes aussi lorsque l'on est éloigné de toute station de mesure. Au-delà d'un certain éloignement, les estimations satellite, même erronées, deviennent vraisemblablement plus informatives que celles de la station la plus proche mais peu de travaux ont été publiés à ce jour sur cette question [112].

Conclusion

Dans ce travail de thèse, nous allons étudier les MGSI, non connectés à un réseau électrique. Ce type de micro-réseaux représente la majorité des micro-réseaux qui vont être développés dans le futur et présentent un grand nombre d'avantages pour le continent africain.

Néanmoins, la ressource solaire est une ressource intermittente. Cette intermittence pose un enjeu pour assurer à chaque instant une bonne adéquation entre production et demande électrique et donc pouvoir fournir une bonne qualité de service avec ce type de système.

Pour gérer cette intermittence, des solutions existent, comme le stockage par batterie, mais ces solutions sont généralement coûteuses. Tout l'enjeu est alors de dimensionner ces systèmes de manière à déterminer un équilibre entre utilisation au maximum de la ressource renouvelable lorsqu'elle est disponible et stockage nécessaire pour obtenir une bonne qualité de service.

Les questions sous-jacentes sont alors : quelles sont les composantes requises en termes de dimensionnement du système pour assurer une bonne qualité de service avec un micro-réseau solaire ? Est-il possible d'identifier une configuration à moindre coût pour répondre à un niveau de qualité de service fixé ? Quels sont les facteurs qui conditionnent cette configuration optimale ? Est-ce plutôt la partie météorologique et climatique ou les coûts des différents composants ? Quelle complémentarité des différents types d'usages ? Comment l'ensemble de ces résultats varient dans l'espace en Afrique et quelle est leur robustesse ?

Caractérisation et déterminants des coûts d'un micro-réseau solaire

La question du coût du système et de la capacité des populations à payer pour ce service est essentielle pour le développement à grande échelle des micro-réseaux solaires. Les coûts sont associés aux différents composants d'un micro-réseau solaire qui sont nécessaires pour satisfaire une certaine qualité de service en fonction de l'intermittence de la ressource solaire dans la zone étudiée.

1. Les coûts d'un micro-réseau solaire et solaire hybride

[113] a réalisé une revue de littérature et des enquêtes auprès d'installateurs de micro-réseaux en Afrique subsaharienne de 2013 à 2015. Ils ont ainsi pu recueillir des données notamment de coûts pour 27 micro-réseaux installés en Afrique subsaharienne. Ces micro-réseaux sont notamment des micro-réseaux solaires et solaires / hybrides. La répartition des coûts d'investissement est faite selon les différents composants. Par exemple, la Figure 22 montre la répartition selon six composants des coûts d'investissement d'un micro-réseau solaire / diesel d'une quarantaine de kW [113].

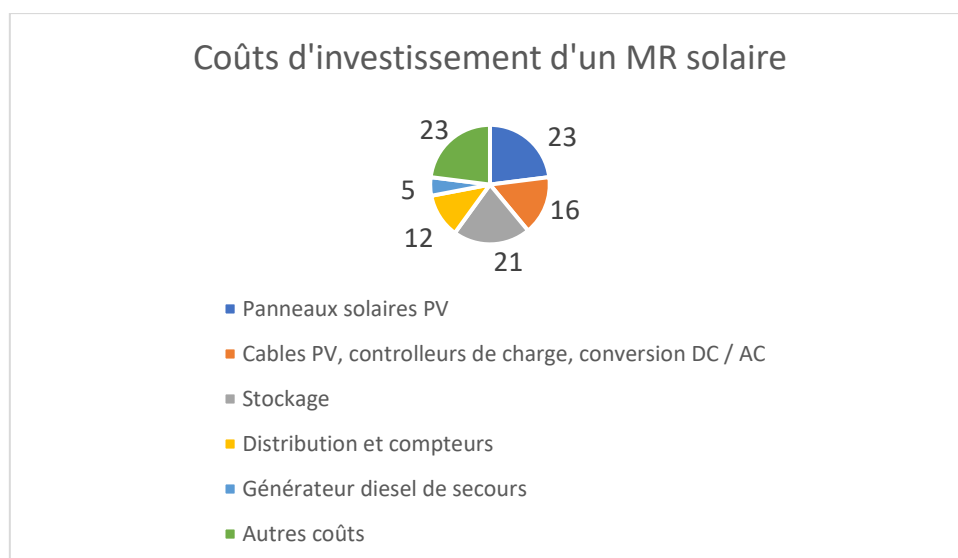


Figure 22: coûts des six composants d'un micro-réseau solaire / diesel pour une puissance solaire installée d'une quarantaine de kW

50% du coût total d'investissement portent sur les composants nécessaires pour assurer une production renouvelable (panneaux solaires, batteries et système d'équilibrage) tandis que le coût d'investissement du générateur diesel est assez faible (5%) mais représente une part importante du coût d'opération du fait du coût du combustible si celui-ci est utilisé abondamment. Les autres coûts représentent eux aussi une part importante du coût total du projet, autant que les panneaux solaires PV. Dans ces coûts, 75% concernent le coût de la main d'œuvre pour l'installation [113].

Au-delà de cet exemple, la répartition des différents composants dépendra bien sûr de la taille des projets. Ainsi, pour des micro-réseaux de taille plus importante, des économies d'échelle sont possibles ce qui permet de réduire le coût de chaque composant par unité de capacité installée [113].

Au-delà de ces coûts agrégés, nous présentons les spécificités des coûts de chacun des composants constituant un micro-réseau solaire/batterie.

1.1. Les panneaux solaires photovoltaïques

Le coût des panneaux solaires PV a fortement diminué ces dernières années (Figure 23). A la fin des années 1970, le prix des cellules PV étaient de 76 \$/Wc contre 0,3 \$/Wc en 2015.

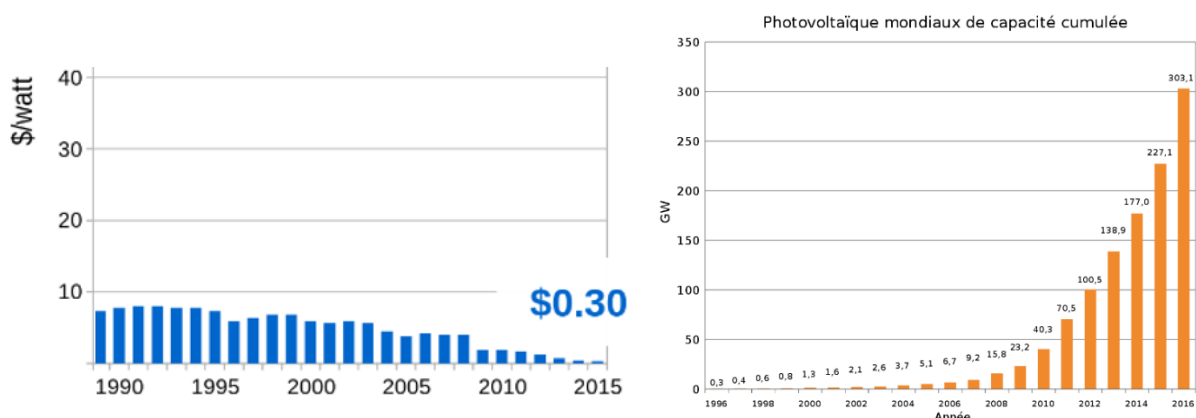


Figure 23 : Evolution du prix des cellules photovoltaïques entre 1990 et 2015 [114] (à gauche) et installations PV mondiales en capacité cumulée (à droite)

Dès la fin des années 90, notamment dans le contexte de l'adoption, avec le Protocole de Kyoto (1997), d'objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans les pays industrialisés, des politiques de soutien aux énergies renouvelables ont été mises en œuvre dans un certain nombre de pays (européens notamment) pour permettre l'atteinte des objectifs de pénétration des énergies renouvelables dans les mix énergétiques. Ces politiques ont à la fois visé la diffusion de ces technologies renouvelables, ce qui a conduit à des effets d'apprentissage ou *learning by doing* [115], et le soutien à la recherche, ce qui a conduit à de l'innovation dans ces technologies et donc à une décroissance des coûts (*learning by searching*) [116, 117]. La littérature montre ainsi que le taux d'apprentissage moyen pour le photovoltaïque est de 20% [118], c'est-à-dire que le coût du panneau solaire PV diminue de 20% quand la capacité mondiale de production est doublée. Durant la dernière décennie, la Chine a profondément modifié le marché mondial du photovoltaïque, devenant le pays avec la plus forte production d'électricité photovoltaïque et le premier producteur mondial de panneaux solaires. Ceci a conduit à une baisse des prix des panneaux solaires très importante.

Le développement du solaire a été très rapide à partir des années 2014 en Afrique en passant d'une capacité totale cumulée installée en solaire PV de 500 MW en 2013 à 1330 MW en 2014 et 2100 MW fin 2015 [119]).

1.2. Les batteries

Dans les micro-réseaux solaires, les batteries sont indispensables afin de garantir une bonne qualité de service pour fournir de l'électricité durant la nuit et pour faire face à des périodes de faible ressource solaire. Même si le coût des batteries n'a pas encore connu les diminutions considérables observées pour les panneaux PV, [120] projette une division par deux à l'horizon 2030 notamment sur les batteries Lead-Acid et Li-ion qui sont principalement utilisées dans les projets de micro-réseaux, mais aussi grâce à la possible émergence de nouvelles technologies de batteries plus efficaces. Contrairement à ce qui est observé pour les panneaux solaires, il n'y a pas d'économies d'échelle sur le stockage [113].

1.3. Les autres coûts

Comme nous l'avons vu précédemment, les autres coûts peuvent représenter une part significative du coût total du micro-réseau avec notamment une part importante des coûts de main d'œuvre. Il apparaît notamment qu'un temps non négligeable est passé à obtenir les différents permis pour la réalisation de ces micro-réseaux [113]. Une simplification des volets administratifs pourrait ainsi efficacement diminuer les coûts associés.

Malgré tout, ces coûts ne seront pas intégrés dans ce travail de thèse du fait de la difficulté de les estimer de façon générique en Afrique subsaharienne.

1.4. Bilan des coûts des différents composants

[81] estime les fourchettes de coûts des composants (Figure 24) grâce à une revue de littérature des projets existants de micro-réseaux dans plusieurs zones d'Afrique subsaharienne notamment Kenya, Tanzanie et Zambie.

	Low	Medium	High	Lifetime
Installed PV Costs (USD / kWp)	1400	1800	2200	20 - 25
Lead-acid battery costs (USD / kWh)	300	400	500	3 - 7
Inverter and charge controller costs (USD / kW)	600	900	1200	8 - 12
Operations and maintenance costs	2% of capital expenditure for PV panels and inverters			
Discount rate (%)	8	10	12	

Figure 24 : Fourchette de coûts des composants d'un mini-réseau solaire / batterie [81]

Les intervalles choisis pour ces coûts et le taux d'actualisation sont discutés en chapitre 8.

1.5. Le temps de retour sur investissement

Un des problèmes majeurs pour les micro-réseaux solaires par rapport à des micro-réseaux alimentés par des générateurs diesel est le coût initial d'investissement (CAPEX) très élevé, qui augmente fortement le temps de retour sur investissement [113]. Malgré cela, si l'on considère l'ensemble de la durée de vie du micro-réseau (une vingtaine d'années ([113])), les micro-réseaux PV et hybrides apparaissent comme la solution avec le coût par kWh le moins élevé (de 20% à 70% moins importants que l'option générateur diesel) pour la plupart des localisations ([113]). De même, ces coûts seraient également bien moins importants que l'option d'extension du réseau qui peut s'avérer très coûteuse en fonction des localisations ([113]).

Se pose là aussi la question du choix du temps de retour sur investissement sur le dimensionnement optimal obtenu en privilégiant des composants qui peuvent avoir un temps de retour sur investissement plus court mais ont aussi des durées de vie plus courtes. C'est le cas par exemple pour l'utilisation de batteries au plomb plutôt que des batteries lithium ion dont le choix dépend de la valeur que l'on donne au taux d'actualisation qui est en lien direct avec notre temps de retour sur investissement [121].

1.6. Incertitudes sur les coûts et robustesse du dimensionnement

En fonction des différentes régions et du type de projet de MGSI il existe une incertitude sur les coûts des différents composants. Cette incertitude pourrait impliquer une évaluation de la configuration optimale du dimensionnement du MGSI qui n'est pas robuste si celle-ci est trop dépendante des coûts. Il faudrait alors effectuer une nouvelle étude de dimensionnement du MGSI qui soit adapté à chaque configuration de coût rencontré. On peut alors se demander dans quelle mesure le dimensionnement du micro-réseau (nombre de panneaux solaires vs capacité de stockage) est affecté par l'incertitude ? Dans quelle mesure les configurations optimales (en termes de coût par exemple) sont-elles robustes à ces incertitudes, et ce, selon les différentes zones étudiées ? Ces incertitudes sont importantes à prendre en compte pour les deux éléments essentiels dans le dimensionnement des MGSI : les panneaux solaires PV et les batteries.

Pour le coût des panneaux solaires PV celui-ci est variable en fonction de la taille des projets et de la localisation. [113] montre que même si le coût moyen des panneaux solaires est similaire en Afrique et dans le reste du monde, il existe une forte variabilité de ces coûts. Tout d'abord, les politiques publiques de soutien aux énergies diffèrent selon les pays. Alors que dans certains il existe une politique de soutien au photovoltaïque plus ou moins ambitieuse, dans d'autres, ce sont les énergies fossiles qui sont subventionnées (elles sont estimées à 26 milliards de \$ pour l'année 2015 dans l'ensemble des pays d'Afrique subsaharienne [122]). Le coût du transport des panneaux peut également s'avérer très élevé notamment dans des zones reculées (Figure 25).

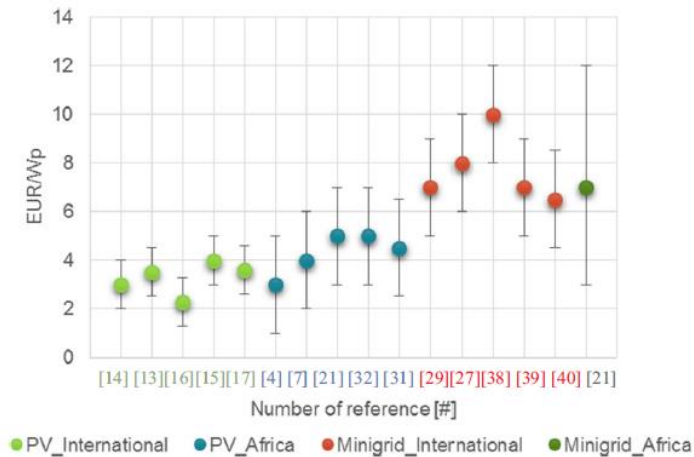


Figure 25 : Le coût des technologies PV dans la revue de littérature de [113]

L'incertitude sur le coût des batteries et leur durée de vie peut aussi être importante en fonction des pays considérés. [81] montre que, pour des batteries au plomb, ce coût varie entre 300 et 500 USD / kWh avec des durées de vie allant de 3 à 7 ans en fonction de leur lieu de stockage et leur utilisation.

2. L'enjeu de la durée de vie des micro-réseaux solaires

Ces éléments nous amènent ainsi à devoir considérer la durée de vie des micro-réseaux solaires sur le terrain comme une question centrale pour leur déploiement à grande échelle. Si un micro-réseau ne fonctionne plus au bout de quelques années, ce sera un échec pour la communauté locale qui ne pourra plus bénéficier des services électriques. De plus, leur investissement sera perdu et non rentabilisé pour un projet avec un temps de retour sur investissement généralement long comme nous l'avons vu dans la partie précédente.

Actuellement, on constate avec plusieurs retours de terrain que des problèmes, même minimes sur des composants du MGSI, affecte son fonctionnement global et sa pérennité en l'absence de compétences locales pour réparer ces dysfonctionnements, ou de moyens pour remplacer des pièces endommagées. Dans un bon nombre de cas, cela implique un fonctionnement effectif des MGSI sur une durée beaucoup plus faible que la durée des panneaux solaires qui est de l'ordre de 20 à 25 ans [123].

Les batteries sont les composants qui ont la plus courte durée de vie. Si celles-ci ne sont pas remplacées (pour des problèmes de budget par exemple) elles vont mettre en péril le fonctionnement global du micro-réseau. En effet, pour réduire le coût d'investissement initial qui est souvent un frein au développement de ce type de projet, les investisseurs vont préférer mettre en place des batteries acide-plomb qui ont une durée de vie plus courte (en moyenne de 2 à 5 ans en fonction des conditions d'utilisation). Or, si les projets de micro-réseaux renouvelables bénéficient d'aides financières pour l'investissement initial, il est souvent difficile d'obtenir une subvention pour renouveler les batteries. Des solutions existent pour augmenter la durée de vie de ces batteries en les plaçant par exemple dans des containers climatisés mais avec là aussi un impact sur le coût et la production d'électricité.

De même, pour la maintenance de ces installations, comme ces zones isolées sont souvent très loin de grandes villes, il est difficile de trouver un technicien pour venir faire la maintenance s'il y a un

problème ou alors le coût du déplacement sera important. C'est pourquoi il est très important pour ce type de micro-réseaux isolés d'utiliser des composants simples et robustes.

L'énergie solaire est très intéressante pour cela car elle permet de générer de l'électricité sans utiliser de pièces tournantes ce qui diminue les risques de dysfonctionnement. C'est pourquoi, même s'il peut être intéressant de placer les panneaux sur des *trackers* pour suivre la course du soleil et ainsi augmenter la production électrique avec la même surface de panneaux solaires, ces *trackers* vont introduire de la complexité dans le système avec un risque de dysfonctionnement notamment dans des localités où les conditions climatiques sont difficiles.

En définitive, le point majeur pour garantir la longévité de ces systèmes est 1) l'appropriation et l'entretien du système par les utilisateurs et 2) la formation d'électriciens qui est une question cruciale dans la plupart des pays d'Afrique subsaharienne.

Problématique de la variabilité multi-échelle de la ressource solaire sur le continent africain et robustesses des configurations de MGSI optimales associées

Dans ce chapitre, nous introduisons les notions fondamentales des analyses développées dans les trois articles présentés à la suite de ce chapitre et qui constituent le cœur du travail de thèse. Nous définissons tout d'abord ce qu'est la variabilité spatio-temporelle de la ressource solaire, ses différentes échelles et les enjeux associés pour le dimensionnement des systèmes de MGSI. Nous définissons ensuite le système générique de MG utilisé pour répondre aux besoins de simplifications nécessaires pour conduire notre étude sur l'ensemble du continent africain.

1. Questions scientifiques associées à notre travail

Dans les différentes sections des chapitres introductifs précédents, nous avons introduit les thématiques relevant des solutions pour fournir un accès à une électricité fiable, durable et moderne, à un coût abordable, tel qu'énoncé dans l'ODD n°7, dans les zones rurales isolées, notamment via le développement de micro-réseaux solaires non connectés au réseau principal. Nous l'avons vu, les questions associées à cet enjeu sont très larges. Nous allons dans ce travail de thèse traiter un nombre limité d'enjeux scientifiques relevant de cette thématique. Nous faisons le choix de nous concentrer sur les enjeux d'adéquation temporelle et spatiale offre-demande dans le cadre de ces micro-réseaux à forte proportion solaire dans des zones isolées d'Afrique subsaharienne.

La première question de recherche abordée concerne la ressource solaire sur le continent africain : quelle est la variabilité journalière de la ressource solaire sur le continent africain et comment celle-ci varie-t-elle dans l'espace ? L'objectif de cette première partie est de caractériser la variabilité de la ressource solaire localement, du point de vue des micro-réseaux 100% solaires, en tout point du continent et d'en déduire l'impact sur le dimensionnement nécessaire (qui est directement lié au coût).

Le deuxième enjeu concerne toujours la caractérisation de la variabilité temporelle de la ressource solaire, mais cette fois en considérant son adéquation avec une demande saisonnière. En effet, dans des configurations de villages ruraux en Afrique subsaharienne, la demande présente souvent une saisonnalité marquée. Quel est alors le coût associé à la saisonnalité de la demande au regard de son adéquation temporelle avec la ressource solaire journalière ? Quelle est la robustesse de nos résultats par rapport à une incertitude sur la saisonnalité de la demande ? Dans quelle mesure, jouer sur l'angle d'inclinaison des panneaux solaires PV peut réduire les besoins en surdimensionnement en améliorant l'adéquation entre la ressource et la demande saisonnière et si oui dans quelles proportions ?

Dans une troisième partie, nous analysons les implications techniques et économiques (stockage / surdimensionnement) de la variabilité de la ressource sur le dimensionnement de micro-réseaux et le coût du kWh. Quelles configurations de micro-réseaux solaires permettent d'obtenir un niveau donné de qualité de service et quelle configuration permet d'obtenir le coût actualisé de l'électricité minimum ? La configuration optimale (nombre de batteries et de panneaux) qui minimise le coût du kWh, pour une qualité de service donnée, est-elle ou non robuste à différentes hypothèses de coût des différents composants du micro-réseaux ? Est-ce le cas pour toutes les régions d'Afrique ou uniquement pour certaines ? Ces configurations optimales sont-elles sensibles aux types d'usages visés par le micro-réseau (usage domestique/productif) ?

2. Enjeux

La construction des micro-réseaux solaires vise à fournir, à un coût abordable, de l'électricité aux utilisateurs selon leurs besoins au moment où ces besoins s'expriment. Le niveau de qualité de service du micro-réseau est donc important. Cette qualité de service dépend principalement du niveau d'adéquation entre la demande et la production électrique. Cette adéquation est fonction de la variabilité temporelle naturelle de l'irradiation solaire globale reçue au niveau du sol et de la courbe de charge auquel le micro-réseau doit répondre. Nous analysons dans un premier temps la variabilité temporelle de la ressource solaire et les enjeux qui en découlent.

La variabilité de la production électrique de la ressource solaire, comme pour d'autres énergies renouvelables variables (éolien, hydroélectricité) est souvent caractérisée en utilisant le facteur de charge [124, 85, 125, 126, 90, 127, 128] [129] comme détaillé dans le Chapitre 1 partie 4.

Ce facteur de charge reflète la ressource solaire moyenne sur une période donnée et ne permet pas de rendre compte de la variabilité et de l'intermittence à plusieurs échelles temporelles de la ressource solaire. Or ceci est d'autant plus important dans le cadre de micro-réseaux solaires pour lesquels il n'est pas possible, comme cela peut être le cas sur les réseaux nationaux ou continentaux ou dans le cas de micro-réseaux hybrides, de compter sur un foisonnement ou une complémentarité avec d'autres ressources pour répondre à la demande en électricité.

Or il existe des périodes de faibles niveaux de ressource (à haute ou basse fréquence) qui peuvent rendre difficile l'atteinte des objectifs de qualité de service et cela dans la plupart des régions du monde. Les implications technico-économiques de la variabilité haute fréquence (par exemple infra-journalière) de la ressource et de la variabilité au jour le jour et à basse fréquence (entre différents jours, saisons et années) ne sont pas les mêmes.

La gestion de la variabilité haute-fréquence de la production et de son décalage possible avec la demande a pour objectif de satisfaire à chaque instant une demande potentiellement très variable

dans le temps tout en assurant la stabilité du micro-réseau. C'est ce qu'on peut par exemple observer lors du passage d'un nuage entraînant une chute brutale de la production électrique. Un autre aspect de cette variabilité haute fréquence renvoie à la gestion des pics de demande, pour les usages domestiques notamment, le matin ou le soir lorsque la ressource solaire est faible ou nulle. Différentes études ont déjà étudié cet impact avec le dimensionnement de batteries nécessaires au stockage à très haute fréquence qui permettent de pallier à cette variabilité [130, 131, 132].

La variabilité de plus basse fréquence de la ressource solaire a aussi un impact sur la production du micro-réseau. Celle-ci peut être impactée par des effets météorologiques qui induisent une ressource solaire faible voire très faible sur des périodes allant d'une journée à plusieurs semaines conduisant potentiellement à ce que [133] ont appelé des « sécheresses énergétiques », reprenant ainsi pour les productions d'énergie renouvelable, le concept des sécheresses hydrologiques. Ces périodes peuvent être particulièrement problématiques pour des systèmes de micro-réseaux uniquement alimentés par de l'énergie solaire. En effet, là où il est possible de compenser une faible ressource solaire par le fonctionnement des générateurs diesel dans des micro-réseaux hybrides en garantissant à tout moment une bonne qualité de service [134], la marge de manœuvre est beaucoup plus limitée pour une alimentation 100% solaire. Deux stratégies éventuellement combinées, peuvent être mobilisées pour pallier à ces situations : le surdimensionnement du parc de panneaux PV pour produire la même quantité d'électricité en période de ressource solaire plus faible qu'en temps de ressource solaire moyenne, et le recours à un système de stockage qui sera dimensionné de manière à faire face à la demande d'électricité sur plusieurs jours avec une ressource faible voire nulle. La bonne connaissance de cette variabilité basse fréquence, bien que peu essentielle pour les micro-réseaux hybrides, conditionne ces adaptations.

Différentes études ont déjà analysé la variabilité de la ressource solaire pour des systèmes PV dont les premières dans les années 1980 [135, 136, 137, 138, 139]. Elles ont permis de mieux caractériser la variabilité saisonnière et spatiale de la ressource. Plus récemment, de nouvelles bases de données se sont développées, permettant de conduire des études similaires avec une meilleure résolution spatiale et temporelle [140, 141, 142]. Cette meilleure connaissance de la variabilité de l'énergie solaire et plus généralement des ressources énergétiques renouvelables variables (ERV) est clé pour développer des systèmes électriques qui intègrent une grande part d'électricité renouvelable. En Europe, un objectif de 27% des énergies renouvelables dans la consommation énergétique d'ici 2030 a été fixé [143] alors que la variabilité est encore mal connue [144, 145]. Ces études considèrent aussi des systèmes électriques interconnectés intégrés dans des grands réseaux électriques en ignorant souvent les problèmes à des niveaux très locaux pour des systèmes isolés.

Le développement efficace des MGSI à grande échelle nécessite d'avoir une connaissance plus fine de la variabilité multi-échelle de la ressource solaire. Elle aura ainsi des implications importantes sur leur dimensionnement, la qualité de service associée et le coût du kWh pour les utilisateurs.

3. Ressource solaire et variabilité spatio-temporelle sur le continent africain

Dans cette partie nous présentons les différentes échelles de variabilité de la ressource solaire sur le continent africain. Pour cela, nous prenons comme exemple 15 points de grille présentés sur la carte de l'Afrique en Figure 26. Nous utilisons une même couleur pour les points de grille de même latitude. Ces points de grille sont choisis de manière à ce que l'écart de longitude et de latitude entre deux points adjacents soit le même. La base de données utilisée est présentée dans la partie suivante ainsi que les choix effectués pour considérer la période de temps d'étude : 1995-2015.

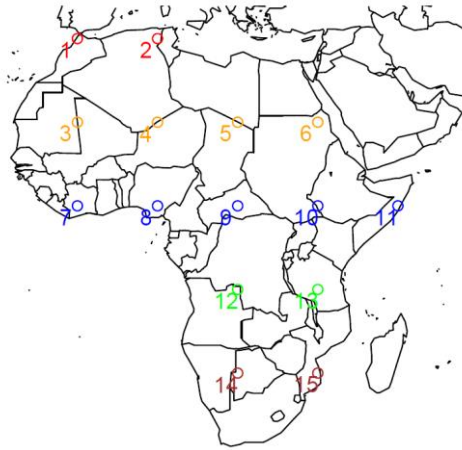


Figure 26 : Les quinze points de grille retenues pour l'étude préliminaire du rayonnement global reçu au niveau du sol (avec des couleurs différentes en fonction des latitudes des points de grille)

Les facteurs qui influencent la variabilité temporelle de la ressource solaire ne sont pas les mêmes aux différentes échelles de temps considérées. Comme nous l'avons vu dans le chapitre 3 partie 4 le paramètre déterminant pour estimer la ressource solaire est le GHI. Il existe quatre principales échelles de variabilité : infra-journalière, saisonnière, jour à jour et interannuelle.

3.1. Variabilité saisonnière

La variabilité saisonnière est représentée sur la Figure 27 pour les 15 points de grille par les fonctions de distribution cumulées de rayonnement du GHI journalier.

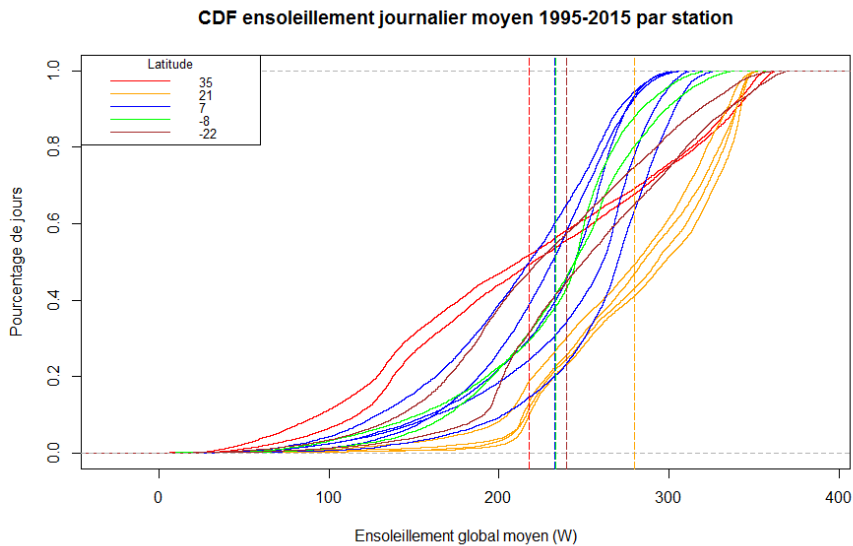


Figure 27: Fonction de distribution cumulée de rayonnement du GHI journalier pour les 15 points de grille sur la période 1995 – 2015. Les traits verticaux en pointillés représentent l'ensoleillement global moyen journalier sur toute la période considérée pour chaque ensemble de points de grille de même latitude.

Les aspects astronomiques déterministes liés aux cycles jours / nuits et à la succession des saisons liés à la latitude sont les principaux déterminants du rayonnement solaire qui atteint la surface de la terre [146]. Par ciel clair, le rayonnement solaire peut alors être prédit presque parfaitement [147, 148]. Pour les points de grille de même latitude, au premier ordre, un profil similaire est observé. Par contre

lorsque l'on compare les profils des points de latitudes différentes, les profils sont contrastés. Pour les points de latitude maximale (35 dans notre exemple de couleur rouge), l'intervalle des valeurs d'ensoleillement journalier s'étend sur une plage assez large allant d'environ 50 à 350 W, ceci témoignant d'une saisonnalité marquée. Cet intervalle est moins marqué pour des stations de plus faible latitude. Ainsi, la saisonnalité liée à la latitude impacte les valeurs journalières d'ensoleillement au premier ordre.

En plus de ces cycles diurnes et saisonniers déterministes, la transmissivité optique atmosphérique module la quantité de rayonnement extraterrestre atteignant le sol. Cet effet d'atténuation est dû aux nuages et aux aérosols suivant les modèles de circulation atmosphérique [149]. En plus des effets astronomiques déterministes, il y a donc un effet important des différents climats régionaux [150]. C'est ce qui explique par exemple les différences observées pour les cinq courbes bleues de même latitude sur la *Figure 27* associées à des climats régionaux différents. Les points situés en Afrique de l'Ouest subissent la mousson et un climat beaucoup plus humide pour le point en Afrique centrale par rapport à celui à l'est de l'Afrique qui est associé à un climat beaucoup plus aride [151].

3.2. Variabilité infra-journalière haute fréquence

La variabilité infra-journalière haute fréquence de la ressource est principalement due à des facteurs météorologiques sur le court terme. Elle est plus difficile à prévoir que les aspects astronomiques déterministes. En guise d'illustration, nous représentons 10 jours consécutifs de Janvier et de Juillet 2005 du GHI pour les points de grille n°1 et 12 sur la *Figure 28*.

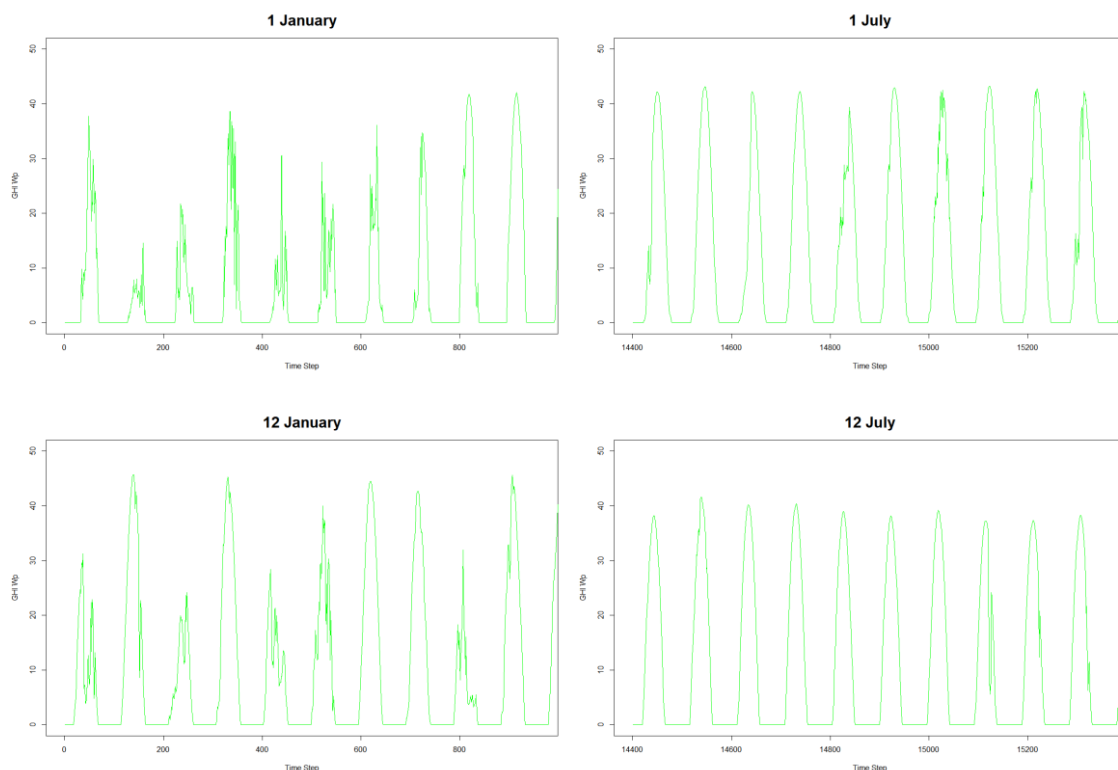


Figure 28: les 10 premières courbes infra-journalières du point de grille n°1 (en haut) et du point n°12 (en bas) pour le mois de Janvier (à gauche) et le mois de Juillet (à droite) de l'année 2005

Pour le point de grille n°1 et les 10 jours de Janvier la variabilité infra-journalière est très marquée avec des profils de GHI très différents et des jours où la ressource est très faible par rapport à d'autres. Ces jours de faible ressource peuvent être consécutifs comme pour le jour 2 et 3 ou isolés (jour 9 pour le point de grille n°12). A haute fréquence, la variabilité de la ressource est importante avec des pics et des creux significatifs qui se succèdent dans des intervalles de temps très faibles (intervalle de 15min ici). Cette variabilité haute fréquence est beaucoup plus faible pour les 10 jours du mois de Juillet avec des courbes quotidiennes de GHI relativement identiques jour après jour à quelques exceptions près. La ressource moyenne pour ce mois est aussi plus importante qu'en janvier témoignant de la saisonnalité marquée pour le point de grille n°1.

Pour le point de grille n°12, situé dans l'hémisphère sud, on retrouve là aussi une variabilité haute fréquence importante pour les jours du mois de Janvier qui a pour conséquence une diminution de la ressource moyenne à cette période. Cet impact est beaucoup plus faible, voire quasi-inexistant pour le mois de Juillet. Il est ainsi possible d'avoir une saisonnalité inversée par rapport à la saisonnalité théorique en considérant uniquement les facteurs astronomiques.

Cette variabilité infra-journalière haute fréquence a donc des dimensions différentes en fonction de la période et des points de grille considérés.

3.3. Variabilité jour à jour

La variabilité jour à jour est celle que nous observons entre deux jours consécutifs. Elle peut être appréciée aussi au premier ordre (à la persistance des situations météorologiques près) par la variabilité pour le même jour calendaire des différentes années de la période étudiée. Cette dernière est représentée par les courbes vertes sur la *Figure 29* pour les points de grille n°1 et 12 sur la période 1995 – 2015.

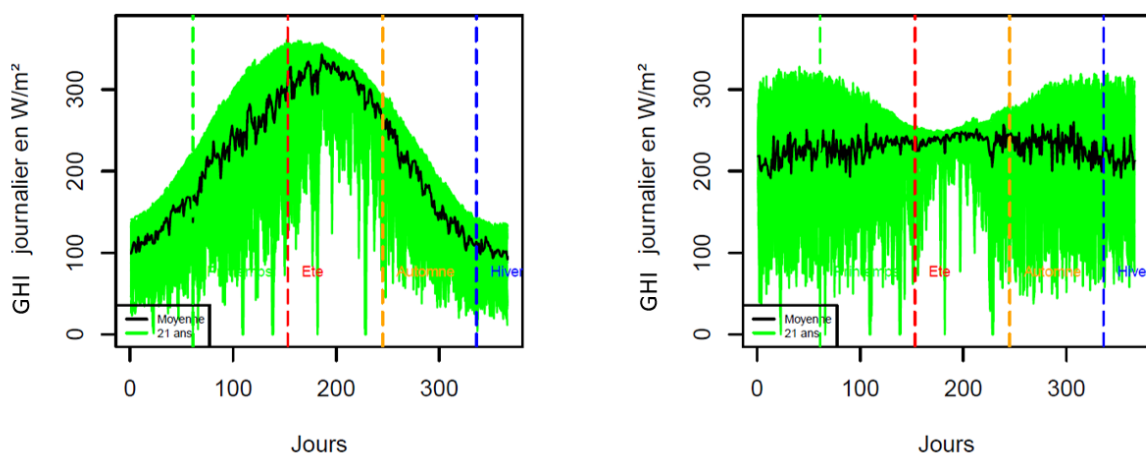


Figure 29: GHI journalier pour les Points de grille 1 (à gauche) et 12 (à droite) sur la période 1995 - 2015

Les courbes vertes représentent les 21 valeurs observées pour le jour considéré associées aux 21 années de données. Elles suggèrent une variabilité jour à jour importante pour les deux points de grille. Pour le point n°1 cette variabilité apparaît relativement constante tout au long de l'année. Elle semble diminuer à la fin de la saison été (Juin Juillet Aout). Le point n°12 suggère par contre une très faible variabilité jour à jour pendant l'été avec des valeurs journalières de GHI qui semblent similaires d'une année à l'autre.

Bien que la moyenne (courbe noire) ne dégage pas de très faibles valeurs de ressource solaire, il existe des creux importants témoignant de valeurs de périodes pendant lesquelles la ressource solaire est très faible certaines années. La durée de persistance de ces périodes de faible ressource solaire est importante pour la production d'électricité et la satisfaction des besoins. Nous représentons la moyenne glissante des GHI journaliers des courbes vertes sur 11 jours sur la *Figure 30*, ce qui permet de mieux appréhender la durée de ces périodes de faible ressource solaire.

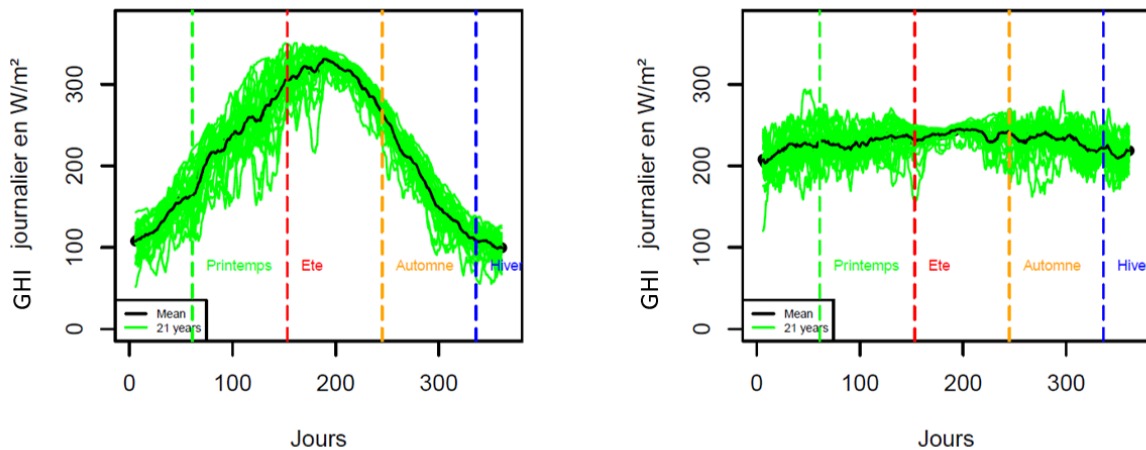


Figure 30: Moyenne glissante du GHI journalier sur 11 jours pour les Points de grille 1 (gauche) et 12 (droite) sur la période 1995 – 2015

Ceci montre qu'il existe bien des périodes marquées de faible ressource solaire pour les deux points de grille étudiés pour certaines années et cela pour les 4 saisons puisque certaines courbes vertes ont des creux importants. Même si ces périodes avec une baisse significative du GHI paraissent assez rares (moins d'une vingtaine sur une période de 21 ans), ces sécheresses solaires peuvent durer plusieurs dizaines de jours comme c'est le cas en été pour le point de grille n°1.

3.4. Variabilité interannuelle

Enfin, la ressource solaire présente aussi une variabilité de plus basse fréquence : la variabilité interannuelle. Celle-ci est illustrée pour les points de grille 1 et 12 en *Figure 31*.

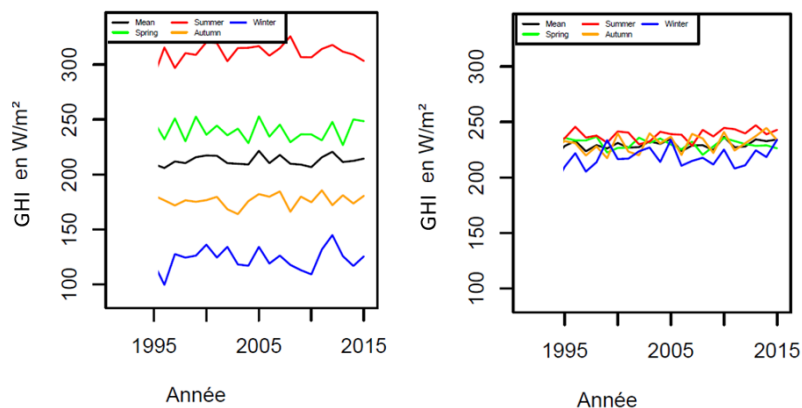


Figure 31: moyenne annuelle et saisonnière du GHI journalier pour les points de grille 1 (à gauche) et 12 (à droite) pour la période 1995 - 2015

La courbe noire qui représente la moyenne sur l'année du GHI montre une variabilité assez faible d'une année à l'autre pour les deux points de grille. Néanmoins, la variabilité interannuelle est plus importante pour certaines saisons, notamment pour les saisons avec une ressource faible comme en hiver pour ces deux points de grille avec une valeur qui varie d'environ 100 W/m² à presque 150 W/m² pour le point de grille n°1 et une variabilité un peu moins marquée pour le point 12 avec environ une trentaine de W/m². Cette variabilité devrait idéalement aussi être prise en compte dans le dimensionnement d'un MG pour assurer le niveau de service requis quelles que soient les années à venir. Nous ne la considérerons que de façon marginale dans la suite de la thèse.

4. Impact de la ressource solaire et sa variabilité sur le dimensionnement du micro-réseau

Dans cette partie nous analysons l'impact des différentes dimensions de la variabilité sur le dimensionnement d'un MGSI.

Comme nous l'avons vu dans la partie précédente, plusieurs études se basent uniquement sur le facteur de charge pour dimensionner un parc PV. Avec un facteur de capacité de 100%, dans les conditions standards définies sur une surface de 1 m² (soit une valeur de référence de 1000W/m²) la capacité de production effective est de 1 kWc à chaque instant, ce qui correspond à une production journalière de 24 kWh. Le watt-crête (Wc) ou watt-peak (Wp en anglais) est la puissance maximale que des panneaux peuvent délivrer dans ces conditions standards. Or comme la ressource moyenne n'est pas la même dans les différentes zones et n'est pas disponible toute la journée il sera possible de recevoir qu'une fraction des 24 kWh.

Sans tenir compte de l'intermittence de la ressource solaire, pour satisfaire une demande moyenne de 1 kWh journalier avec un facteur de charge de 100% il faut installer $\frac{1}{24} = 0,042$ kWc soit 42 Wc de panneaux PV.

Du fait de l'intermittence, 1 kWc installé ne produit pas en moyenne 1 kWh. Pour satisfaire une demande D_0 sur une période il faut installer une puissance moyenne de panneaux PV égale à $P_{\text{peak}_{\text{moy}}}$ qui dépend du GHI horaire moyen sur l'ensemble de la période, avec :

$$P_{\text{peak}_{\text{moy}}} = 1000 * \frac{D_0}{\text{mean}(GHI) * 24}$$

$P_{\text{peak}_{\text{moy}}}$ est représenté sur la *Figure 32* ci-dessous avec des capacités de panneaux PV installés beaucoup plus importantes que les 42 Wc nécessaires si l'on considère une ressource solaire non intermittente. Le facteur de charge sur l'ensemble de nos points de grille est alors obtenu en prenant le rapport entre les 42 Wc et la puissance installée en panneaux PV réellement nécessaire pour satisfaire 1kWh de demande journalière. Il varie alors d'une valeur d'environ 28% (~41 / 144) pour le point de grille avec la ressource moyenne la plus importante (le n°5 en plein milieu du désert du Sahara) à environ 21% (~41/198) pour le point de grille n°8 situé en Afrique de l'Ouest qui est un facteur de charge similaire à celui pour la moyenne des installations PV en Espagne [152].

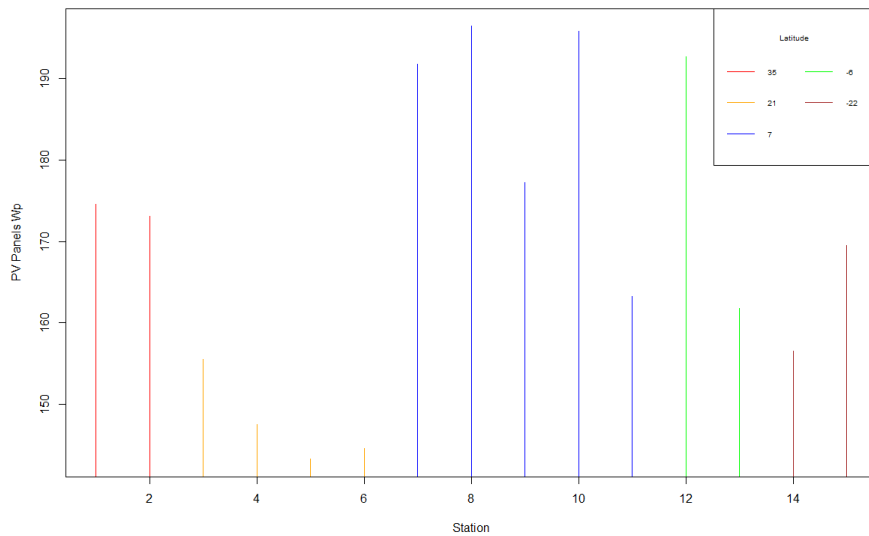


Figure 32: Niveau d'équipement moyen pour satisfaire une demande moyenne journalière de 1 kWh et calculé grâce à la ressource solaire moyenne sur toute la période considérée 1995 – 2015

Cette approche de dimensionnement du micro-réseau sur la valeur moyenne de la ressource solaire sur l'ensemble de la période donne une première idée de la ressource moyenne disponible. Les points de grille de latitude 21 se situent dans des zones de fort ensoleillement ce qui conduit à une puissance PV nécessaire inférieure à celle des autres zones pour satisfaire la même quantité de demande journalière.

Cette approche est utilisée fréquemment pour calculer le nombre de panneaux solaires pour répondre à une demande donnée. Elle est néanmoins évidemment limitée pour garantir un bon fonctionnement des MGSI. Elle va en effet conduire à des défaillances du système pour un nombre de jours considérables car elle n'intègre pas des composantes essentielles de la variabilité de la ressource solaire.

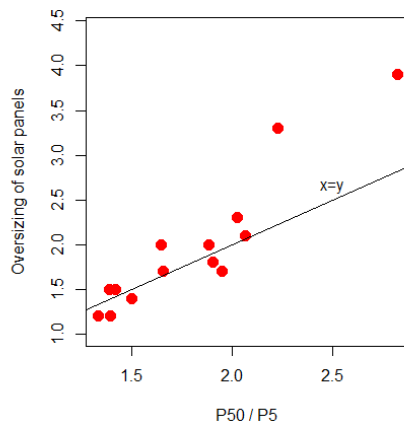
Si l'on ne considère que la variabilité à l'échelle infra-journalier, un minimum de stockage est nécessaire pour pallier à la variabilité haute fréquence de la ressource qui peut être importante pour un certain nombre de jours.

Néanmoins, ce stockage infra-journalier n'est pas suffisant si on considère également la variabilité jour à jour de la ressource solaire, avec des périodes de jours de faible ressource solaire qui peuvent être assez longues. Un stockage inter-journalier important pourrait permettre de pallier à ces sécheresses solaires. Il y a alors un arbitrage à faire entre la capacité de stockage et le surdimensionnement en termes de nombre de panneaux solaires. Cet arbitrage doit tenir compte d'éléments technico-économiques.

Si le stockage du MGSI est dimensionné uniquement pour pallier à la variabilité haute-fréquence alors le jour de plus faible ressource solaire sera celui qui déterminera le dimensionnement nécessaire pour satisfaire l'ensemble des jours sur une période donnée. Ce jour peut avoir une ressource solaire très faible et impliquer un surdimensionnement très coûteux au regard de son utilité globale puisque sa capacité de stockage sera utilisée entièrement une seule journée et le reste du temps une surproduction conséquente sera observée. C'est pourquoi [60, 57] préconisent de considérer des critères de qualité de service dimensionnant pour le système tels qu'une limite de 95% de jours où la demande doit être complètement satisfaite (95DS).

L'introduction de tels indicateurs de qualité de service est également pertinente pour tenir compte de la variabilité basse fréquence et définir ainsi le dimensionnement du système.

Sur la Figure 33 nous ajoutons pour les 15 points de grille la valeur du surdimensionnement en fonction du centile P5 relatif qui est le rapport entre le centile 50 sur le centile 5 des GHI journaliers sur toute la période d'étude. On remarque sur cette figure une bonne corrélation entre ce surdimensionnement des panneaux PV et les valeurs du centile P5 relatif du GHI journalier pour la majorité des points de grille, excepté pour deux points de grille pour lesquels le surdimensionnement est élevé.



*Figure 33: Surdimensionnement des panneaux solaires photovoltaïques requis pour satisfaire la demande d'électricité pendant 95% des jours en fonction du «centile P5 relatif» du GHI journalier. Le surdimensionnement des panneaux PV est le rapport entre 1) la surface du panneau PV nécessaire pour atteindre le niveau de qualité de service à 95% (95%DS) et 2) la surface du panneau PV qui permettrait de produire sur la période 1995-2005 une production égale à la demande moyenne d'électricité sur cette période. Ce surdimensionnement requis est obtenu par simulation, en supposant que certaines installations de stockage permettent d'équilibrer l'inadéquation production / demande infra-journalière. Le **percentile relatif P5** est le rapport entre le 5^{ème} et le 50^{ème} centile des valeurs quotidiennes du GHI pour la période 1995-2005. Un jour est considéré comme satisfait lorsque la demande est satisfaite à chaque pas de temps au cours de cette journée.*

Dans le cadre d'un critère de qualité de service de type 95DS, une autre dimension dont il faut tenir compte est la succession des jours de faible ressource. Si le dimensionnement est basé sur les périodes de faible ressource pour satisfaire 95% des jours, le fait que les 5% des jours pendant lesquels la ressource est la plus faible soient consécutifs ou non n'aura pas le même impact sur la qualité de service fournie notamment lors des années de moins bonne ressource. Il faut donc, en plus du critère de 95DS, caractériser ces périodes de sécheresse solaire et tenir compte de leur durée en plus de ce seul indicateur de qualité de service pour bien dimensionner le système.

Les questions évoquées ici seront traitées dans le chapitre 6.

4.1. Effet de l'angle d'inclinaison sur la variabilité

Au-delà d'une meilleure caractérisation de la ressource solaire et de sa variabilité aux différentes échelles de manière à estimer l'irradiation solaire horizontale reçue au niveau du sol, il est intéressant d'étudier les leviers d'autre nature pouvant impacter l'adéquation entre la production et la demande. L'angle d'inclinaison des panneaux PV est un de ces facteurs qui permet de modifier la ressource solaire exploitable par les panneaux solaires et ses différentes échelles de variabilité.

Il modifie directement la variabilité haute fréquence de la ressource comme on le voit sur les 10 jours premiers jours de Janvier pour l'année 2005 et pour les points de grille 1 et 12 (Figure 34).

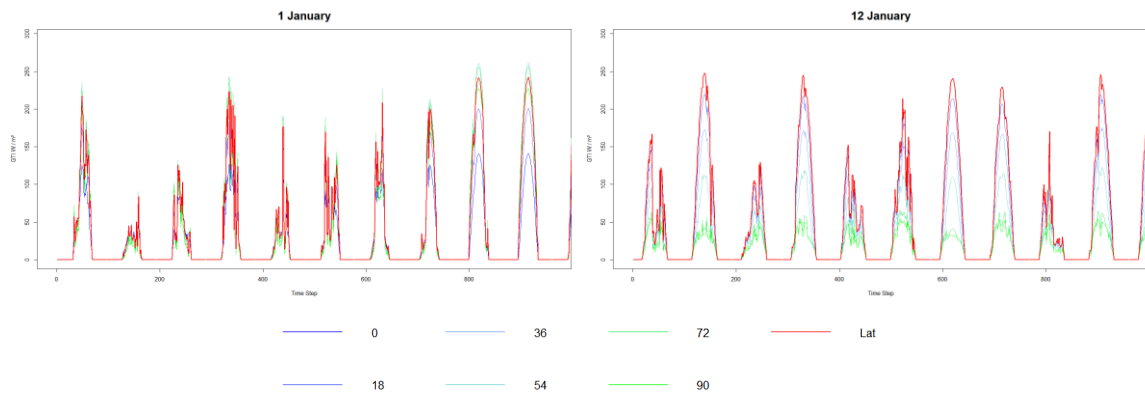
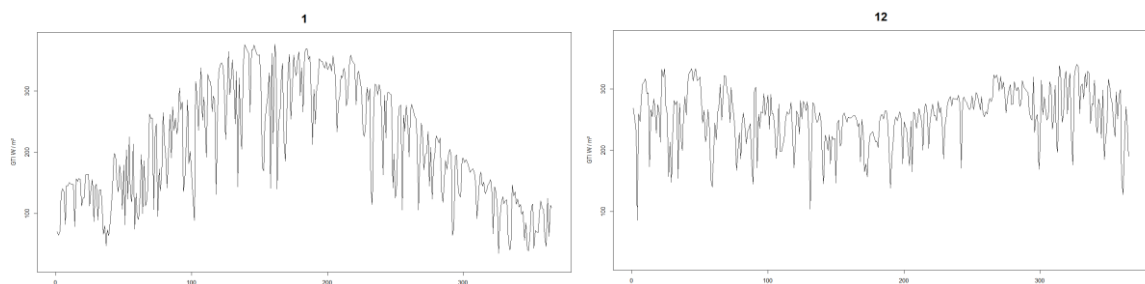


Figure 34: Effet de l'angle d'inclinaison variant de 0° à 90° sur la variabilité haute fréquence du GTI pour les points de grille n°1 (gauche) et 12 (droite) de latitude respectivement 35 et -6 pour les 10 jours premiers jours de Janvier pour l'année 2005

Lorsque l'angle d'inclinaison augmente en partant de 0 (bleu foncé) l'irradiation solaire reçue sur un plan incliné (GTI) augmente jusqu'à des angles proches de celui de la latitude puis diminue. La courbe rouge obtenue pour un angle d'inclinaison égal à la valeur absolue de la latitude du point de grille est généralement celle avec les valeurs les plus importantes de GTI pour les différents jours considérés. La maximisation annuelle de la production de centrales solaires en inclinant les panneaux PV à la valeur absolue de la latitude est ainsi une règle bien connue (avec des limitations pour certaines zones notamment de hautes latitudes [153] et [154]). Pour satisfaire une certaine qualité de service pour des MGSI il est alors intéressant d'analyser comment cet angle d'inclinaison modifie la variabilité et le dimensionnement optimal associé.

Les variabilités de plus basse fréquence, notamment la variabilité saisonnière, sont directement modifiées par l'angle d'inclinaison. La valeur moyenne du GHI journalier (graphique du haut) et sa modification en fonction des différents angles d'inclinaison (GTI, graphiques du bas) sont tracées sur la Figure 35 pour les deux points de grille 1 et 12.



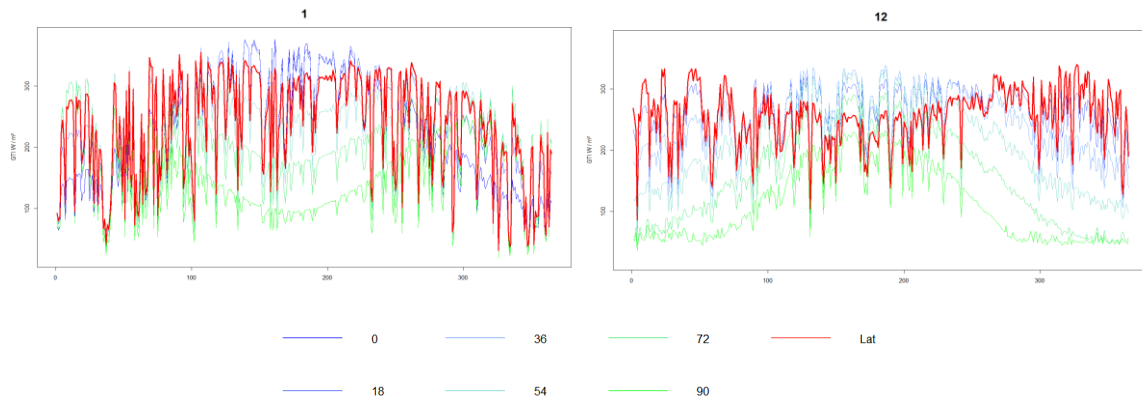


Figure 35: GTI journalier pour les 365 jours de l'année 2005 (graphiques du haut) et ses modifications avec l'angle d'inclinaison (graphique du bas) pour les points de grille n°1 (à gauche) et 12 (à droite)

L'effet de l'angle d'inclinaison sur la variabilité saisonnière est significatif. Pour le point de grille n°1, présentant forte saisonnalité de la ressource solaire avec un pic en période JJA, la modification de l'angle d'inclinaison permet d'inverser cette saisonnalité. Pour le cas extrême avec un angle de 90°, la ressource en JJA est fortement réduite mais conduit à des valeurs importantes en DJF comparativement à des inclinaisons plus faibles. La ressource pour la période de plus faible ressource est ainsi augmentée de manière significative uniquement en jouant sur cet angle d'inclinaison.

Pour le point de grille n°12 situé à une latitude de -6°, même si le GHI ne présente pas une saisonnalité marquée, l'angle d'inclinaison peut avoir des effets importants sur la variabilité saisonnière de la ressource solaire. Des angles d'inclinaison entre 18 et 54° conduisent à des valeurs plus importantes de ressource solaire lors de la période de faible ressource (JJA notamment).

L'angle d'inclinaison pourrait alors permettre d'obtenir une ressource plus importante lors des périodes de faible ensoleillement et ainsi augmenter la valeur du 5^{ème} centile discutée précédemment qui réduirait le dimensionnement nécessaire pour les MGSI pour fournir une même qualité de service. Nous allons traiter en détail cette question dans le deuxième article qui correspond au chapitre 7.

4.2. Robustesse du dimensionnement optimal et du coût actualisé de l'électricité

La caractérisation de la variabilité multi-échelle de la ressource solaire et de son adéquation avec la demande (que nous présentons dans la partie suivante) permet une meilleure connaissance de la qualité de service possible fournie avec un micro-réseau 100% solaire isolé (MGSI). Comme discuté dans les parties précédentes certaines études ont conduit à des optimisations de configurations de micro-réseau en considérant un critère de qualité de service égale à 95% DS permettant d'obtenir le dimensionnement d'un MG donné [60, 57].

Dans notre travail de thèse nous souhaitons compléter ces études en caractérisant tout d'abord de façon plus fine la variabilité multi-échelle de la ressource solaire et les facteurs qui peuvent la modifier au premier ordre avant d'analyser les implications en termes de coûts sur le dimensionnement des MGSI.

Les premières parties de notre travail permettent de caractériser cette variabilité multi-échelle en détaillant les effets sur le dimensionnement des MGSI et en quantifiant l'impact de la modification de l'inclinaison des panneaux PV sur ce dimensionnement. Sur cette base, dans un second temps, nous

définissons des configurations optimales qui minimisent le coût total actualisé ou coût complet de l'électricité (LCOE) tout en permettant de satisfaire la qualité de service minimum définie et en prenant en compte toutes les échelles de variabilité présentées. L'objectif est alors de déterminer le surdimensionnement en nombre de panneaux solaires et la capacité de stockage de ces configurations optimales.

Le nombre relatif panneaux PV / batteries dans cette configuration optimale dépend bien sûr du coût relatif de ces deux composants, de la courbe de demande à satisfaire et d'autres facteurs socio-économiques tels que le taux d'actualisation. Pour quantifier la robustesse de nos analyses par rapport à ces différents facteurs nous allons donc conduire dans une dernière partie de ce travail de thèse une analyse de sensibilité des configurations optimales et du coût de l'électricité actualisé correspondant à ces différents facteurs.

Pour conduire ces analyses sur l'ensemble du continent africain il est nécessaire de définir un système générique pour le MGSI. Nous le décrivons ci-dessous.

5. Description du système générique considéré pour les trois articles

Il existe une grande diversité de configurations de MGSI possibles qui répondent à des spécificités géographiques et socio-économiques des différentes zones dans lesquelles ils sont installés [155, 79]. Ces différentes configurations intègrent un grand nombre de paramètres comme le nombre de batteries, de panneaux solaires, de câbles électriques, d'onduleurs, de compteurs électriques etc.

Du fait de cette grande diversité, les analyses que nous réalisons sur l'ensemble du continent africain se basent sur des systèmes simplifiés et une configuration générique fictive. Ceci permet de conduire des analyses systématiques sur l'ensemble du continent. Nos résultats ne pourront évidemment pas être directement utilisés pour une étude de dimensionnement sur le terrain qui devrait intégrer les spécificités locales de la zone choisie (notamment en termes de demande). Ils donneront néanmoins des premiers éléments de prédimensionnement utiles pour les différents acteurs en permettant de mieux appréhender ces questions de variabilité multi-échelle de la ressource et de robustesse par rapport aux coûts des différents composants.

Nous considérons donc un MGSI générique simplifié dans lequel varie uniquement le nombre de panneaux PV et la capacité du système de stockage considéré. Les onduleurs qui convertissent le courant continu en alternatif sont en quantité constante associés à la valeur maximale de la demande sur notre période d'étude.

En ce qui concerne la partie demande, nous faisons différentes hypothèses pour les trois prochains chapitres de la thèse.

Dans le premier (chapitre 6), nous considérons une demande journalière constante sur toute la période d'étude normalisée égale à $D_0 = 1$ kWh / jour. Ce choix est arbitraire et n'a pas d'impact sur les configurations obtenues puisque les panneaux PV, les batteries et la consommation sont une fonction linéaire de cette demande dans les modèles développés (qui ne prennent pas en compte les possibles économies d'échelles). Nous n'étudions pas les aspects infra-journaliers en faisant l'hypothèse qu'une quantité de stockage donnée permet de pallier les problèmes d'adéquation production / demande à ce niveau [41, 156]. Cette configuration très simple nous permet d'étudier les différentes échelles de variabilité temporelle et spatiale de la ressource solaire sur le continent africain.

Dans le chapitre 7 nous gardons l'hypothèse précédente au niveau infra-journalier mais nous ajoutons cette fois une saisonnalité théorique à la demande pour regarder comment celle-ci va impacter le

dimensionnement du MGSI. Nous analysons ensuite comme l'angle d'inclinaison des panneaux solaires va impacter la variabilité de l'adéquation entre la ressource solaire et la demande.

Les deux premières parties nous permettent, à l'aide d'un système générique très simple et en faisant abstraction du niveau infra-journalier de donner une première caractérisation détaillée de l'impact de la variabilité multi-échelle de la ressource solaire sur le dimensionnement d'un MGSI.

Dans le chapitre 8, nous considérons un système générique plus réaliste qui intègre du stockage infra-journalier avec cette fois un pas de temps de 15 minutes pour le MGSI (au lieu d'une journée dans les chapitres précédents). Avec ce système, nous analysons sur le continent africain les configurations qui minimisent le coût de l'électricité et résultent de la prise en compte de cette variabilité pour un critère de qualité de service donné. Pour définir la partie demande utilisée dans ce système générique pour le MGSI nous considérons trois courbes de charge. Une revue de littérature non exhaustive sur des projets de micro-réseaux existants ou à l'étude nous permet de dégager une courbe de charge moyenne pour les usages domestiques (*Figure 36*) et une courbe de charge moyenne pour les usages productifs (*Figure 37*). Ces courbes de charge sont normalisées par une demande moyenne $D_0 = 1$ kWh. Cette revue de littérature non exhaustive nous permet d'avoir une première idée des courbes de charge à utiliser pour les différents types d'usages comme les données disponibles sont encore peu nombreuses [67].

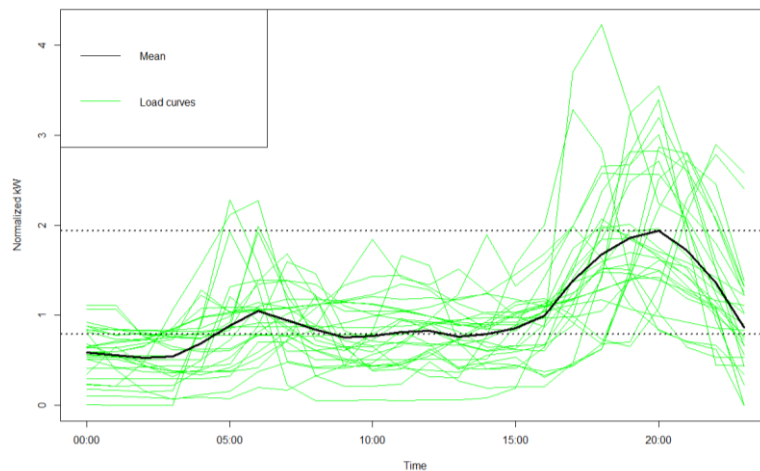


Figure 36: Résumé des 29 courbes de charge qui intègrent principalement les usages domestiques de l'électricité. Les courbes vertes sont celles obtenues dans la littérature. La courbe noire est la moyenne des 29 courbes vertes. Les lignes pointillées noires donnent les valeurs de la consommation moyenne pendant la journée (ligne du bas) et le pic du soir (ligne du haut).

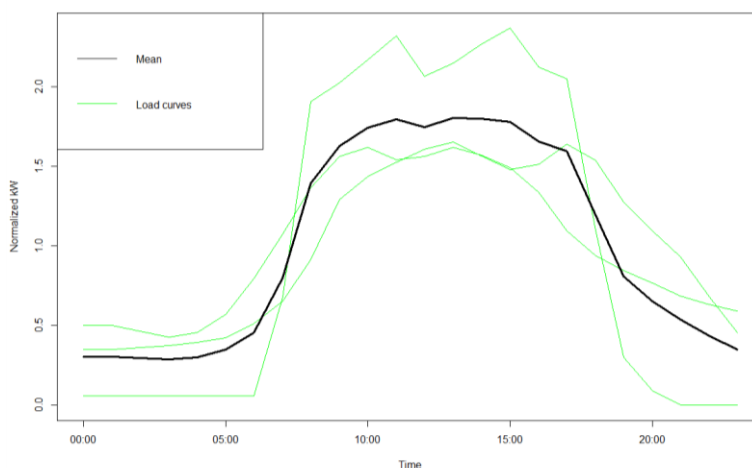


Figure 37: Résumé des trois courbes de charge qui intègrent principalement les usages productifs de l'électricité. Les courbes vertes sont celles obtenues dans la littérature. La courbe noire est la moyenne des courbes de charge.

Les détails de cette revue de littérature et les commentaires sur la variabilité temporelle de ces courbes sont donnés dans le chapitre 8. Ces deux courbes de charge moyennes nous permettent de créer trois configurations types possibles (Figure 38) : une 100% usages domestiques (courbe verte), une 100% usages productifs (courbe noire) et une troisième qui mélange 50% d'usages domestiques et 50% d'usages productifs (courbe bleue).

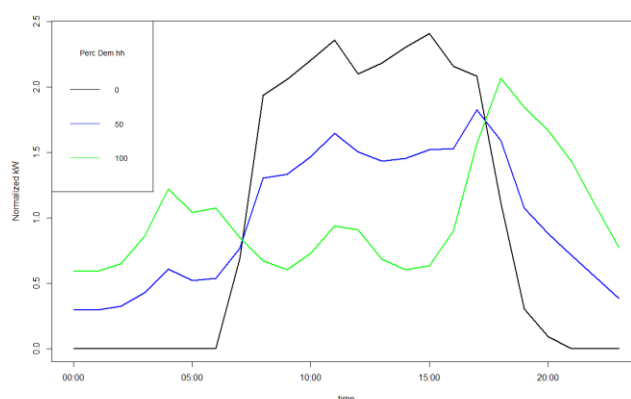


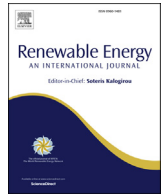
Figure 38 : Résumé des courbes de charge pour différentes proportions d'utilisations domestiques et productives. Usage domestique uniquement (courbe verte), usage productif uniquement (courbe noire) et un mélange des deux à 50/50 (courbe bleue)

Conclusion

Les trois chapitres suivants sont des articles qui synthétisent nos travaux et réflexions menés dans le cadre de cette thèse pour aboutir à une meilleure connaissance des configurations optimales de MGSI et ainsi contribuer à leur développement à grande échelle. Le premier article « Accounting for low solar resource days to size 100% solar microgrids power systems in Africa » a été accepté pour publication dans le journal « Renewable energy ». Le second article, «Effect of a seasonal demand and the optimal tilt angle on the sizing of 100% solar microgrids power systems in Africa », est en révision dans ce même journal « Renewable energy ». Enfin le troisième est dernière article, «Robustness of LCOE calculations for 100% solar and autonomous microgrids power systems in Africa », n'a pas encore été soumis, mais le sera dans un journal orienté sciences économiques.

Chapitre VI

Prise en compte des jours de faibles
ressources solaires pour dimensionner des
micro-réseaux 100% solaires isolés en Afrique



Accounting for low solar resource days to size 100% solar microgrids power systems in Africa



N. Plain ^{a, b, c, *}, B. Hingray ^a, S. Mathy ^b

^a Univ. Grenoble Alpes, CNRS, IGE UMR 5001, Grenoble, F-38000, France

^b Univ. Grenoble Alpes, CNRS, INRA, Grenoble INP, GAEL, UMR 5313, Grenoble, F-38000, France

^c Schneider Electric Strategy and Innovation, F-38000, Grenoble, France

ARTICLE INFO

Article history:

Received 4 April 2018

Received in revised form

31 May 2018

Accepted 8 July 2018

Available online 11 July 2018

Keywords:

Low solar resource days

Service quality level

Solar isolated microgrids

Rural electrification

Sub-Saharan Africa

ABSTRACT

In many regions worldwide, the electrification of rural areas is expected to be partly achieved through micro power grids. Compliance with the COP21 conference requires that such systems mainly build on renewable energy sources. To deliver a high power and quality service may be difficult to be achieved, especially when micro-grids are based on variable renewable sources. We here explore the multiscale temporal variability of the local solar resource in Africa and its implication for the development of 100% solar systems. Using high resolution satellite data of global horizontal irradiance (GHI) for a 21-year period (1995–2015), we characterize the seasonality and temporal variability of the local resource. We focus on its low percentile values which give a first guess on the size of the solar panels surface required for the micro-grid to achieve a given quality service. We assess the characteristics and especially persistence of the low resource situations, for which the local demand would not be satisfied. We finally assess how the ability of electricity consumers for some day-to-day flexibility (e.g. via the postponement of part of one day as demand to the next), would help to achieve the design level of service quality with a smaller microgrid system.

© 2018 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

In 2016, 1.1 billion people lack access to electricity in the world [1]. Sustainable Development Goals number 7 has set a target for 2030 to extend access to “modern forms of affordable, reliable and sustainable energy” to the entire world population. Compliance with the COP21 objective signed in 2015 in Paris, to limit global warming below 2 °C requires that this electrification is based on carbon-free electricity generation [2]. In this context, variable renewable energies (VRE) have a decisive role to play.

However, an additional constraint to the achievement of these objectives is that globally 80% of people without access to electricity live in rural or even isolated areas where it can be difficult and too expensive to operate or consider a connection to the main power network.

The electrification in rural areas is expected to be partly achieved in the next decades through the deployment of off-grid

systems and microgrids. According to the IEA [3], of the 315 million of African people expected to have access to electricity by 2040, 80 million are expected to access it through off-grid systems and 140 through microgrids (MG). The development of MG raises a large number of issues, which have been given even more attention in the recent years [4]. Among those, the technical and socioeconomic feasibility conditions are at the center of several works [5].

These works usually consider hybrid MG, where VRE production (solar, wind and/or hydraulic) is supplemented by biomass and/or diesel generator [6–11]. The possibility of developing MG with renewable energy alone is however a crucial issue whether to contribute to the deep decarbonization pathways required to limit climate change below 2 °C [12], or to be able to do without oil, an energy source for which it is difficult to ensure a regular supply in remote areas and which could become increasingly expensive in the medium term.

MG based on solar resource only are worth some specific attention. They may be especially relevant for several regions such as in Africa where the solar resource is abundant [6,13,14]. They also present many other advantages: a continuous increase in the efficiency [15] and a sharp decrease of the cost [16,17] of solar panels, a rapid installation, a low maintenance cost, a possible construction

* Corresponding author. Univ. Grenoble Alpes, CNRS, IGE UMR 5001, Grenoble, F-38000, France.

E-mail address: nicolas.plain@univ-grenoble-alpes.fr (N. Plain).

Abbreviations

JJA	June, July, August
MAM	March, April, May
MG	Microgrid
MGS	Microgrid System
PQR	Power and Quality Requirement
PX	Percentile X^{th}
SON	September, October, December
SQL	Service Quality Level
SSA	Sub-Saharan Africa
TOA	Top-Of-Atmosphere
VRE	Variable Renewable Energy
DJF	December, January, February
DSL	Demand Satisfaction Level

next to places of consumption reducing the cost of distribution lines, a high degree of modularity to keep up with the possible increase in demand. 100% solar MG are likely to be the only relevant solution in several locations, for instance in regions with a very low and/or irregular wind and hydro resource or in sites far from water courses.

One of the criteria necessary for the deployment of MG is to deliver a high power and quality requirement (PQR) for users, i.e. to meet demand at an affordable price for all consumers and always outside a low and considered acceptable level of failure [18]. The multiscale variability and intermittency of the solar resource, its seasonality or periods of low levels can make this objective difficult to be achieved in several locations worldwide.

The technical-economic implications of the high frequency (e.g. sub-daily) variability of the resource and the day-to-day and low-frequency variability (between different days, seasons and years) are not the same.

In the first case, there is a question of satisfying at every moment a request potentially very variable in time while ensuring the stability of the MG. This requires managing the intermittency of the resource and its temporal mismatch with the demand. This is for example the passage of a cloud, causing a sudden decrease in solar production. Similarly, at lower frequency, the demand profile often has a peak in the morning and another in the evening when the solar resource is close to zero. The impact of this variability on the sizing of MGS has already been extensively explored in the literature, particularly about the sizing of batteries necessary for the temporary and very high frequency storage and release of excess energy produced during the day [19–21].

The day-to-day and seasonal variability of the solar resource will obviously impact the functioning of MG. Partly driven by weather conditions, the solar resource regularly presents low to very low extremes, which may moreover show some persistence and last several days or even weeks, leading to so-called solar production droughts [22]. In hybrid systems, the low photovoltaic (PV) production during low solar resource periods or seasons is compensated by a larger use of diesel generators [23] and there is no reason for the PQR of the MG to be affected by such low resource periods. The more frequent and the more intense the low resource, the more frequent and the higher the energy produced from diesel generators. The existence of low solar resource periods or seasons would conversely prevent 100% solar off-grid systems delivering the expected power service quality unless an over-investment in PV capacity or in large storage capacity. If the day-to-day and low frequency variability of the solar resource was systematically

disregarded in hybrid MG projects, it can obviously not be ignored in diesel free MGs where solar is the main, if not the only, energy source. Early work on the study of solar resource variability for PV systems dates to the 1980s [24–28] focusing mainly on the seasonal and spatial variability of the resource. Recent works have roughly followed similar objectives, making use of the high-resolution and much longer database nowadays available worldwide [29–31]. As reported recently [32], there is, however, still a poor understanding of solar resource variability in regions such as Europe where a strong penetration of VRE is sought in a very short term (27% of renewables in energy consumption by 2030 [33]). Furthermore, all studies were produced in a context where solar production is integrated in national power system grids, ignoring thus variability issues potentially critical for autonomous and local scale power systems. The need to develop 100% solar systems in several locations worldwide definitively calls for comprehensive analyses dedicated to those multiscale variability issues.

In our work, we focus on Africa where very important expectations have been declared on solar PV development for the electrification of populations in rural areas [34]. In this context, we thus characterize some variability features of the local solar resource expected to be relevant for 100% solar MGs. We consider the variability of Global Horizontal Irradiation (GHI) that is the main driver of PV production. As mentioned above, a key issue with a 100% solar production is the sub-daily temporal mismatch between the resource and the demand. In our work, we disregard this issue and focus on the day-to-day and low-frequency variability of the resource. We assume that this mismatch issue can be solved with some appropriate sub-daily storage facility obtained from battery or whatever other storage technology [6,35].

Section 2 presents the study area and the solar radiation datasets. Section 3 describes some variability features of the local solar resource relevant for 100% solar MG and how they vary according to African regions. We especially characterize the low resource daily values, directly related to level of power service quality that can be achieved somewhere. We give then some insights on the characteristics of low solar resource periods, which correspond to periods when the supply-demand balance is likely to be difficult to be established. The results are discussed in Section 4 and Section 5 concludes the study.

2. Study area and data

We consider the whole African continent, from the latitude of -34.5° in south Africa to 37.21° in Tunisia and from longitude -17.32° in Senegal to 51.25° in Somalia. With more than 1.2 billion inhabitants, Africa is the second most populous continent after Asia and represents 16.4% of the world's population in 2016. Africa is crossed, almost in its middle, by the equator and presents several climates: hot and humid close to the equator, tropical in the regions between the equator and the tropics, hot and arid around the tropics, temperate in the highlands.

We use GHI data from: Surface Solar Radiation Data Set - Heliosat (SARAH) - Edition 2 produced by the European Organization for the Exploitation of Meteorological Satellites (EUMETSAT) [36]. Data are available from January 1, 1983 to December 31, 2015 and cover the area $\pm 65^\circ$ longitude and $\pm 65^\circ$ latitude. Instantaneous radiation data are available every 30 min with a spatial resolution of $0.05^\circ \times 0.05^\circ$. This database is obtained by satellite observations of the visible channels of the MVIRI and SEVIRI instruments aboard several Meteosat geostationary satellites that have succeeded one another.

[41] found some horizontal stripes artifacts in the Meteosat GHI data over the period 1983–1994. We, therefore, select the 1995–2015 period for our analysis. In the following, we

characterize the variability of the resource based on 21-year time series of mean daily GHI values derived from local 30-min GHI data.

3. Results

3.1. Mean solar resource and its variability

The mean annual and seasonal values of GHI obtained for the 1995–2015 period are presented in Fig. 1. The Earth's revolution around the sun and the weather variability are the two main drivers of the temporal variations of GHI. As described in many publications, the mean annual GHI is on average globally higher for areas of medium latitude compared to the ones near equator. The high nebulosity in central and west Africa near equator can explain this relatively lower resource level [42]. Conversely, the mean annual GHI presents high value in desert areas: the Sahara in the north and the Kalahari in the South West. It tends then to decrease for high latitudes (e.g. Maghreb and south of South Africa).

In most African regions, the seasonality of GHI follows globally that of the Top-Of-Atmosphere (TOA) radiation (see supplementary material). The seasonality is low to very low close to the equator and, compared to other periods of the year, GHI is much higher in North Africa from March to August and in the southern part of Africa from September to February. The seasonality of GHI is conversely in phase opposition with that of TOA radiation for a wide horizontal band to the north of the equator (latitude between 0° and +15°). In here, GHI is higher in DJF than in JJA. This results from the cycle of nebulosity in this area, which is much more important in the JJA season, as a result of the west African monsoon onset in that period [43]. A similar but less pronounced phase opposition signature is found in the south-eastern part of Africa with a rather low GHI resource in DJF (southern hemisphere's summer) compared to JJA (southern hemisphere's winter). This results here also from the monsoonal circulation which takes place over the southern part of the continent during the southern hemisphere's summer leading to high nebulosity and precipitation

amounts from Angola on the west coast of southern Africa all the way to Madagascar [44].

Fig. 2 maps the coefficient of variation of daily GHI values, for the whole period and for each season S in turn, estimated as $CV_S = \sigma_S / \mu_S$ where μ_S is the mean daily GHI for season S (or for the whole period if $S = 0$) and where $\sigma_S^2 = 1/(n-1) \sum_{j \in S} (GHI(j) - \mu_S)^2$ is the standard deviation of daily values $GHI(j)$ for season S (or for whole period).

At an annual scale, the variability mainly depends on latitude. It roughly increases northward and southward with basically two main exceptions: near the equator where the variability is relatively high (e.g. Gabon, Congo Democratic Republic) and in the southern part of the Sahara region where the variability is much lower than elsewhere.

Depending on the location, the daily variability can also vary a lot from one season to the other. This is for instance the case for the north part of Namibia and northern Africa which presents a much lower variability in summer compared to the other seasons. This is also illustrated in Fig. 3 which presents for a set of 15 grid points (for 1995–2005) the mean interannual cycle of daily GHI and for each calendar day the values of the 10th and 90th percentiles of daily GHI (P10 and P90 resp.). The day-to-day variability, expressed by the inter-percentile distance, depends a lot on the grid point and the season considered. For instance, for the extreme south-west grid point near Namibia, it is very low in the JJA season where the P10 and P90 curves are almost confused and it is conversely very large in the other seasons.

The variability within each season is obviously related to the day-to-day weather variability. The variability of GHI obtained for the whole year additionally depends on the seasonality of TOA radiation resulting from the Earth's revolution around the sun. The percentage of the annual variability explained by the seasonal and rather predictable component of the resource is presented in Fig. 4. As already suggested from previous graphs, the annual variability is almost fully explained by the mean seasonal cycle of the resource in the North and in the South of Africa whereas it is almost fully

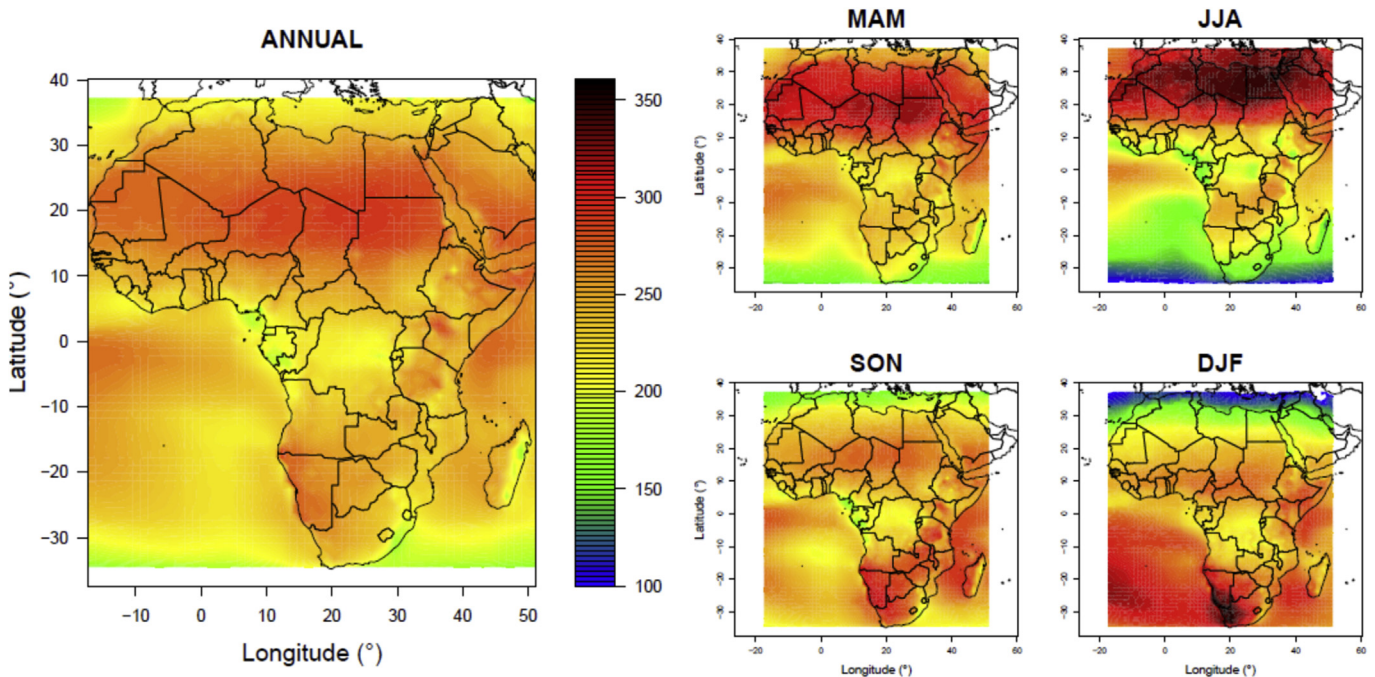


Fig. 1. Mean daily GHI in W/m^2 (annual mean (left) and seasonal means for 4 seasons (on the right) (MAM: March, April, May; JJA: June, July, August; SON: September, October, December; DJF: December, January, February) for the period 1995–2015.

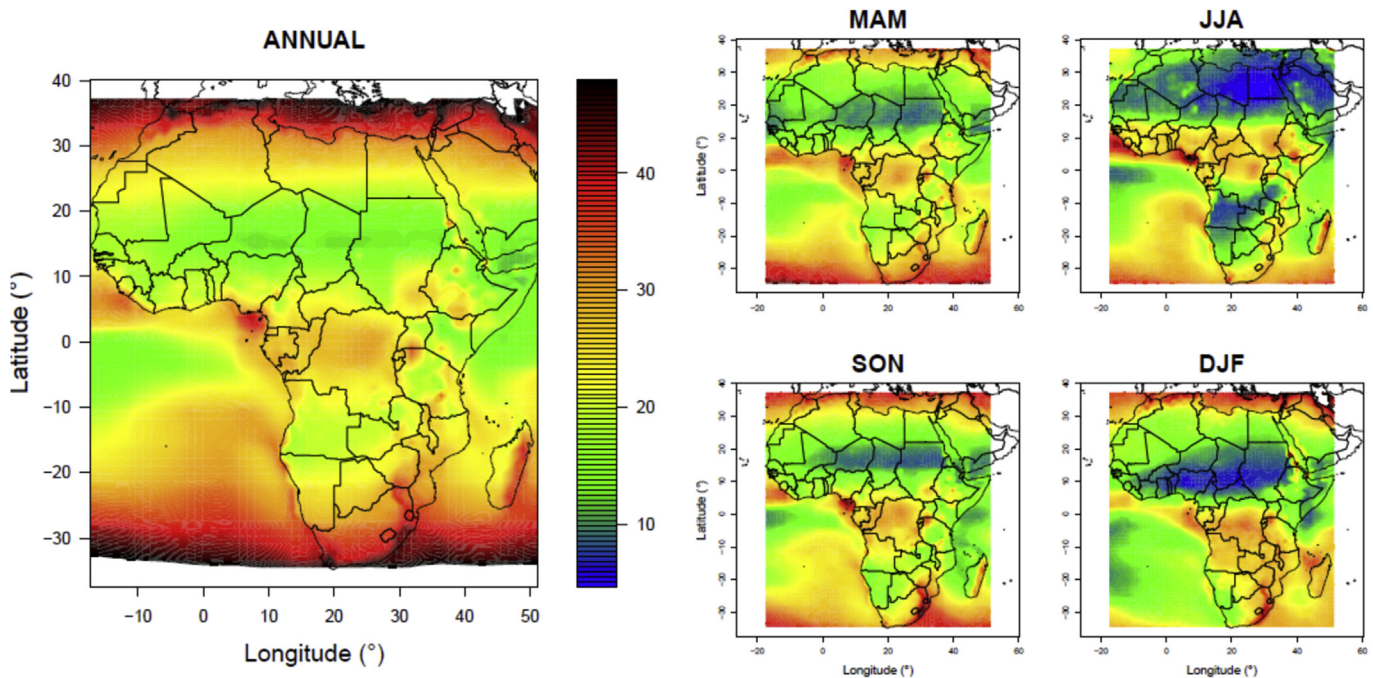


Fig. 2. Temporal variation coefficient of the daily GHI in percentage (total (on the left) and for the 4 seasons (on the right)) for the period 1995–2015.

explained by the day-to-day variability of weather around the equator.

3.2. Low resource percentiles

In a 100% solar MG configuration, days with low solar radiation are expected to be rather critical. They will likely lead to configurations where not enough electricity can be produced to satisfy all the potential loads, unless overinvestments in PV panels or in energy storage or unless demand side management shifts some energy uses to a period without solar resource problems. The quality level of the power service will be then partly determined by the occurrence probability of the low resource days.

The use of some day-to-day storage facility could allow to supply the required energy for low resource days, using the energy in excess from previous days. Here, we assume that the available storage only allows to cope with the sub-daily production/demand mismatch and that it is too small to allow the storage of excess energy produced during high resource days for a further use to low resource ones (see discussion Section).

In this configuration, the service quality level (SQL) obtained with a given MG will mainly depend on the amount of energy produced for the low resource days. For a given location, the amount of available energy increases with the size of the PV fleet. The more the surface of PV panels, the larger the production, the easier it will be to satisfy the demand each day, especially for days where the GHI is low or very low. In a 100% solar MG, a way to increase the SQL is thus to oversize the PV fleet [45,46].

SARAH GHI data allow to extract for each location the statistical distribution of daily GHI values. The low percentiles of daily GHI values give, in this context, a rough estimate of the equipment level that would be required to obtain a given SQL. Let for instance assume that the MG is designed so that the mean daily demand D kWh is satisfied more than 95% of the days. Let then consider Q_5 , the daily production that can be obtained for 1 m^2 of PV panel from the 5th percentile of daily GHI amounts. The daily production for 1 m^2 of PV will be then equal or greater than this Q_5 value for 95% of

the days. Consequently, the daily production from a PV panel fleet of $D/Q_5 \text{ m}^2$ will be equal or greater than the requested demand D for 95% of the days. $D/Q_5 \text{ m}^2$ of PV panels is thus enough to insure a Demand Satisfaction Level (DSL) of 95% (as long as we do not consider demand side management). A significant part of the energy production will be wasted but in counterpart, the demand will be satisfied 95% of the days.

As a result of the sub-daily variability of the demand, the resource, and the storage/release operations of the sub-daily storage facilities, the link between a given GHI percentile and the percentage of days where the demand is satisfied is not fully direct. Assuming that the daily demand is roughly constant in time and there is no multiple day storage facility, this link is, however, significant and the X^{th} percentile of the daily GHI statistical distribution is a rough but rather robust indicator of the resource value to be considered for the design of a 100% solar MG with the objective to have $(100-X)\%$ of days where the electricity demand is satisfied (see supplementary material, Fig. A1–A3): the higher the percentile value, the smaller the area of solar panels required to satisfy a given power demand amount.

Fig. 5 presents the percentile 1 (P1) and the percentile 5 (P5) of daily GHI values obtained from the period 1995–2015. In both cases, the spatial pattern of the percentile is very similar to the one obtained for the CV of daily GHI values (Fig. 3). In the northern part of Africa, except in the extreme north, P5 is relatively high especially in the southern part of Sahara. High values are also observed in the southwest region. Near the equator and in the southeast area, low value of P5 are observed especially because of the high cloudiness in these areas.

This is informative to compare for each location those percentile values to the mean GHI value. If the ratio is close to 1, this means that even during low resource periods, the solar resource is not too small and remains close to the average value Q_{moy} . On the contrary, if the ratio is much higher during these periods, the resource is very low.

In a number of places, P5 is very close to the mean GHI value. This means that the oversizing required to achieve a 95% DSL is

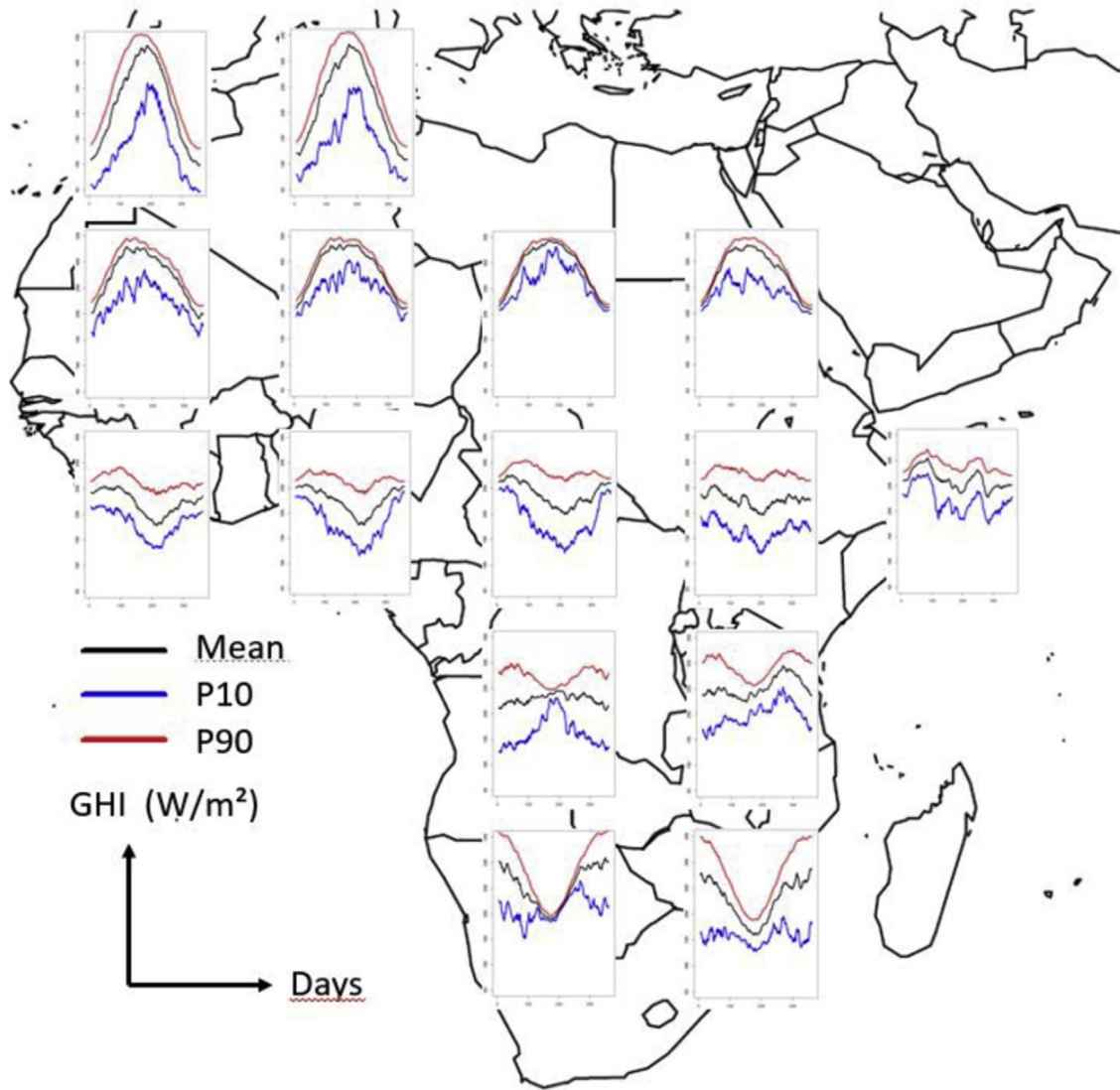


Fig. 3. Variability of daily GHI values [W/m^2] for 15 SARAH grid points in different African climates. Mean value (black), 10th (blue) and 90th (red) percentiles of daily GHI for each calendar day (1995–2015 period). See location of grid points in Fig. A1 of Supplementary Material. Scale for the y-axis: from 50 to 350 W/m^2 . (For interpretation of the references to colour in this figure legend, the reader is referred to the Web version of this article.)

rather limited. This is the case in a large part of the Sahara region and of Namibia. Expected in the very northern parts of the Maghreb and some limited regions of South Africa, the P5 is never smaller than 2 to 2.5 times the mean resource. Oversizing solar farms by a factor 2.5 would allow to satisfy the demand with a 95% DSL roughly everywhere in Africa. To get a higher DSL, the oversizing requirement can be much higher. The P1 can be 4 to 5 times lower than the mean GHI, especially in central Africa and in the extreme south-east. Moving from a 95% DSL to a 99% DSL would imply an additional oversizing factor of 1.5–2 (Fig. 6, right).

These ratios provide us with orders of magnitude of the solar panel oversizing induced by the low percentile values to achieve a given SQL.

3.3. Required surface of PV panels for each kWh of demand

The percentiles estimated previously allow estimating the peak power of solar PV panels, further referred to as P_{Peak} , required to satisfy a given daily demand D_0 with a given SQL. P_{Peak} gives the amount of production that would be obtained with the considered

PV installation for an idealistic solar radiation power of 1000 W. In the recent years, the efficiency of different technology for solar cell ranges from around 10%–30% leading to peak power ranges between 100 and 300 W per m^2 of solar panel depending on the PV technology [15]. The peak power required to achieve a given electricity demand thus directly informs about the number of PV panels required in the PV farm, and about the cost of the PV farm depending on the cost of that technology.

For a given PV installation, the instantaneous PV production at a given time depends on GHI and temperature for that time. It is expressed as [8].

$$Prod_{PV} = P_{Peak} * \left(\frac{GHI}{1000} \right) * \eta_{MPPT}(T) \quad (1)$$

where $Prod_{PV}$ is the electricity production of solar panels (in Watt), P_{Peak} the electricity production considering a GHI equal to 1000 W/m^2 , GHI is the global horizontal irradiance in W/m^2 and $\eta_{MPPT}(T)$ is the efficiency of the PV module depending on the ground temperature. As first approximation and for the sake of simplicity, we

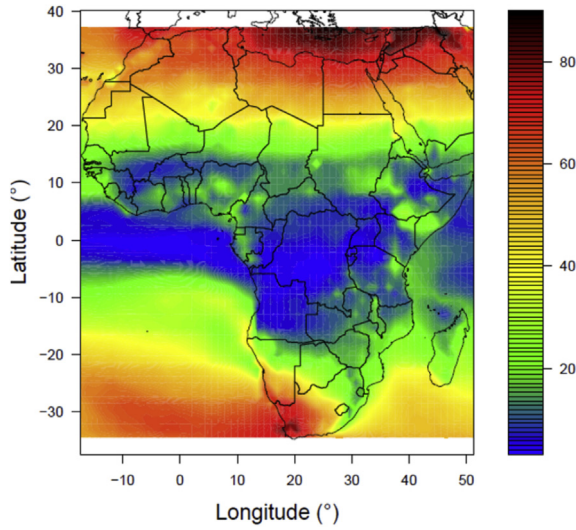


Fig. 4. Percentage of the day-to-day variability explained by the seasonal component of the GHI. The percentage is expressed as $\alpha = \sigma_1/\sigma_0$ where σ_0 is the standard deviation of daily GHI values calculated from all daily data in the 1995–2015 period ($\sigma_0^2 = 1/(n-1) \sum_{j=1}^n (GHI(j) - \mu)^2$ where $GHI(j)$ is the daily GHI value for day j , μ is the mean daily GHI for the period and n is the number of days in the period) and where σ_1 is the standard deviation of daily GHI values calculated from the 365 daily values of an average year ($\sigma_1^2 = 1/(365-1) \sum_{d=1.365} (GHI(d) - \mu)^2$ where $GHI(d)$ is the inter-annual mean GHI (mean over 21 years) for the calendar day $d = 1.365$).

set this efficiency to one, considering that the temperature is all the time equal to the standard temperature.

The result for the electricity production for a specific day j is:

$$Prod_{pvj} = P_{Peak} * \left(\frac{GHI_j}{1000} \right) \quad (2)$$

To have a mean daily production that equals in average to the mean daily demand D_0 in kWh, the required P_{Peak} has the following expression:

$$P_{Peak} = \frac{1000 * D_0}{24 * mean(GHI)} \quad (3)$$

Similarly, to have a mean daily production that equals in average

to a given percentile value, the required P_{Peak} is:

- With a 95% DSL target:

$$P_{Peak P5} = \frac{1000 * D_0}{24 * P5(GHI)} \quad (4)$$

- With a 99% DSL target:

$$P_{Peak P1} = \frac{1000 * D_0}{24 * P1(GHI)} \quad (5)$$

In the following (Fig. 7), the peak power necessary to satisfy 1 kWh of demand is mapped for both DSL 95% and 99%.

P_{Peak} is proportional to the inverse of the percentile values used (Fig. 5). In areas where low percentile values are important, P_{Peak} is low, like in the Sahelian band. On the contrary, near the equator, in south-east and extreme north of Africa, P_{Peak} is really high compared to other areas. P_{Peak} required to achieve the 99% DSL is logically 1.5 to 2.5 times higher than the one for the 95% DSL (except in the Sahelian band where the P1 and P5 are similar).

4. Discussion

4.1. Low solar resource sequences

Beyond the level of the resource during the low resource periods, sizing a MG to achieve a given SQL should also consider the temporal organization of the low resource days and sequences during the year. The seasonality of the low solar resource days is presented in Fig. 8. Results obtained for the P1 percentile (not shown) are very similar to those obtained for the P5 percentile.

As expected, the percentage of days below the P5 values varies significantly from one season to the other. To the north of the 15° latitude North and especially in the east, most of the low resource days occur during the northern hemisphere's winter (DJF). As a result of the West African monsoon, this is not the case between 0° and ~+15° of north latitude, where most of the low resource days occur in the northern hemisphere's summer (JJA). A similar result is obtained for the band between 0° and 15° South. Most low resource days are during the southern summer (DJF) whereas the southern winter (JJA) presents the smallest number of such days. In

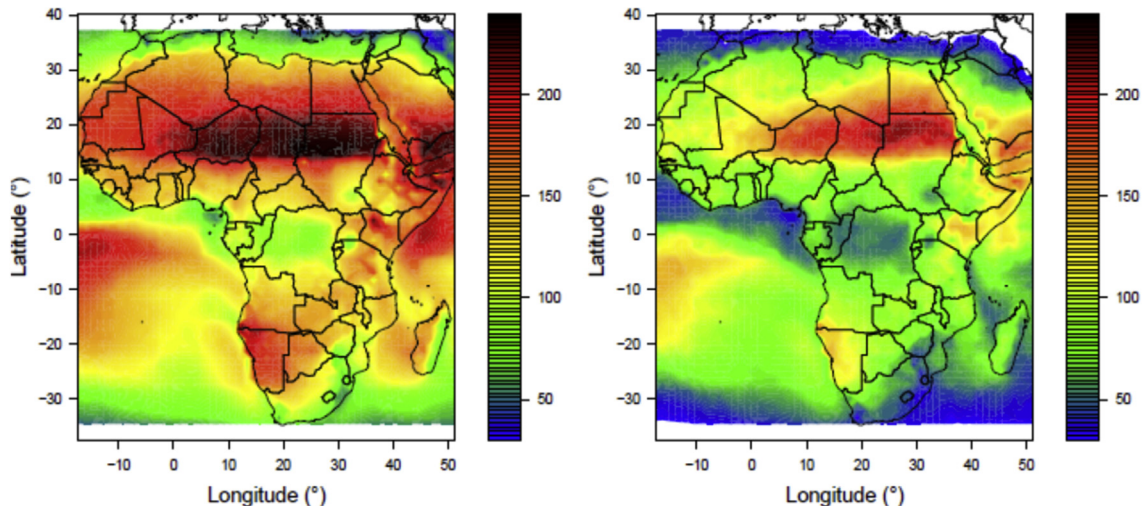


Fig. 5. Percentile 5 (left) and Percentile 1 (right) of the daily GHI for the period 1995–2015 in W/m^2 .

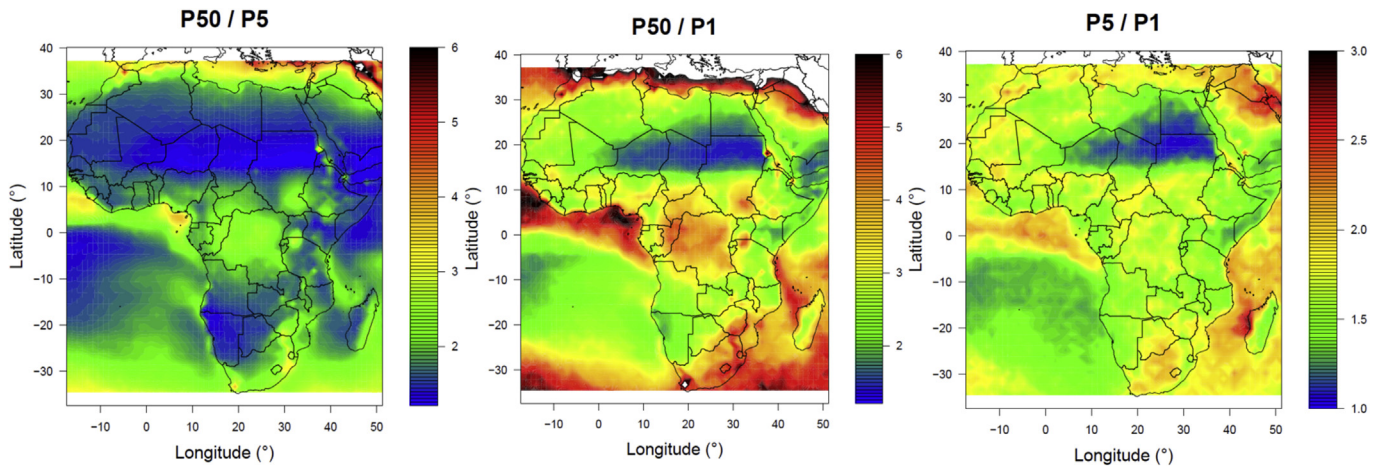


Fig. 6. Ratio of Percentile 50 on the Percentile 5 (left), Percentile 50 on the Percentile 1 (middle) and Percentile 5 on the Percentile 1 (right) of the daily GHI for the period 1995–2015.

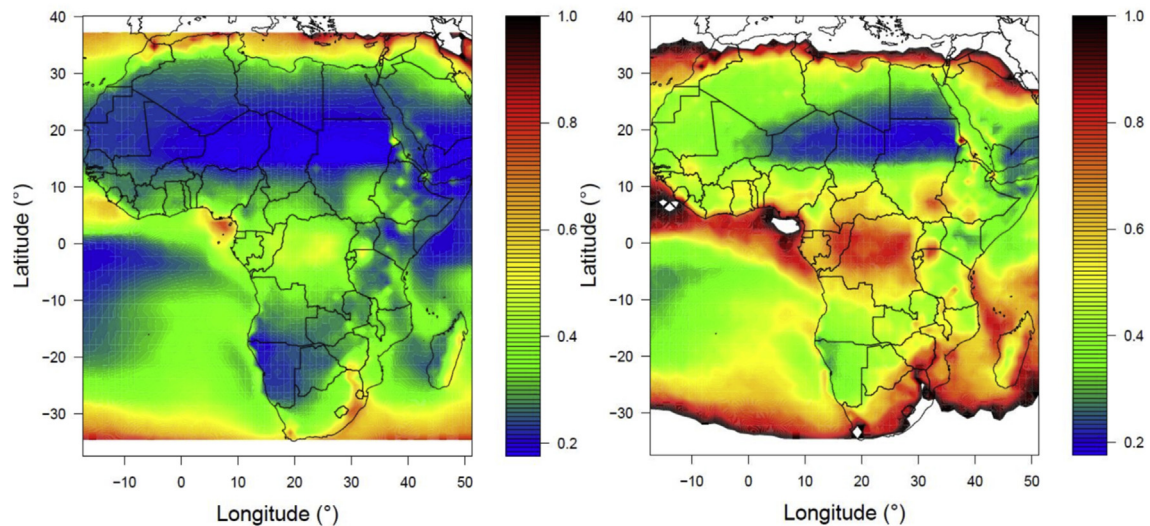


Fig. 7. Peak power of solar PV panels (in kWp) needed to satisfy 1 kWh of daily demand when calculated with the percentile 5 (left) and 1 (right) of the daily GHI for the period 1995–2015.

several African regions, the QSL in a 100% solar MG can thus significantly vary from one season to the other.

Another important feature to characterize the SQL for a 100% solar off-grid system is the temporal persistence of low resource situations. For a same number of low resource days, configurations where those days follow each other would likely have more negative impact than configurations where such days are never consecutive but conversely occur from time to time. The mean duration of time sequences of days with a GHI lower than the P5 is presented in Fig. 9. The maximum duration of such sequences is presented in the supplementary material (Fig. A5).

The average number of consecutive days inferior to P5 is close to 1 almost everywhere in Africa except in areas of higher latitude where we can have 1.5 up to more than 3 days in the north east part of Africa. These rather long low resource sequences are actually a direct consequence of the fact that, in this area, the variability of the daily GHI is mostly driven by the Earth's revolution, especially in the northern hemisphere's winter where most low GHI days occur (see the very low variability of the daily GHI for DJF in Fig. 3). Following that of the TOA irradiation, the persistence of GHI is thus

very high, leading to long sequences of low GHI resources. Except in this area, the low resource sequences are on average restricted to one day.

The production during such periods is, however, not necessarily zero. It is "just" below the P5 level. Assessing the real impact of such events would require to estimate the amount of not-satisfied energy during this period. In all cases, the socio-economic impacts and the viability of the system to such extreme events should be analyzed carefully, checking for instance if the production would be at least enough to supply the electricity requirements for vital uses such as those needed for hospitals or some food related processes highly sensitive to lost-of-load events (continuous throughout a week or multiple weeks or months food transformation/conservation processes).

All in all, the seasonality of the low-resource occurrence and their persistence characteristics should be also additional variability features to account for in the design of 100% solar MGs. The requirement for a rather constant year-round SQL and for short duration low resource sequences would likely imply to further oversize the production system or could even make such systems

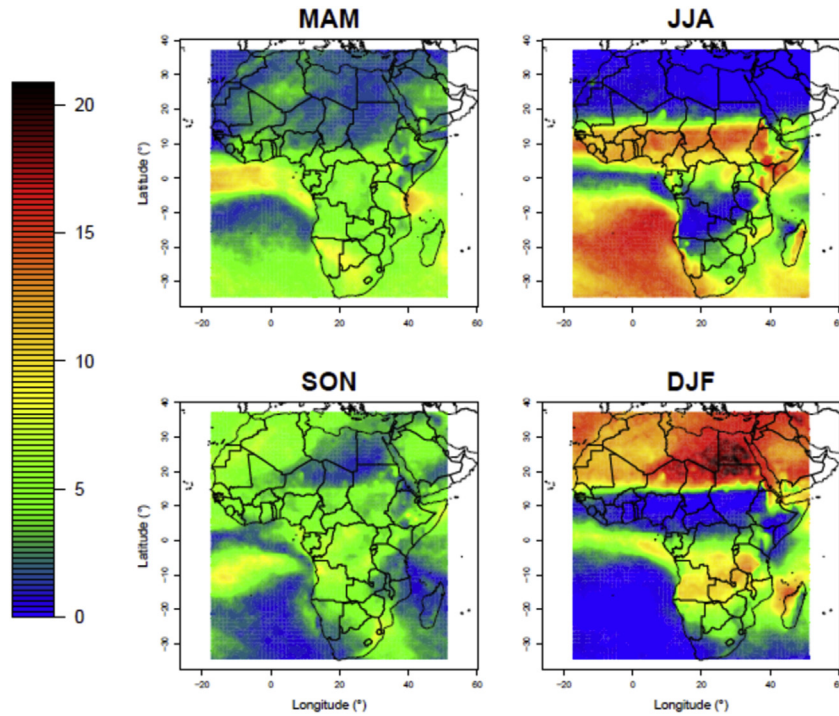


Fig. 8. Percentage of days inferior to the percentile 5 of the daily GHI for the period 1995–2015.

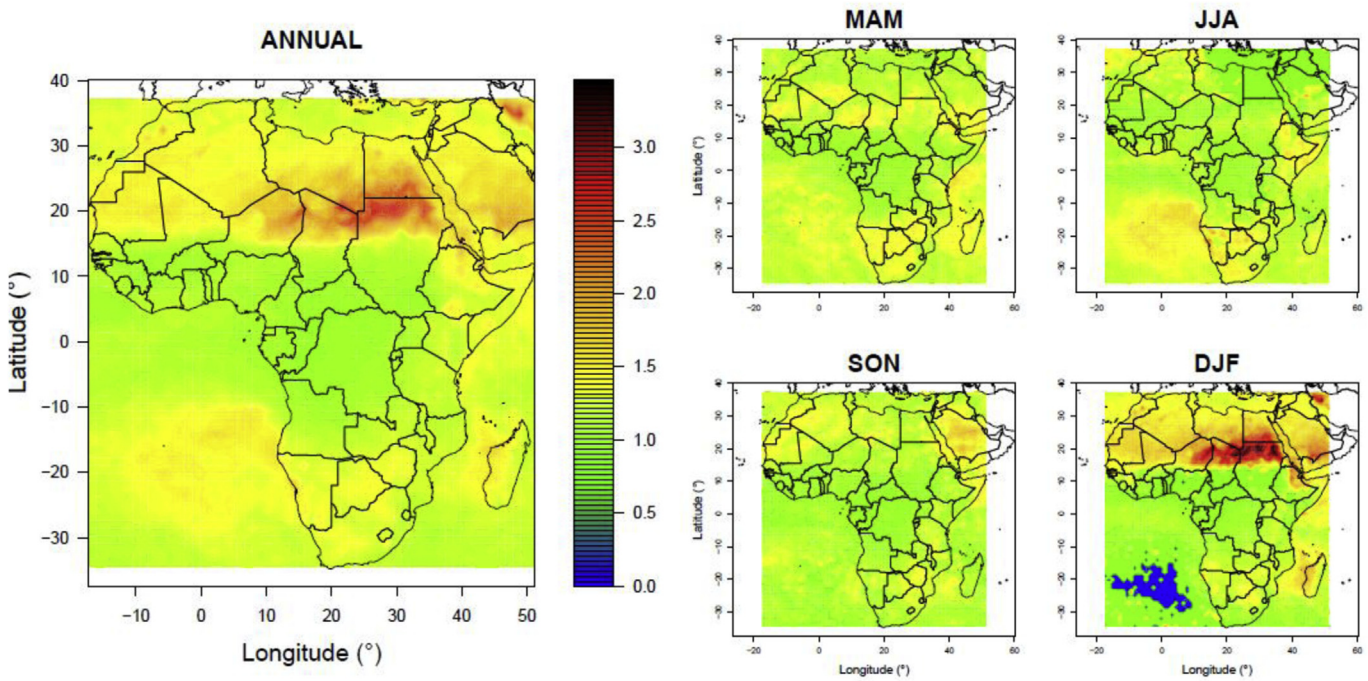


Fig. 9. Average duration period (in days) of consecutive days inferior to the percentile 5 of the total daily GHI (left) and for the 4 seasons (right) for the period 1995–2015.

not relevant.

4.2. Demand flexibility and effects on MG design

The percentage of days for which the electricity demand is not fully met has been taken in the article as a proxy for the service quality. Implicitly, we have also considered the daily demand as an exogenous and determined quantity. However, in a number of

cases, some consumers could have the possibility to adapt to the day-to-day availability of the resource, postponing for instance part of their electricity demand from one day to another. This could be achieved with dedicated power resource forecasts that would inform and allow volunteer consumers to anticipate some postponement requirement. This could be also achieved with specific pricing systems for consumers ready to adapt their electricity demand. The possibility for such flexibility could impact significantly

downward the sizing of the MGs, and thus the electricity price. As an illustration, we can consider that, for a given number of days in the year, and for consumers who subscribe a “flexibility” service contract, part of electricity uses planned during these days can be carried over to the next day if the solar resource is available.

The implementation of such demand-side solutions would be effective if for each 2 consecutive days sequence, the mean energy production is larger than the mean energy demand over that 2-day sequence. For a rough assessment of the size of the MG required for a given quality level, we could thus consider the low percentile values of the mean GHI value over 2 consecutive days. The P1 and P5 percentiles of this 2-day mean GHI variable is presented in Fig. 10. Compared to ones calculated with the daily GHI, these 2-day low percentiles are 1.5–2 higher, especially in areas where the 1-day P1 and P5 percentiles have low value (near the equator, in central Africa). This “flexibility” service contract can, therefore, have important cost reduction effects on the electricity produce with the MG and may be considered by the operator when sizing the project.

In other words, a one- or few-days flexibility of part of the demand could lead to much smaller MG requirement for a same SQL.

5. Conclusions

In this article, we performed a rough assessment of the level of PV equipment needed for a 100% solar MG to achieve a given SQL. The SQL is evaluated from the percentage of days for which the demand for electricity is satisfied. We used for this evaluation high-resolution radiation satellite data for a 21-year period, which are supposed to give a good picture of the local resource variability.

For a given location, the targeted SQL can be achieved by oversizing the surface of the PV panel fleet. We here provided an estimate of this oversizing requirement from the low percentile values of the daily GHI. In our context, sizing on the 5% percentile (resp. 1%) of the daily resource roughly allows to achieve that the demand is satisfied for 95% (resp. 99%) of the days. The surface of PV panels required when the MGS is sized with this 5% percentile is 2–3 times compared to the surface estimated from the mean annual GHI resource. The oversizing required to achieve a 95% DSL is thus “rather” limited. Conversely, targeting the 99% DSL would additionally require increasing the surface by a factor of 2.

In a first approximation, the SQL that can be achieved for a given MG depends on the value of the chosen daily GHI percentile (the sizing percentile). The SQL is also obviously expected to depend on the regularity in time and on the persistence or not of the days below the sizing percentile.

On the one hand, in a number of regions, days where the resource is lower than the sizing percentile are clustered in a given season. This would thus make the SQL variable in time. This may be not acceptable for a number of configurations, calling for a more restrictive SQL criterion and likely next, an increased size of the MG.

On the other hand, in most regions, the low resource days mostly occur individually, a rather convenient configuration, as soon as a part of the not-satisfied demand can be postponed to some days later when some extra solar resource is available. In a few areas, mainly located in the Sahara where the resource is not a lot influenced by the weather, the low resource days can be clustered within some temporal multiple days sequences. Such areas would obviously require a deep analysis of the potential socio-economic effects of such long solar drought events and a throughout assessment of the resulting system viability.

Our work was based on a number of assumptions, data and modelling choices, which potentially led to some uncertainty in the results. Our results were obtained with the high resolution SARAH radiation data. Satellite derived radiation data are frequently used to characterize the solar resource potential on large area since ground measurement have limited spatial coverage (e.g. Refs. [29–31,39]). SARAH data have been found to present good estimates of GHI when compared against high-quality ground measurements from stations of the Baseline Surface Radiation Network (BSRN) [37]: the bias and the mean absolute bias present for instance remarkably low values (1.12 and 12.1 W/m² respectively [38]). BSRN stations are however mainly located in Europe and Northern America and unfortunately, the number of stations in the African continent is very limited (5 stations). The quality of radiation data for this continent is thus roughly unknown. A recent comparison with radiation data from six ground stations of the Kenyan national measurement network suggests that the quality of SARAH data is reasonable in this region (correlation of roughly 0.5 on average between observed and SARAH monthly means) [31]. To our knowledge, no such evaluation was published for other regions of Africa. The lack of ground measurement data for a throughout

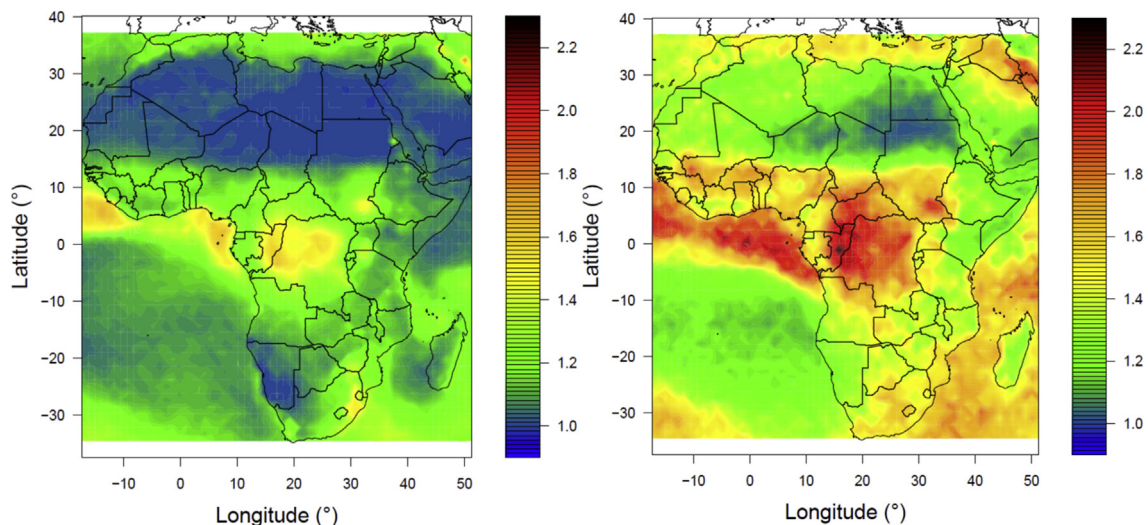


Fig. 10. Increase in low percentile values of daily GHI when estimated over a 2 days moving average window. Left: ratio between P5 values calculated respectively from 2 days mean GHI data and from raw daily data. Right: the same with P1 (percentiles obtained for period 1995–2015).

evaluation of the data across the continent is obviously a critical limitation and our results should be considered with care; they can especially not be used *stricto sensu* for the design of real projects.

The unknown quality of radiation data is obviously also a critical limitation for all projects that aim to develop solar systems in this continent. In this context, a major international effort for the deployment of a solar radiation measurement network, even if not that dense is definitively required. When one considers the very large societal demand for solar PV MG in the region, this effort could obviously imply governmental institutions (meteorological services, research laboratories) but also local communities and private companies. Numerous ground measurements are actually carried out at the present time in Africa for the development and management of numerous new solar power projects. Those data, when made available for all, would definitively give a great contribution to a better assessment of the quality of satellite radiation data and in turn to a better knowledge of the solar resource in Africa.

All in all, conversely to ground measurements, satellite data are available at high space-time resolution and classically cover rather long periods of time, even in ungauged regions. They produce definitively a valuable information and our analysis is expected to give a reasonable picture of some important features of the solar resource variability and low percentiles in this region. It allowed also to identify regions where the development of 100% solar MGS could be less costly than elsewhere. Further work would be worth to assess the sensitivity of such analyses to other satellite products. In all cases, such satellite data should be complemented and bias-corrected with ground measurements to be collected in places where projects are envisioned.

In our analysis, which ignores intraday supply-demand adequacy problems, we considered that the low percentile value of the daily resource determines the size of the PV fleet to be used in the MGS. This approach is to be related to the approach frequently used in a configuration where the production is obtained from hydro-power. In such a case, the available resource that has to be considered for the MGS development is usually evaluated from a low flow characteristic variable extracted from the so-called flow-duration-curve. The 95% or 90% percentile of this curve is often used as design available discharge. Of course our approach lacks an overall consideration of the economic dimension. The cost of oversizing the PV fleet could be prohibitive. On the other hand, one could consider the possibility of multiday storage. We here assumed that the available storage only allows to cope with the sub-daily production/demand mis-match. The use of some multiday storage facility could allow to supply the required energy for low resource days, using the energy in excess from previous days. It would thus in turn reduce the need for oversizing. Disregarding the potentially critical issues relative to storage (e.g., environmental and technical constraints, life duration of batteries), one should consider the socio-economic interest of adding such multiday storage facility in the system. Considering the full cost of the storage/PV panel fleet system would allow to identify the best compromising storage/oversizing configuration; the latter may be rather different from that estimated here. Such an analysis will be carried out in a future work. It will require simulating the functioning of the MGS considering the temporal evolution structure of the demand. The sub-daily variations of the resource and of the demand will be of first importance as they fully determine the storage required to deal with the sub-daily production/demand temporal mismatch. The seasonality of energy uses and more particularly of energy demand for productive activities will have also to be considered (like agricultural activities which require specific and different electricity demand for long periods over the year with water pumping if needed when the cultures grow and

then post-harvest processing methods). A location where the demand would share a similar seasonal pattern than the production would definitively lead to a smaller MG than a location where a seasonality mismatch between both is found. The development of productive activities whose electricity demand profile would be in line with the seasonal variability of the solar resource would undoubtedly limit the oversizing of the mini-grid and thus reduce the price per kWh supplied. The level of adaptability or flexibility to the energy demand is another issue to be considered for the optimization of the MG design. This issue will be obviously also worth some focused analysis.

Further work should also consider the interest of hybridizing solar resource with other renewables such as wind and run-of-the-river hydro. The temporal complementarity between those different resources has been highlighted in a number of recent works (e.g. Refs. [45,47,48]). The complementarity of the sources for these low solar resource days would be worth a dedicated investigation as suggested by the recent work on energy droughts in different European regions by Raynaud et al. [22].

Acknowledgements

This work is part of a PhD thesis funded by the French Ministry of High Education, Research and Innovation and by Schneider Electric.

Appendix A. Supplementary data

Supplementary data related to this article can be found at <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.036>.

References

- [1] IEA, World Energy Outlook, Organisation for Economic Co-operation and Development, OECD, 2017, 2017.
- [2] M. Fay, S. Hallegatte, A. Vogt-Schilb, J. Rozenberg, U. Narloch, T. Kerr, Decarbonizing Development: Three Steps to a Zero-carbon Future, World Bank Publications, 2015.
- [3] A. E. O. IEA, A focus on the energy prospects in sub-saharan africa, world energy outlook special report, International Energy Agency Publication (2014) 1–237.
- [4] N. Lidula, A. Rajapakse, Microgrids research: a review of experimental microgrids and test systems, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 15 (1) (2011) 186–202.
- [5] P. Basak, S. Chowdhury, S.H. Nee Dey, S. Chowdhury, A literature review on integration of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16 (8) (2012) 5545–5556.
- [6] M.D. Al-Falahi, S. Jayasinghe, H. Enshaei, A review on recent size optimization methodologies for standalone solar and wind hybrid renewable energy system, *Energy Convers. Manag.* 143 (2017) 252–274.
- [7] C. Cader, P. Bertheau, P. Blechinger, H. Huyskens, C. Breyer, Global cost advantages of autonomous solar–battery–diesel systems compared to diesel-only systems, *Energy Sustain. Dev.* 31 (2016) 14–23.
- [8] N. Ghorbani, A. Kasaeian, A. Toopshekan, L. Bahrami, A. Maghami, Optimizing a hybrid wind-pv-battery system using ga-psy and mopso for reducing cost and increasing reliability, *Energy* (2017).
- [9] R. Hosseinalzadeh, H. Shakouri, M.S. Amalnick, P. Taghipour, Economic sizing of a hybrid (pv–wt–fc) renewable energy system (hres) for stand-alone usages by an optimization-simulation model: case study of Iran, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 54 (2016) 139–150.
- [10] C. Wang, Y. Liu, X. Li, L. Guo, L. Qiao, H. Lu, Energy management system for stand-alone diesel-wind-biomass microgrid with energy storage system, *Energy* 97 (2016) 90–104.
- [11] L. Wang, D.-J. Lee, L.-Y. Chen, J.-Y. Yu, S.-R. Jan, S.-J. Chen, W.-J. Lee, M.-H. Tsai, W.-T. Lin, Y.-C. Li, et al., A micro hydro power generation system for sustainable microgrid development in rural electrification of africa, in: *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES'09. IEEE, IEEE, 2009*, pp. 1–8.
- [12] A.G. Dagnachew, P.L. Lucas, A.F. Hof, D.P. van Vuuren, Trade-offs and synergies between universal electricity access and climate change mitigation in sub-saharan africa, *Energy Pol.* 114 (2018) 355–366.
- [13] H. Broesamle, H. Mannstein, C. Schillings, F. Trieb, Assessment of solar electricity potentials in north africa based on satellite data and a geographic information system, *Sol. Energy* 70 (1) (2001) 1–12.
- [14] D.A. Quansah, M.S. Adaramola, L.D. Mensah, Solar photovoltaics in sub-

- saharan africa—addressing barriers, unlocking potential, *Energy Procedia* 106 (2016) 97–110.
- [15] M.A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta, E.D. Dunlop, Solar cell efficiency tables (version 45), *Prog. Photovoltaics Res. Appl.* 23 (1) (2015) 1–9.
- [16] K. Branker, M. Pathak, J.M. Pearce, A review of solar photovoltaic leveled cost of electricity, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 15 (9) (2011) 4470–4482.
- [17] M. Moner-Girona, R. Ghanadan, A. Jacobson, D.M. Kammen, Decreasing pv costs in africa: opportunities for rural electrification using solar pv in sub-saharan africa, *Refocus* 7 (1) (2006) 40–45.
- [18] C. Marnay, G. Venkataraman, Microgrids in the evolving electricity generation and delivery infrastructure, in: *Power Engineering Society General Meeting*, 2006. IEEE, IEEE, 2006, p. 5.
- [19] S. Adhikari, F. Li, Coordinated vf and pq control of solar photovoltaic generators with mppt and battery storage in microgrids, *IEEE Trans. Smart Grid* 5 (3) (2014) 1270–1281.
- [20] S. Chen, H.B. Gooi, M. Wang, Sizing of energy storage for microgrids, *IEEE Trans. Smart Grid* 3 (1) (2012) 142–151.
- [21] M. Datta, T. Senjyu, A. Yona, T. Funabashi, C.-H. Kim, Photovoltaic output power fluctuations smoothing methods for single and multiple pv generators, *Curr. Appl. Phys.* 10 (2) (2010) S265–S270.
- [22] D. Raynaud, B. Hingray, B. François, J.D. Creutin, Energy droughts from variable renewable sources in European climates, *Renew. Energy* 125 (2018) 578–589. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.02.130>.
- [23] B. Zhao, X. Zhang, J. Chen, C. Wang, L. Guo, Operation optimization of stand-alone microgrids considering lifetime characteristics of battery energy storage system, *IEEE Trans. Sustain. Energy* 4 (4) (2013) 934–943.
- [24] H. Asano, K. Yajima, Y. Kaya, Influence of photovoltaic power generation on required capacity for load frequency control, *IEEE Trans. Energy Convers.* 11 (1) (1996) 188–193.
- [25] M. Bouzguenda, S. Rahman, Value analysis of intermittent generation sources from the system operations perspective, *IEEE Trans. Energy Convers.* 8 (3) (1993) 484–490.
- [26] W.T. Jewell, T.D. Unruh, Limits on cloud-induced fluctuation in photovoltaic generation, *IEEE Trans. Energy Convers.* 5 (1) (1990) 8–14.
- [27] H.A. Lauffenburger, R.T. Anderson, Reliability terminology and formulae for photovoltaic power systems, *IEEE Trans. Reliab.* 31 (3) (1982) 289–295.
- [28] R.C. Willson, S. Gulkis, M. Janssen, H. Hudson, G. Chapman, Observations of solar irradiance variability, *Science* 211 (4483) (1981) 700–702.
- [29] C.A. Gueymard, S.M. Wilcox, Assessment of spatial and temporal variability in the us solar resource from radiometric measurements and predictions from models using ground-based or satellite data, *Sol. Energy* 85 (5) (2011) 1068–1084.
- [30] M. Journée, R. Müller, C. Bertrand, Solar resource assessment in the benelux by merging meteosat-derived climate data and ground measurements, *Sol. Energy* 86 (12) (2012) 3561–3574.
- [31] B.W. Kariuki, T. Sato, Interannual and spatial variability of solar radiation energy potential in Kenya using meteosat satellite, *Renew. Energy* 116 (2018) 88–96.
- [32] I. Graabak, M. Korpás, Variability characteristics of european wind and solar power resources, a review, *Energies* 9 (6) (2016) 449.
- [33] D.C. Action, 2030 framework for Climate and Energy Policies, 2015.
- [34] S. Karekezi, W. Kithyoma, Renewable energy strategies for rural africa: is a pv-led renewable energy strategy the right approach for providing modern energy to the rural poor of sub-saharan africa? *Energy Pol.* 30 (11–12) (2002) 1071–1086.
- [35] X. Tan, Q. Li, H. Wang, Advances and trends of energy storage technology in microgrid, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 44 (1) (2013) 179–191.
- [36] U. Pfeifroth, S. Kothe, R. Müller, J. Trentmann, R. Hollmann, P. Fuchs, M. Werscheck, *Surface Radiation Data Set - Heliosat (Sarah)*, second ed., 2017, version 2.0. .
- [37] Cm Saf Validation Report, *Meteosat Solar Surface Radiation and Effective Cloud Albedo Climate Data Record*, 2017 retrieved march 24, 2018 from, http://www.cmsaf.eu/en/documentation/documentation/validationrep/validationreports_node.html.
- [38] R. Müller, U. Pfeifroth, C. Träger-Chatterjee, J. Trentmann, R. Cremer, Digging the meteosat treasure—3 decades of solar surface radiation, *Rem. Sens.* 7 (6) (2015) 8067–8101.
- [39] S. Pfenninger, I. Staffell, Long-term patterns of european pv output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data, *Energy* 114 (2016) 1251–1265.
- [40] M. Journée, C. Bertrand, Quality control of solar radiation data within the rmib solar measurements network, *Sol. Energy* 85 (1) (2011) 72–86.
- [41] E. Harrison, P. Minnis, B. Barkstrom, V. Ramanathan, R. Cess, G. Gibson, Seasonal variation of cloud radiative forcing derived from the earth radiation budget experiment, *J. Geophys. Res.: Atmosphere* 95 (D11) (1990) 18687–18703.
- [42] J.-L. Redelsperger, C.D. Thorncroft, A. Diedhiou, T. Lebel, D.J. Parker, J. Polcher, African monsoon multidisciplinary analysis: an international research project and field campaign, *Bull. Am. Meteorol. Soc.* 87 (12) (2006) 1739–1746.
- [43] M. Rossignol-Strick, Mediterranean quaternary sapropels, an immediate response of the african monsoon to variation of insolation, *Palaeogeogr. Palaeoclimatol. Palaeoecol.* 49 (3–4) (1985) 237–263.
- [44] B. François, B. Hingray, D. Raynaud, M. Borga, J. Creutin, Increasing climate-related-energy penetration by integrating run-of-the river hydropower to wind/solar mix, *Renew. Energy* 87 (2016) 686–696.
- [45] A.L. Schmid, C.A.A. Hoffmann, Replacing diesel by solar in the amazon: short-term economic feasibility of pv-diesel hybrid systems, *Energy Pol.* 32 (7) (2004) 881–898.
- [46] B. François, M. Borga, J.D. Creutin, B. Hingray, D. Raynaud, J.F. Sauterleute, Complementarity between solar and water power: sensitivity study to climate characteristics in Northern-Italy, *Renew. Energy* 86 (2015) 543–553, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.08.044>.
- [47] D. Heide, L. von Bremen, M. Greiner, C. Hoffmann, M. Speckmann, S. Bofinger, Seasonal optimal mix of wind and solar power in a future, highly renewable Europe, *Renew. Energy* 35 (11) (2010) 2483–2489. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.03.012>.

Chapitre VII

Effet d'une demande saisonnière et de l'angle d'inclinaison optimal sur le dimensionnement des micro-réseaux 100% solaires isolés en Afrique

Cet article a été soumis dans le journal « Renewable Energy » est en cours de révision.

1 Impact of seasonal demand and optimal tilt angle on sizing of 2 fully solar-powered microgrids in Africa

3 Plain, N.^{1,2,3} ; Hingray, B.¹ ; Mathy, S.²

4 ¹ Univ. Grenoble Alpes, CNRS, IGE UMR 5001, Grenoble, F-38000, France

5 ² Univ. Grenoble Alpes, CNRS, INRA, Grenoble INP, GAEL, UMR 5313, Grenoble, F-38000, France

6 ³ Schneider Electric, Strategy and Innovation, F-38000 Grenoble, France

7 Abstract

8 Using high resolution satellite irradiance data for the 2005-2016 period, we explore how the
9 seasonality of electricity demand would influence the size of fully solar-powered microgrids that must
10 meet demand at least 95% of the time. The temporal co-variability pattern between the solar resource
11 and demand may allow grid size to be reduced or, on the contrary, require it to be increased. In some
12 parts of Africa and with 30% seasonal amplitude, the size required to meet seasonal demand is 20%
13 larger than what is needed to meet non-seasonal demand. On the other hand it may also be as much
14 as 20% smaller.

15 Changing the tilt angle of photovoltaic panels may reduce the size required, by reducing the resource
16 supply-demand mismatch. The optimal tilt angle may significantly diverge from the commonly used
17 latitude-based tilt. We show that for constant daily demand, the gain in size achieved by optimizing tilt
18 angle is generally less than 4%, but it may be as much as 9% for specific seasonal demand patterns. In
19 a number of locations we show that focused surveys and analysis to estimate the temporal structure
20 of demand more accurately would yield significant gains in MG size.

21 Keyword

- 22 • Seasonality of the demand
- 23 • Tilt angle solar PV arrays
- 24 • Quality Service Level
- 25 • Solar isolated microgrids
- 26 • Rural electrification
- 27 • Sub-Saharan Africa

28 Abbreviations

- 29 • BTI: Beam Tilted Irradiance
- 30 • DTI: Diffuse Tilted Irradiance
- 31 • GTI: Global Tilted Irradiance
- 32 • JJA: June, July, August
- 33 • MAM: March, April, May
- 34 • MG: Microgrid
- 35 • ORL: oversizing requirement level
- 36 • $ORL95_{lat}^{cst}$: Oversizing requirement level to meet constant daily demand 95% of the time, with tilt
37 angle equal to latitude
- 38 • $ORL95_{opt}^{cst}$: Oversizing requirement level to meet constant daily demand 95% of the time, with
39 optimal tilt angle

- 40 • $ORL95_{lat}^{sea}$: Oversizing requirement level to meet seasonal daily demand 95% of the time, with tilt
- 41 angle equal to latitude
- 42 • $ORL95_{opt}^{sea}$: Oversizing requirement level to meet seasonal daily demand 95% of the time, with
- 43 optimal tilt angle
- 44 • $ORL95_{lat}^{unk}$: Oversizing requirement level to meet seasonal daily demand 95% of the time, when
- 45 peak demand is unknown and tilt angle is equal to latitude
- 46 • $ORL95_{opt}^{unk}$: Oversizing requirement level to meet seasonal daily demand 95% of the time, when
- 47 peak demand is unknown and with optimal tilt angle
- 48 • PQR: Power and Quality Requirement
- 49 • PV: Photovoltaic
- 50 • PX: Percentile X^{th}
- 51 • QSL: Quality Service Level
- 52 • SM: Supplementary Material
- 53 • SON: September, October, December
- 54 • SSA: Sub-Saharan Africa
- 55 • VRE: Variable Renewable Energy
- 56 • DJF: December, January, February
- 57 • 95DM: Demand met 95% of the time

58 Introduction

59 Sustainable Development Goal 7 sets an ambitious target for 2030: to extend access to "modern forms
60 of affordable, reliable and sustainable energy" to the population of the whole world. However
61 electrification will have to take into account the objective of the Paris Agreement to keep global
62 warming well below 2°C. To meet this objective we must aim for carbon neutrality before the end of
63 the 21st century and promote completely carbon-free energy systems. There are high expectations for
64 massive development of renewable energies combining achievement of both goals, particularly in
65 Africa. The use of renewable energy is also a means of providing electricity in remote rural areas, where
66 grid extension would be too expensive: in sub-Saharan Africa, more than 80% of people without access
67 to electricity live in rural areas, and according to the IEA [1] in 2030 80 million people in Africa will
68 access electricity thanks to off-grid systems and 140 million more through microgrids. A number of
69 MGs developed and/or planned in recent years are hybrid systems, in which thermal (such as biomass
70 or diesel) generators are used in tandem with variable renewable energy (solar, wind or hydraulic)
71 sources [2, 3, 4, 5, 6, 7]. The urgent need to comply with the goal set by the Paris Agreement requires
72 us to promote the development and use of MGs based mainly or entirely on variable renewable
73 energy.

74 In the present work we focus on fully solar-powered MGs. MGs based exclusively on solar power are
75 particularly relevant for various regions worldwide, particularly Africa, where the solar resource is
76 abundant [2, 8, 9]. PV arrays allow for rapid installation, have low maintenance costs and can be built
77 near centres of consumption, thus reducing the cost of distribution lines. They are also highly modular,
78 to keep pace with possible increases in demand. Furthermore the efficiency of PV panels is steadily
79 improving [10] whereas the cost of PV arrays is falling [11, 12]. For all these reasons fully solar-powered
80 MGs are a very attractive solution for bringing power to remote areas.

81 But to develop access to electricity by deploying such MGs a number of challenges must be overcome
82 [13], while meeting various technical and socio-economic constraints [14]. To deliver a reliable power
83 service with a high level of quality, the design of the system should account for the intermittent nature
84 of the resource and for low solar resource days. The quality service level, often defined as the
85 percentage of days on which electricity is delivered to consumers, is a good indicator of the reliability

86 of the service provided by the MG. To achieve a given QSL, the design would typically need to include
87 storage facilities and oversize the PV panel fleet [15]. Storage allows temporal redistribution of surplus
88 energy produced during periods of abundant resource to low resource periods. It can be used to
89 efficiently deal with day-to-day resource variability. But it is not an option when low resource periods
90 last several weeks or months, which is the case in a number of locations worldwide as a result of
91 resource seasonality. Oversizing the PV panel fleet, in a way that enough resource is available even in
92 low resource periods, also enables a high QSL to be achieved all year round. [15] show actually that
93 oversizing the MG system by a factor ranging from 1.5 to 2.5 would meet electricity demand 95% of
94 the time in most parts of Africa. So, due to the rapidly decreasing costs of PV arrays, this option is
95 potentially feasible in a number of locations. However the analysis undertaken in [15] considers
96 constant daily electricity demand throughout the year. The oversizing rate, required to achieve a given
97 QSL, is expected to be rather different in the case of seasonal demand.

98 The seasonality of electricity demand is often disregarded when designing MGs in remote rural areas
99 [15, 16, 17, 18]. But some seasonal fluctuation is obviously to be expected. Significant seasonality is
100 typically reported in urban areas as a result of the seasonal duration of daylight or as a result of
101 weather-sensitive electricity consumption (cooling or heating buildings [19]). In rural areas of sub-
102 Saharan Africa, some seasonality could also result from electricity uses dedicated to heating (water for
103 washing) or cooling (fridges, fans, air conditioning) typically related to weather. Fluctuation may also
104 occur due to other factors such as the varying duration of daylight (household lighting) or agricultural
105 activities (pumping for irrigation, drying crops and vegetables, grinding flour) (see [20] and [21]).
106 Accounting for such seasonality and resource adequacy would definitively improve the relevance of
107 MG designs.

108 The present work aims first to explore how demand seasonality would influence the size of the MG
109 required to achieve a given QSL.

110 Analysis is carried out for a generic PV installation, on which the tilt angle of PV arrays is fixed,
111 corresponding to the latitude of the location. This tilt angle corresponds to the thumb rule used
112 worldwide for the design of PV farms. It has been shown that in most locations, especially south of the
113 tropic of Cancer, a tilt angle equal to latitude maximizes mean annual production of PV power¹. The
114 present work puts this rule in perspective for the design of MGs. In particular we investigate how a
115 different tilt angle could be beneficial for a specific case, in which the prime objective is not to
116 maximize annual production but to achieve a given QSL and thus maximize day-to-day adequacy
117 between supply and demand. So we also investigate how the tilt angle of solar PV panels can modify
118 the temporal variability and seasonality of local solar production and the QSL for a given PV array size.
119 We estimate the tilt angle that minimizes the area of solar PV panels required to meet a given QSL. We
120 further compare this area to the area obtained for a typical “design tilt angle” corresponding to the
121 latitude of the relevant location. We carry out this analysis for specific patterns of demand seasonality
122 and assess how much results depend on location.

123 The article is organized as follows. Section 2 presents our methodology, study area, data and main
124 assumptions. Section 3 assesses the impact of seasonal fluctuations in daily demand on MG size, and
125 how much optimizing tilt angle can mitigate the impact of demand seasonality on MG size. Results are
126 discussed in Section 4 and Section 5 concludes.

¹ Note that limitations of that rule has been highlighted for some regions such as high latitude ones, as shown by [34] and [26]

127 2. Methodology

128 2.1. Study area

129 We consider the whole continent of Africa, from latitude 34.5° south in South Africa to 37.21° north in
130 Tunisia and from longitude 17.32° west, in Senegal, to 51.25° east, in Somalia. With more than
131 1.2 billion inhabitants, Africa is the second most populous continent after Asia, representing 16.4% of
132 the world's population in 2016. Africa is crossed, almost in the middle, by the equator and presents
133 several climates: hot and humid close to the equator, tropical in the regions between the equator and
134 the tropics, hot and arid around the tropics, temperate in the highlands.

135 2.2. Data

136 We use solar irradiation data from the CAMS radiation service dataset "JADE" over Africa computed
137 with McClear version 3 and CAMS radiation bias correction - CAMS project - Dec. 2017 [22].

138 These data cover the land area between longitude $\pm 65^\circ$ and latitude $\pm 65^\circ$. Instantaneous radiation data
139 are available at 15-minute intervals with a spatial resolution of $0.05^\circ \times 0.05^\circ$ over the period 2005-
140 2016. This database is obtained by satellite observations of the visible channels of the MVIRI and SEVIRI
141 instruments aboard several Meteosat geostationary satellites that have succeeded one another.

142 The methods used to estimate the available solar radiation on a tilt surface, the Global Tilted Irradiance
143 (GTI), from horizontal radiation can be found in [23]. Here we use the different components of solar
144 irradiance, namely Global Horizontal Irradiance (GHI), Direct Horizontal Irradiance (BHI) and Diffuse
145 Horizontal Irradiance (DHI), on a 15-minute time step and we project them onto an inclined plane to
146 obtain the GTI for the same time step with Perez's model [24]. Then, for each day of the period, we
147 aggregate these values to obtain the daily GTI.

148 An average albedo equal to 0.15 is considered for our calculations. The albedo is needed to find the
149 reflected component of the BHI on the ground. For the same radiation, the greater the albedo, the
150 higher the GTI will be, because the component of the radiation reflected by the ground and captured
151 by the solar panel will be that much stronger. It is a fairly conservative assumption given that the
152 albedo of light and dry sand is between 0.25 and 0.45 and that of dark soil between 0.05 and 0.15.
153 Before installing an array of solar panels, local surveys are needed to estimate the albedo of the
154 surrounding area.

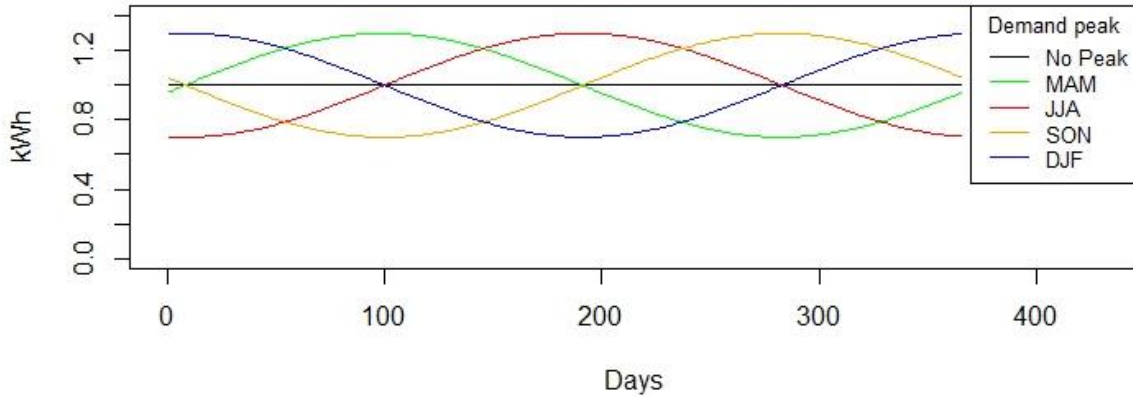
155 2.3. Assumptions for demand seasonality

156 A key issue with fully solar production is the sub-daily temporal mismatch between resource output
157 and demand. In the present work we disregard this issue and focus on day-to-day and low-frequency
158 variability of the resource. We assume that the mismatch issue can be solved with an appropriate sub-
159 daily storage facility using a battery or some other storage technology [2] [25].

160 As reported in several recent works, even for an existing MG, it is currently difficult to find available
161 demand data that characterizes the seasonal structure of electricity demand in remote rural areas [15,
162 16, 17, 18]. For remote areas of sub-Saharan Africa, this lack of data is the rule.

163 So we must make assumptions. For simplicity's sake we consider that the seasonal pattern of the
164 demand is sinusoidal with peak demand occurring either in spring, summer, autumn or winter (*Figure*
165 *1*). The amplitude of such seasonality is also pre-defined. It is characterized by the ratio between
166 maximum and mean daily demand value in the course of a year. In the following we consider two
167 different amplitude values for seasonality: 30% and 50%. In the second case maximum daily demand
168 is 1.5 times mean daily demand. In real life the temporal organization of demand is expected to take
169 very different forms (with two or more peaks during the year, for instance) and amplitudes. A refined

170 design of the MG would obviously require precise characterization of these features. The eight
171 different structures (four seasonality patterns, two amplitude patterns) considered here allow us to
172 make a preliminary assessment of the importance of seasonality in the design of MG. The seasonal
173 pattern of demand is assumed to be the same for every year in the period we consider (2005-2016).



174

175 *Figure 1: Load curves for the four different seasonality patterns, with 30% seasonal amplitude. The peak of seasonality is*
176 *respectively in April for the MAM season (March, April, May), in July for the JJA season (June, July, August), in October for*
177 *the SON season (September, October, December) and in January for DJF (December, January, February))*

178 **3. Results**

179

180 **3.1. Cost of demand seasonality**

181 In this subsection we consider a constant tilt angle of PV panels, equal to the absolute value of the
182 latitude of the considered location. On the basis of this assumption the peak power of solar PV panels
183 (in kWp) required to meet, on average and all year round, constant daily demand of 1 kWh is estimated
184 with the following equation [15]:

185

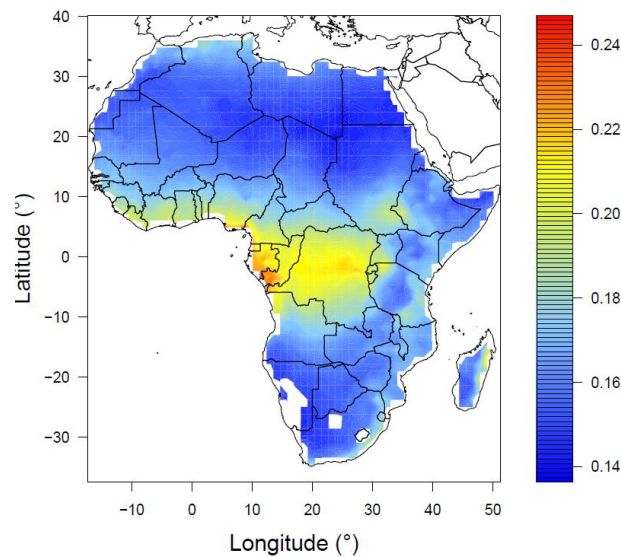
Equation 1

186

$$P_{Peak} = \frac{1000 * D_0}{24 * mean(GTI)}$$

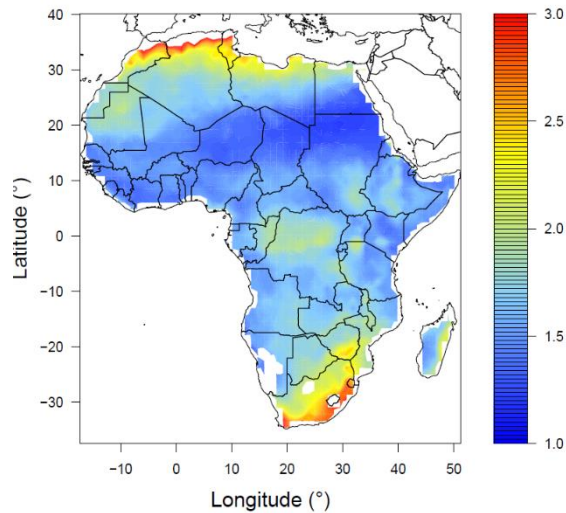
187 Where GTI is the global tilted irradiance in W/m² and D₀ the mean daily demand in kWh.

188 *Figure 2* maps the P_{peak} value for the whole of Africa. P_{peak} varies from 0.12 kWp in regions with a high
189 resource potential to 0.25 kWp in central Africa. P_{peak} is directly proportional to the inverse of the mean
190 GTI. Mean GTI, as described in many publications, is lower in areas near the equator than in those at
191 medium latitudes because of a higher nebulosity in the former areas [15].



192

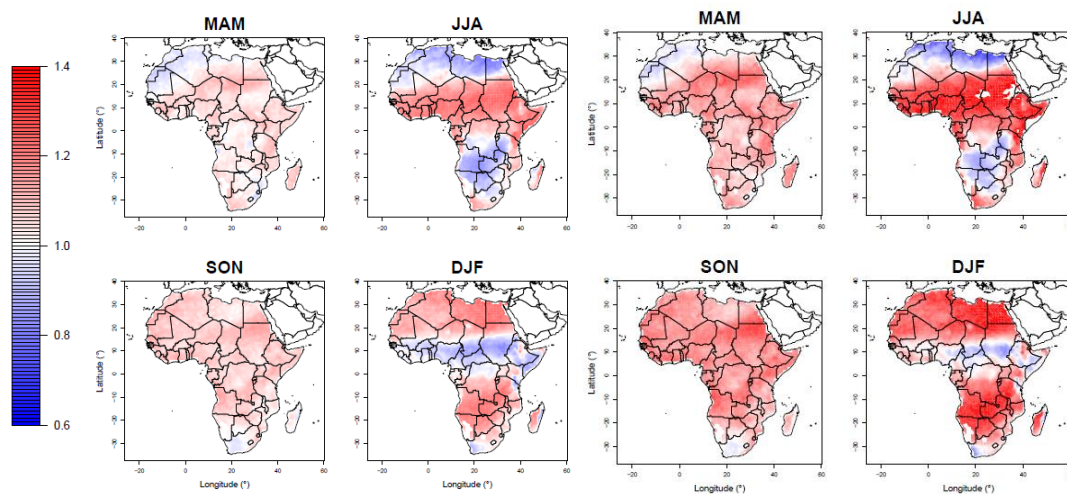
193 *Figure 2: Peak power of solar PV panels (P_{peak} in kWp) needed to meet 1 kWh average daily demand over the whole period*
194 *(2005-2016). The results are obtained when the tilt angle of PV panels is equal to the absolute value of the latitude of each*
195 *location. White areas on the map correspond to values above the threshold of the scale used to ensure the figure is*
196 *readable, except in the small area in the south-west where there is a gap in data.*



197

198 *Figure 3: $ORL95_{lat}^{cst}$. The oversizing requirement level is the ratio between the size of an MG designed to meet demand 95%*
 199 *of the time and its size when designed to ensure that mean output equals mean demand over the considered period (2005-*
 200 *2016).*

201 *Figure 2* shows the peak power of solar panels required to meet average demand over the whole period.
 202 Due to seasonal and day-to-day variation in the resource, such a design would obviously not meet
 203 demand every day of the year. As shown in [15], the design of the system required to achieve a given
 204 QSL must take account of resource intermittency, and more precisely for low solar resources days.
 205 *Figure 3* shows that by oversizing the MG by a factor 1.5 to 2.5 electricity demand can be met 95% of
 206 the time in most parts of Africa. In the following the oversizing level required to meet demand 95% of
 207 the time (95DM) will be referred to as ORL95. The lowest ORL95 values would occur in the Sahel and
 208 western Sahara regions. Higher ORL95 values would be required near the equator, and in the south-
 209 eastern part of Africa, mainly due to the high cloud cover in these areas and periods of low solar
 210 resource [15]. The highest ORL95 values are seen in the far north of Africa (3.76) due to the resource's
 211 significant seasonality here with very low values during DJF.



212

213 *Figure 4: $ORL95_{lat}^{sea} / ORL95_{lat}^{cst}$ (period 2005-2016). Amplitude of demand seasonality: 30% (left); 50% (right).*

214 If we now take into account the seasonality of demand, the oversizing requirements (ORL95) are
 215 modified (Figure S 1, Supplementary Material). Depending on the season for peak demand and on the
 216 location, oversizing may be significantly less to significantly greater than the result obtained with the
 217 non-seasonal demand configuration. The ratio $ORL95_{lat}^{sea} / ORL95_{lat}^{cst}$ between the ORL95 values

218 obtained for seasonal and non-seasonal demand is given in Figure 4. The results that differ most
 219 significantly compared to non-seasonal demand are for peak demand in JJA or DJF. For example, with
 220 30% (or 50%) seasonal amplitude of equal to, for a peak demand in JJA, the $ORL95_{lat}^{sea}$ is 20% (or 40%
 221 respectively) greater than $ORL95_{lat}^{cst}$ between latitudes 0° and $+20^\circ$, in the extreme East and South,
 222 and as much as 25% (40% respectively) lower in Northern Africa and in the central part of Southern
 223 Africa. With the objective of achieving a given QSL, the temporal co-variability pattern between the
 224 solar resource and demand can thus allow the size of an MG to be reduced, or on the contrary require
 225 it to be increased. For peak demand in SON or MAM, the ORL95 value is not very different from the
 226 non-seasonal demand value.

227

228 3.2. Effect of the tilt angle on the cost of the solar resource’s temporal variability

229

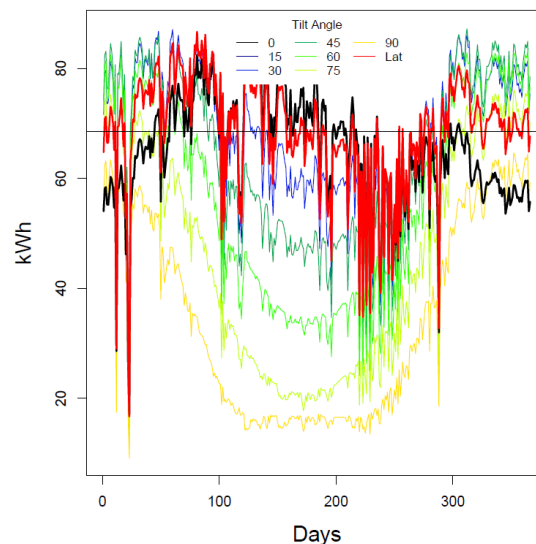
230 To simplify the results we focus in this section on 30% seasonal amplitude of demand. The results for
 231 50% follow the same pattern but with greater amplitude (see supplementary material).

232 As already mentioned, the best tilt angle for solar panels is usually considered to be equal to the
 233 latitude [26]. This maximizes annual production. However, in the case of seasonal demand, it may be
 234 worth adjusting the tilt angle in order to align the resource’s temporal variability more closely with
 235 demand. The tilt angle of solar panels influences the value of day-to-day electricity output. So changing
 236 the tilt angle at a given location will likely modify the multiscale variability pattern of the resource, in
 237 particular its seasonality and the characteristics (frequency, intensity, duration) of low-resource
 238 sequences, both of which are factors determining the design of the system.

239

240 We first illustrate our analysis with results obtained for a grid point in North-Est Africa (Libyan/Egyptian
 241 border) and for three other location in the supplementary material which represent different
 242 configurations in terms of demand/resource co-variability patterns. Figure 5 shows how the temporal
 243 variability of the daily GTI is affected when we change the tilt angle of the PV panels.

244



245

246 Figure 5: GTI obtained for different tilt angle of PV panels for a grid point in North-Est Africa (Libyan/Egyptian border)

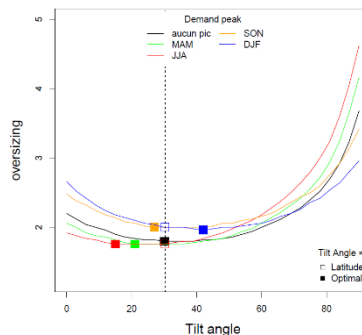
247 Thus, in the case of seasonal demand with a peak at times of low solar resource, orienting a panel in
 248 such a way as to increase electricity output during low-resource periods can better match supply and
 249 demand, with a corresponding reduction in the oversizing required.

250 In this sub-section, we compute, for the various demand patterns considered above, the tilt angle that
 251 minimizes the oversizing required to meet the 95DM objective *i.e.* the optimal tilt angle.

252 In this analysis solar panels face south at locations in the northern hemisphere and north at locations
 253 in the southern hemisphere. Solar panels are considered never to cast a shadow on one another.
 254 Whatever day it is, tilt angle influences the value of both the direct and diffuse components of global
 255 irradiance. As illustrated in Figure S 2 (supplementary material) for two locations in northern and
 256 southern Africa, the direct component is typically more sensitive to the tilt angle and a strong
 257 inclination tends to attenuate, or even reverse, the seasonality of the BTI. This was also reported by
 258 [27] and [28].

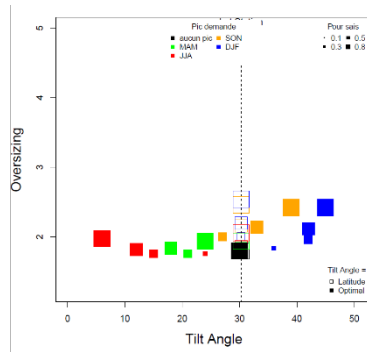
259 In a non-seasonal demand configuration, the tilt angle to be found (optimal tilt angle) is the one which
 260 maximizes the resource values of low resources days. To better illustrate this point Figure S 3
 261 (supplementary material) presents, for various tilt angles, the variation in distribution of the mismatch
 262 between resource and demand for one location in eastern Africa.

263 In a seasonal demand configuration, the optimal tilt angle maximizes the values of low-supply days,
 264 *i.e.* days where the deviation between the resource and the demand is large (e.g. for low resources
 265 days, and/or for high demand days).



266
 267 *Figure 6: ORL95 as a function of PV panel tilt angle for a grid point in north-eastern Africa (Libya-Egypt border) for various*
 268 *demand seasonality patterns (no seasonality, black lines; seasonal demand peaking in MAM, green; JJA, red; SON, orange;*
 269 *DJF, blue). Empty squares: $ORL95_{lat}$. Full squares: $ORL95_{opt}$.*

270 The ORL95 is presented as a function of the tilt angle in 6 (we consider tilt angles from 0° to 90°). Empty
 271 squares give the $ORL95_{lat}$ value that would be obtained for a latitude tilt angle and full squares give
 272 the $ORL95_{opt}$ value that would be needed for the optimal tilt angle. In the case of seasonal and non-
 273 seasonal demand, the optimal tilt angle may differ significantly from the latitude. In the present case
 274 however, the ORL95 values obtained for both tilt angles are remarkably similar. For the JJA season for
 275 instance, the optimum tilt angle is 15° lower than the latitude but the corresponding ORL95 value only
 276 differs by 2% to 3% from the value obtained for the latitude-based tilt angle.



277

278

279

280

Figure 7: $ORL95$ and associated tilt angle for different seasonality amplitudes (10, 30, 50, 80%) for the grid point in north-eastern Africa. Empty squares: $ORL95_{lat}$. Full squares: $ORL95_{opt}$. The size of squares increases with amplitude. Different colours for the different seasons where peak demand occurs.

281

282

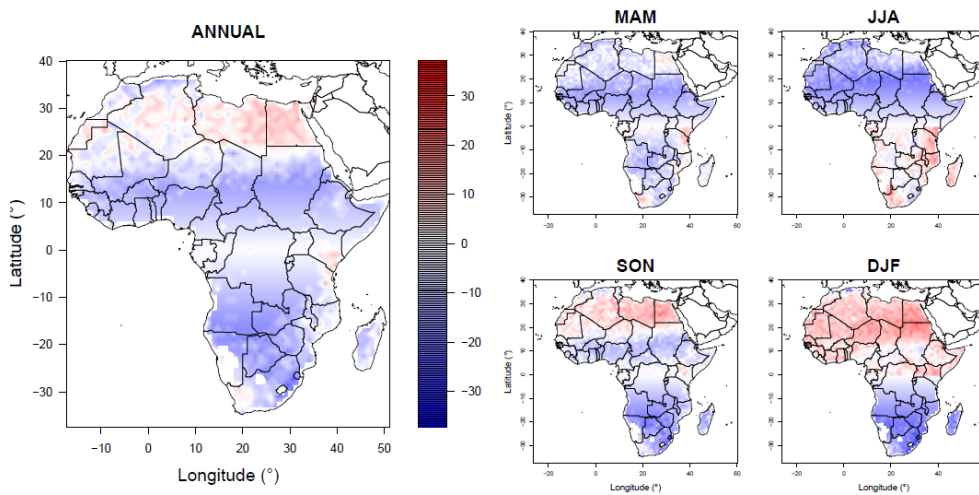
283

284

The seasonality of demand can significantly influence optimal tilt and the $ORL95_{opt}$ (Figure 7). For this location (and we see the same pattern for the rest of the continent (Figure S 5 supplementary material)), greater seasonal amplitude increases the $ORL95_{opt}$ value and deviation of the optimal angle in relation to the latitude tilt angle (Figure 6).

285

In the following, we present the results of analysis for every location in Africa.



286

287

288

289

Figure 8: Deviation of the optimal tilt angle from the (absolute value of) latitude for non-seasonal demand (left) and for four different seasonal demand configurations (right). Seasonal amplitude is 30%. Red (or blue) values mean that the optimal tilt is steeper (or less steep, respectively) than the (absolute value of) latitude.

290

291

292

293

294

295

296

Figure 8 presents the deviation of the optimal tilt angle from the (absolute value of) latitude. For non-seasonal demand and for seasonality in MAM or SON (seasonal amplitude is 30%), the deviation is close to zero or slightly negative around the equator: here, the optimal tilt angle matches latitude or is less steep. In the northern hemisphere, north of 15°, deviation is positive and increases with latitude up to 20° at certain longitudes: here, the optimal tilt should be steeper than latitude. This effect is less noticeable in the southern hemisphere where the optimal tilt angle only reaches high values only in the south-west.

297

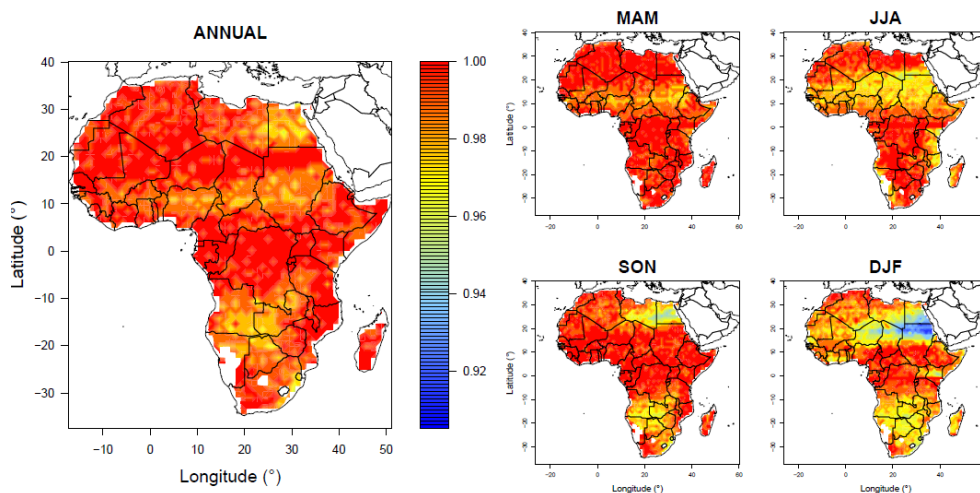
298

299

300

When the seasonality of demand occurs in JJA, the optimal tilt angle to be used in the southern (or northern) hemisphere is much steeper (or lower, respectively) than the latitude. The opposite is true when demand seasonality occurs in DJF, matching directly the significant seasonality of the resource. When demand seasonality occurs in JJA, the days when supply is likely to be critical in southern Africa

301 occur in JJA, this being the season with the days when the resource is lowest. So the optimal tilt angle
 302 maximizes capture of solar radiation components on those days. This in turn implies steep tilt angles.
 303 The opposite is true for locations in the northern hemisphere or when resource seasonality occurs in
 304 DJF.



305
 306 *Figure 9: $ORL95_{opt} / ORL95_{lat}$. Left, in the case of demand with no seasonality; and right, when seasonality occurs in one*
 307 *of the four seasons. 30% seasonal amplitude (50% for Figure S 7 in SM).*

308 So optimal tilt is likely to differ from latitude. As mentioned above for the example locations, tilt angle
 309 diverges more from latitude as seasonal amplitude increases (Figure 7). On the other hand the reduction
 310 in oversizing yielded by optimal tilt also depends on the seasonality configuration and on location.

311 For non-seasonal demand the same amount of oversizing is needed to meet the 95DM target with the
 312 optimal tilt angle as with the latitude-based tilt angle. The greatest reduction in oversizing that can be
 313 obtained is 4% (north-eastern and southern Sahara, central part of Southern Africa) whereas for almost
 314 90% of locations, the reduction is less than 2% (Figure 9 left).

315 For seasonal demand (Figure 9, right) with moderate (30%) seasonal amplitude, the reduction can be
 316 greater. However this largely depends on the season when peak demand occurs and on location. When
 317 seasonal fluctuations peak in DJF, the reduction is up to 9% in north-eastern of Africa (representing
 318 one-tenth of the continent) and 4% to 5% in the southern hemisphere (a fifth of the continent) except
 319 in the extreme south-west, where it is roughly zero. When peak demand occurs in JJA, the reduction
 320 is almost non-existent throughout the southern hemisphere (except in coastal regions of Mozambique
 321 and Tanzania), whereas it reaches 4% to 5% in the northern hemisphere, particularly in the central and
 322 eastern Sahara. For peak demand in MAM or SON, the reduction is very slight except in the north-
 323 eastern corner of North Africa (Maghreb) where it can attain 5% in SON.

324 When seasonal amplitude is greater, the reduction in oversizing that optimizing tilt angle can yield
 325 increases by a few percent in previously impacted areas and extends to larger areas (not shown).

326 Except in central Africa, and providing that demand seasonality matches resource seasonality, our
 327 analysis shows that in most locations, some reduction in oversizing microgrids may be achieved thanks
 328 to a suitable tilt angle. The reduction is often less than a few percent. In some cases the rule of thumb
 329 that takes the (absolute value of) latitude to be the “optimal tilt angle” seems to be relevant for
 330 achieving the 95DM target. However, in some configurations the potential gain from an “optimal” tilt
 331 angle may be as much as 10%, or even more in locations with favourable resource-demand co-
 332 variability patterns. It would definitely be worth optimizing the tilt angle in such configurations.

334 4. Discussion

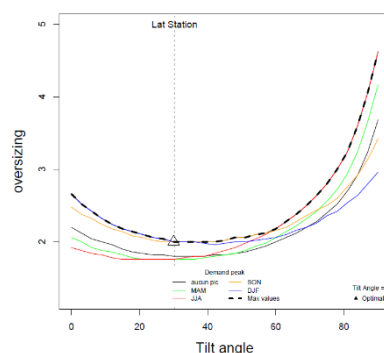
335 4.1. Robustness of the analysis with regard to assessing demand seasonality

336 The reductions in oversizing presented in section 3 are based on the assumption that the temporal
337 pattern of demand (seasonality and amplitude) is known. But, as previously mentioned, this is rarely
338 the case. For a given target location, field surveys could be planned to estimate this temporal pattern.
339 However, this may be neither relevant nor worthwhile: on the one hand, the cost of the required
340 surveys could be prohibitive compared to the potential gain. On the other hand, in areas currently
341 without electricity, potential beneficiaries may have difficulty assessing the possible temporal
342 structure of future demand. The uncertainty affecting such estimates may be too large, casting doubt
343 on the added-value of surveys.

344 In all cases MG design should allow for the possibility of seasonal demand, even if such seasonality is
345 unknown. To allow for a high QSL in such a context, one possibility is to further oversize the system,
346 so that output meets demand in all possible seasonality configurations.

347 Let us assume that the amplitude of seasonality is approximately known, but not the timing of peak
348 seasonal demand. Designing the system so that the fifth percentile of all daily resource values
349 corresponds to estimated peak demand would roughly achieve the 95DM target, regardless of the real
350 timing of high-demand events. The extra-oversizing factor would simply need to be the ratio between
351 peak and mean demand, or in other words the expected seasonal amplitude. However the optimal tilt
352 angle of PV panels still needs to be estimated. This is why we consider such an unknown seasonality
353 configuration.

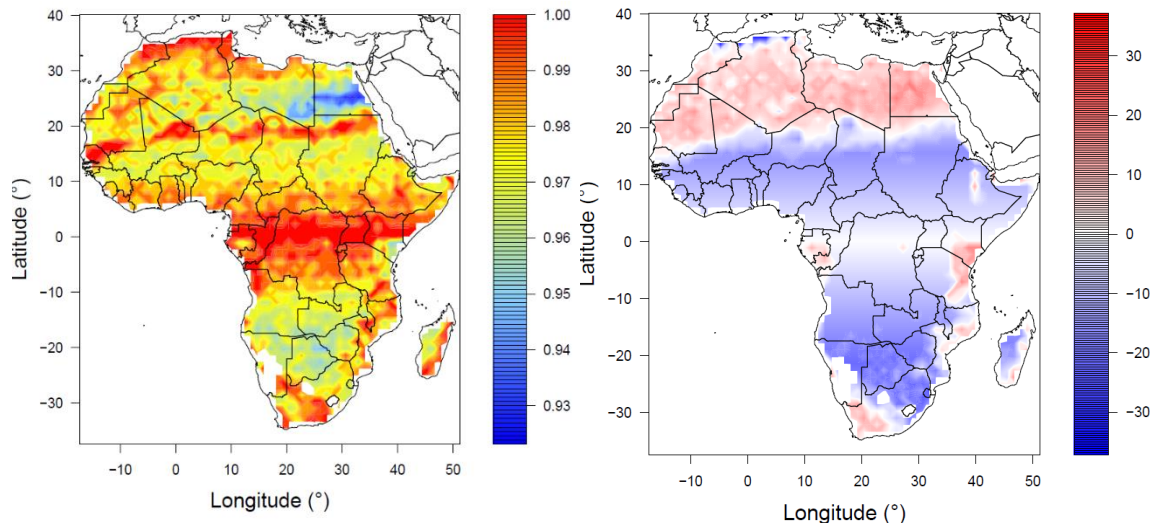
354 Note that this design is actually expected to roughly correspond to the one obtained from the
355 maximum value for a large range of seasonality configurations. In the present case, and for simplicity's
356 sake (without altering the conclusions of analysis), this design is estimated using the oversizing
357 envelope curve derived from the oversizing curves obtained, respectively, for the four seasonality
358 configurations considered in Section 3. The resulting MG size would be robust to uncertainties
359 regarding demand seasonality. *Figure 10* shows this upper envelope curve for the same grid point as the
360 one shown in Figures 6 and 7.



361 *Figure 10: ORL95 as a function of tilt angle when demand seasonality is not known (envelope curves; dotted lines) for the*
362 *grid point in north-eastern Africa. For a set seasonal amplitude of demand (30%), ORL95 is obtained from the maximum of*
363 *the ORL95 values found respectively for the four different seasons. (Results for four different locations in Figure S 8 SM).*
364

365 The black dotted curve (maximum oversizing envelope) coincides with the curve of the season
366 representing the greatest constraint for each tilt angle. The season of greatest constraint may be the
367 same for all tilt angles (Grid point 1 and 3 in Figure S 4) or may vary depending on tilt angle (in *Figure 10*
368 the limiting season is DJF for a tilt angle of under 35°, then SON and finally JJA for a tilt angle over 60°).

369 Overall, the optimal tilt angle for this unknown seasonality configuration (empty triangle) tends to be
 370 closer to the absolute value of latitude (see Figure S 4 and Figure S 5 in SM). So in this configuration
 371 latitude can once more be taken as the rule of thumb for estimating the optimal tilt angle.



372

373 *Figure 11: $ORL95_{opt}^{unk} / ORL95_{lat}^{unk}$ (left). Optimal tilt angle for the maximum envelope minus the absolute value of latitude*
 374 *(right). (0.3 seasonal amplitude).*

375 The reduction in oversizing obtained with the optimal tilt angle is equal to 4% at the most, except in a
 376 small area of north-eastern Africa where it reaches 7% (Figure 11, left). This reduction ranges from 1%
 377 to 2% at mid-latitudes (between 10° and 25°). Deviation of the optimal tilt angle from the (absolute
 378 value of) latitude (Figure 11, right) is close to zero or slightly negative around the equator: here, the
 379 optimal tilt angle matches the latitude or is less steep. In the northern hemisphere north of 15°,
 380 deviation is positive and increases with the latitude up to 20°, depending on longitude: here, the
 381 optimal tilt should be steeper than latitude. This effect is less noticeable in the southern hemisphere
 382 where the optimal tilt angle only displays high values in the south-west.

383 These results provide useful information to identify areas on the African continent where it is
 384 interesting to carry out a study of the seasonality of demand to avoid having to oversize the MG. The
 385 potential gain that such a preliminary seasonality analysis can bring when compared to the
 386 configuration with an unknown (but accounted for) seasonality is presented in Figure 12. The figure
 387 shows the ratio of the ORL95 value obtained in the unknown seasonality configuration to ORL95 value
 388 obtained for the most favorable (right) seasons. When this ratio is close to one, a preliminary study of
 389 the seasonality of the demand is not necessary to configure the microgrid because no matter the
 390 seasonality of this demand, it will not be possible to save money by undersizing solar panels to
 391 maintain the same quality of service, even if the demand arrives at a favorable season. On the contrary,
 392 when this ratio is high, if a study of the demand seasonality is conducted prior to the microgrid
 393 installation, and if this seasonality peaks during the most favorable period, then it is possible to save
 394 money by undersizing the microgrid while having the same quality of service

395 in Figure 12, we can see that this ratio can go up to 1.6 in the north-east and east part of Africa, meaning
 396 a gain of 60% for some areas in Africa for a 30% amplitude of seasonality. This occurs mainly in the
 397 north-east of Africa, around +10° of latitude in the east part, and between -10° and -20° in the west.
 398 These ratios are directly linked to the global surface of solar PV panel to install and so to the cost of
 399 the PV array required to meet the 95DS objective. The National Renewable Energy Laboratory have
 400 made a new study to propose different costs for microgrid installation in Africa [29]. An estimation of
 401 the cost of the different components can be found in Table 2 of their study.

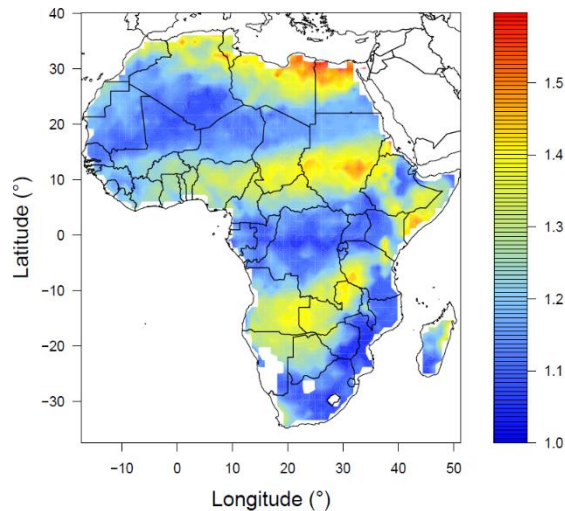


Figure 12: $ORL95_{opt}^{unk} / ORL95_{opt}^{sea}$ (when peak demand occurs in the most favourable season) (30% seasonal amplitude).

4.2. Limitations of our study

The results obtain in this article are based on several assumptions, data and modelling choices, which potentially lead to some uncertainty in the results.

As mentioned in [15], the quality of radiation data in Africa is rather unknown and their evaluation is difficult given the small number of available ground measurements. Nevertheless, the satellite data used in our work offer the unique opportunity to make a first analysis at the very fine scale of a MG, everywhere in Africa. For the development of real solar MG projects, higher quality data should be gathered for the location under consideration, or when not possible from measurements at neighboring stations.

The way we represent the time structure of demand is also crude. It is more than likely that the electricity demand has significantly more complex temporal structures than the hypothesis we have considered in this work. Several seasonal demand peaks of specific intensity may probably exist in the same year, for example due to several harvests. Thus, the current work could easily be extended to other demand structures. However, there is now a lack of data to make more robust assumptions. Existing microgrid surveys would be an important contribution to this field of study. Nevertheless, the results presented here at least illustrate the possible effects that can be expected in contrasting seasonal patterns.

The design results presented in our work fully depend on the temporal mismatch expected between the solar resource and the demand. We have here disregarded the possible beneficial effect of storage facilities which would help to reduce it. As shown by [15] and [30], storage is expected to increase the value of the resource for low resource days (i.e. to reduce the intensity of energy droughts) and in turn to decrease the oversizing level required to achieve a given level of service quality. A relevant extension of our work would be to assess the effect of storage facilities. The development of hybrid GMs, combining solar and other renewable energies such as wind and run-of-river hydropower, is also a way to reduce resource variability and, consequently, the frequency and intensity of low-resource days. ([30], [31]).

432 In our work we have considered fixed panels with a prescribed inclination. Automated solar tracking
433 PV systems could be an alternative option. Such systems obviously lead to higher production [32, 33]
434 and offer additional flexibility to optimize the supply-demand balance. They add however complexity
435 and cost to the global installation, require more maintenance and may be affected by the difficult
436 conditions faced by rural facilities. The possibility to increase the temporal adequacy from one month
437 to the other by adapting the tilt angle could however allow for a significant improvement of the QSL.
438 Quasi tracking systems that allow modifying the tilt angle several times during the year are likely here
439 a promising compromise [32] [33]. They need no complex technology, maintenance and are also a
440 priori robust. A similar analysis than the one presented would be likely worth to assess the potential
441 gains to be obtained.

442 5. Conclusion

443

444 This work shows how taking account of seasonal electricity demand instead of constant year-round
445 daily demand would modify the size of microgrids required to achieve 95% quality of service. The
446 temporal co-variability pattern between the solar resource and demand may allow the MG to be
447 reduced in size; on the other hand it may also require it to be increased. For 30% (or 50%) seasonal
448 amplitude, with peak demand in June, July and August, the $ORL95_{lat}^{sea}$ is 20% (or 40%, respectively)
449 greater than $ORL95_{lat}^{cst}$ in latitudes between 0° and $+20^\circ$, in the eastern and southern extremities of
450 Africa, and up to 25% (or 40%, respectively) lower in northern Africa and in the central part of southern
451 Africa.

452 We then estimate the extent to which the tilt of solar panels can reduce the need for oversizing to
453 achieve a 95% QSL for different seasonality configurations (no-seasonality or peak demand in one of
454 the four seasons). Overall the optimal tilt angle can be quite different from the absolute value of the
455 latitude. For non-seasonal demand, the reduction in oversizing obtained by optimizing tilt angle is at
456 most 4%. So in this case the empirical rule of "inclination equal to latitude" also appears relevant even
457 when the objective is not to maximize production but to achieve the 95DM target. This conclusion may
458 seem obvious for large solar farm but it was not evident that the usual rule "optimal inclination =
459 latitude" remains valid in this minigrid configuration where a key feature of the resource, which fully
460 determine the size of the mini-grid, is related to some days within the year, namely the low solar
461 resource days. The optimal inclination for such days, is a priori not expected to be the same than the
462 optimal inclination for the mean annual production. The results change slightly when we consider
463 seasonal demand. For specific areas and seasonality, the optimal tilt can lead to a reduction in
464 oversizing of up to 9% with 30% seasonal amplitude. This is especially the case in north-east Africa for
465 a peak demand occurring in December, January, February season.

466 Thus, for a number of regions in Africa, a significant reduction in the size of the MG required can be
467 achieved in a favourable context of solar resource and seasonal demand co-variability, and by adjusting
468 the tilt angle of PV panels. The smaller size would result in a reduction in the total cost and a more
469 attractive price for consumers. The greater the potential economic gain, the more worthwhile it may
470 be to conduct preliminary analysis to characterize the expected time structure of demand through
471 surveys and data collection. In addition to seasonal amplitude, identifying the time of year when peak
472 demand occurs could reduce the size of the required MG by more than 60% (mainly in north-eastern
473 and eastern Africa) compared to the case where it is not known (for 30% seasonal amplitude). As we
474 have pointed out in our work, this gain is not as significant everywhere, but such preliminary estimates
475 would probably be worthwhile in many parts of Africa.

476 Acknowledgements

477 This work is part of a PhD thesis funded by the French Ministry of High Education, Research and
478 Innovation and by Schneider Electric.

479 The authors are grateful to TRANSVALOR for their support with regard to the "CAMS radiation service
480 dataset JADE" data extraction over our study region. They are also grateful to P.Blanc, from
481 MinesParisTech for the algorithm used to estimate the different radiation components on a tilt solar
482 panel plane.

483 The authors also want to acknowledge the support of the 2018OASIC program of the CNRS
484 Interdisciplinary Mission and the support of the Chair Energy and Prosperity, under the aegis of the
485 Fondation du Risque.

486 References

487

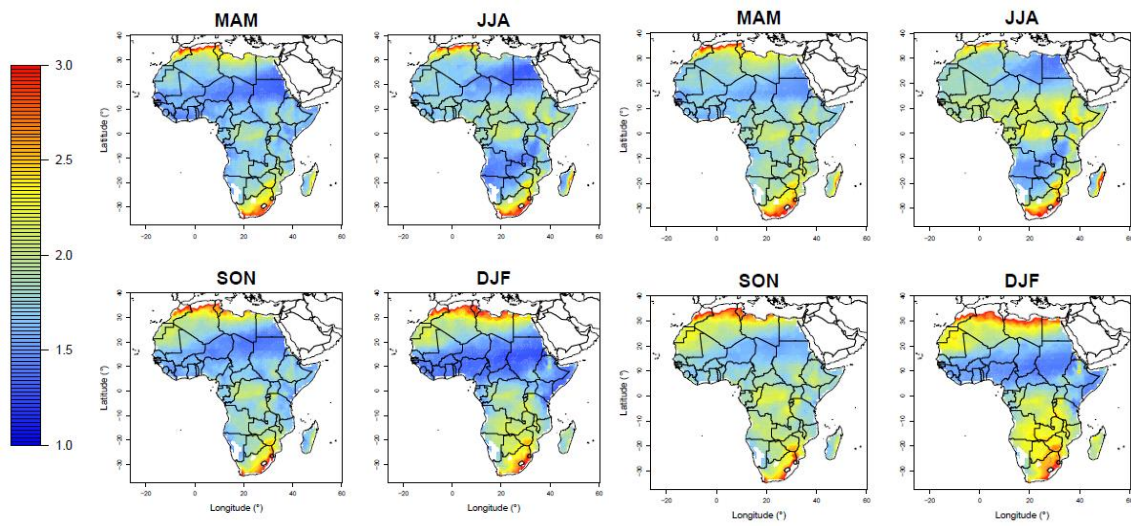
- 488 [1] A. E. O. IEA, "A focus on the energy prospects in sub-saharan africa, world energy outlook
489 special report," *International Energy Agency Publication*, pp. 1–237, 2014.
- 490 [2] M. D. Al-Falahi, S. Jayasinghe, and H. Enshaei, "A review on recent size optimization
491 methodologies for standalone solar and wind hybrid renewable energy system," *Energy Conversion
492 and Management*, vol. 143, pp. 252–274, 2017.
- 493 [3] C. Cader, P. Bertheau, P. Blechinger, H. Huyskens, and C. Breyer, "Global cost advantages of
494 autonomous solar–battery–diesel systems compared to diesel-only systems," *Energy for Sustainable
495 Development*, vol. 31, pp. 14–23, 2016.
- 496 [4] N. Ghorbani, A. Kasaeian, A. Toopshekan, L. Bahrami, and A. Maghami, "Optimizing a hybrid
497 wind-pv-battery system using ga-pso and mopso for reducing cost and increasing reliability," *Energy*,
498 2017.
- 499 [5] R. Hosseinalizadeh, H. Shakouri, M. S. Amalnick, and P. Taghipour, "Economic sizing of a hybrid
500 (pv–wt–fc) renewable energy system (hres) for stand-alone usages by an optimization-simulation
501 model: case study of iran," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 54, pp. 139–150, 2016.
- 502 [6] C. Wang, Y. Liu, X. Li, L. Guo, L. Qiao, and H. Lu, "Energy management system for stand-alone
503 diesel-wind-biomass microgrid with energy storage system," *Energy*, vol. 97, pp. 90–104, 2016.
- 504 [7] L. Wang, D.-J. Lee, L.-Y. Chen, J.-Y. Yu, S.-R. Jan, S.-J. Chen, W.-J. Lee, M.-H. Tsai, W.-T. Lin, Y.-C.
505 Li *et al.*, "A micro hydro power generation system for sustainable microgrid development in rural
506 electrification of africa," in *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES'09. IEEE*. IEEE, 2009,
507 pp. 1–8.
- 508 [8] H. Broesamle, H. Mannstein, C. Schillings, and F. Trieb, "Assessment of solar electricity
509 potentials in north africa based on satellite data and a geographic information system," *Solar Energy*,
510 vol. 70, no. 1, pp. 1–12, 2001.
- 511 [9] D. A. Quansah, M. S. Adaramola, and L. D. Mensah, "Solar photovoltaics in sub-saharan africa–
512 addressing barriers, unlocking potential," *Energy Procedia*, vol. 106, pp. 97–110, 2016.
- 513 [10] M. A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta, and E. D. Dunlop, "Solar cell efficiency tables
514 (version 45)," *Progress in photovoltaics: research and applications*, vol. 23, no. 1, pp. 1–9, 2015.
- 515 [11] K. Branker, M. Pathak, and J. M. Pearce, "A review of solar photovoltaic levelized cost of
516 electricity," *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 15, no. 9, pp. 4470–4482, 2011.
- 517 [12] M. Moner-Girona, R. Ghanadan, A. Jacobson, and D. M. Kammen, "Decreasing pv costs in
518 africa: Opportunities for rural electrification using solar pv in sub-saharan africa," *Refocus*, vol. 7, no. 1,
519 pp. 40–45, 2006.
- 520 [13] N. Lidula and A. Rajapakse, "Microgrids research: A review of experimental microgrids and test
521 systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 1, pp. 186–202, 2011.
- 522 [14] P. Basak, S. Chowdhury, S. H. nee Dey, and S. Chowdhury, "A literature review on integration
523 of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid,"
524 *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 8, pp. 5545–5556, 2012.

- 525 [15] N. Plain, B. Hingray, and S. Mathy, "Accounting for low solar resource days to size 100% solar
526 microgrids power systems in africa," *Renewable Energy*, vol. 131, pp. 448–458, 2019.
- 527 [16] T. Huld, M. Moner-Girona, and A. Kriston, "Geospatial analysis of photovoltaic mini-grid
528 system performance," *Energies*, vol. 10, no. 2, p. 218, 2017.
- 529 [17] N. Avila, J. P. Carvallo, B. Shaw, and D. M. Kammen, "The energy challenge in sub-saharan
530 africa: A guide for advocates and policy makers," Technical report, OXFAM, Tech. Rep., 2017.
- 531 [18] K. Ghaib and F.-Z. Ben-Fares, "A design methodology of stand-alone photovoltaic power
532 systems for rural electrification," *Energy Conversion and Management*, vol. 148, pp. 1127–1141, 2017.
- 533 [19] V. Kondi Akara Ghafi, B. Hingray, A. Diedhiou, and B. François, "Weather sensitivity of
534 electricity consumption in coastal megacities of western africa," in *EGU General Assembly Conference
535 Abstracts*, vol. 20, 2018, p. 13354.
- 536 [20] M. Orosz, Q. Altes-Buch, A. Mueller, and V. Lemort, "Experimental validation of an electrical
537 and thermal energy demand model for rapid assessment of rural health centers in sub-saharan africa,"
538 *Applied Energy*, vol. 218, pp. 382–390, 2018.
- 539 [21] J. Sumanik-Leary, M. Org, M. Little, J. Persson, C. Kalonga, A. Eales, L. Yona, M. Kaunda,
540 M. Kamwendo, and E. Bayani, "Market assessment for locally manufactured pv-wind hybrid systems
541 in malawi," 2016.
- 542 [22] "Cams radiation service dataset "jade" over africa computed with mcclear version 3 and cams
543 radiation bias correction - cams project download from [http://www.soda-pro.com/fr/help/cams-
544 services/cams-radiation-service/download-africa-volume](http://www.soda-pro.com/fr/help/cams-services/cams-radiation-service/download-africa-volume) on the 3rd of december 2018," 2017.
- 545 [23] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar engineering of thermal processes*. John Wiley & Sons,
546 2013.
- 547 [24] R. Perez, R. Seals, P. Ineichen, R. Stewart, and D. Menicucci, "A new simplified version of the
548 perez diffuse irradiance model for tilted surfaces," *Solar energy*, vol. 39, no. 3, pp. 221–231, 1987.
- 549 [25] X. Tan, Q. Li, and H. Wang, "Advances and trends of energy storage technology in microgrid,"
550 *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 44, no. 1, pp. 179–191, 2013.
- 551 [26] C. Cheng, C. S. S. Jimenez, and M.-C. Lee, "Research of bipv optimal tilted angle, use of latitude
552 concept for south orientated plans," *Renewable Energy*, vol. 34, no. 6, pp. 1644–1650, 2009.
- 553 [27] J. D. Mondol, Y. G. Yohanis, and B. Norton, "The impact of array inclination and orientation on
554 the performance of a grid-connected photovoltaic system," *Renewable Energy*, vol. 32, no. 1, pp. 118–
555 140, 2007.
- 556 [28] D. L. King, W. E. Boyson, and J. A. Kratochvil, "Analysis of factors influencing the annual energy
557 production of photovoltaic systems," in *Photovoltaic Specialists Conference, 2002. Conference Record
558 of the Twenty-Ninth IEEE*. IEEE, 2002, pp. 1356–1361.
- 559 [29] T. J. Reber, S. S. Booth, D. S. Cutler, X. Li, and J. A. Salasovich, "Tariff considerations for micro-
560 grids in sub-saharan africa," National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), Tech.
561 Rep., 2018.
- 562 [30] D. Raynaud, B. Hingray, B. François, and J. Creutin, "Energy droughts from variable renewable
563 energy sources in european climates," *Renewable Energy*, vol. 125, pp. 578–589, 2018.

- 564 [31] B. François, B. Hingray, D. Raynaud, M. Borga, and J. Creutin, "Increasing climate-related-
565 energy penetration by integrating run-of-the river hydropower to wind/solar mix," *Renewable Energy*,
566 vol. 87, pp. 686–696, 2016.
- 567 [32] M. Adouane, M. Haddadi, N. Benamrane, K. Touafek, A. Khelifa, and I. Tabet, "Evaluation de
568 l'influence de l'inclinaison des modules photovoltaïques sur la production d'énergie d'un système
569 hybride," *Revue des Energies Renouvelables*, pp. 87–92, 2014.
- 570 [33] T. O. Kaddoura, M. A. Ramli, and Y. A. Al-Turki, "On the estimation of the optimum tilt angle of
571 pv panel in saudi arabia," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 65, pp. 626–634, 2016.
- 572 [34] A. K. Yadav and S. Chandel, "Tilt angle optimization to maximize incident solar radiation: A
573 review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 23, pp. 503–513, 2013.

574 Supplementary material

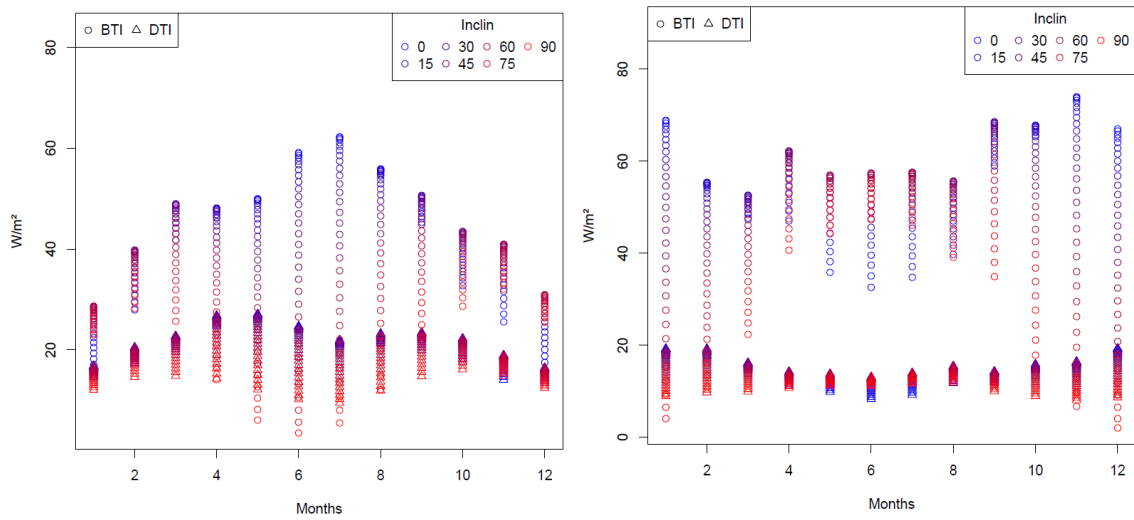
575



576

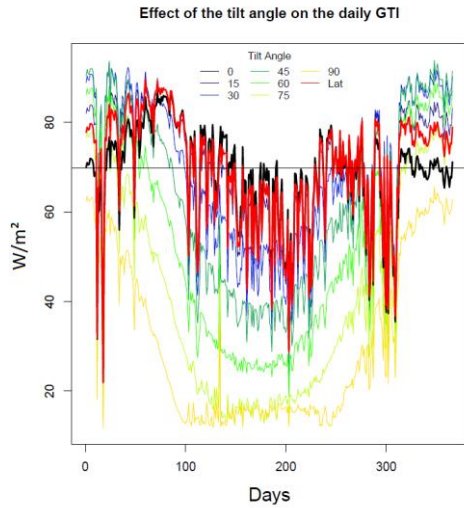
577 *Figure S 1 : same as Figure 3 for a seasonal demand when the peak demand occurs respectively in MAM, JJA, SON, DJF. 4*
 578 *figures left: Amplitude of seasonality is 30%. 4 figures right: amplitude is 50%.*

579



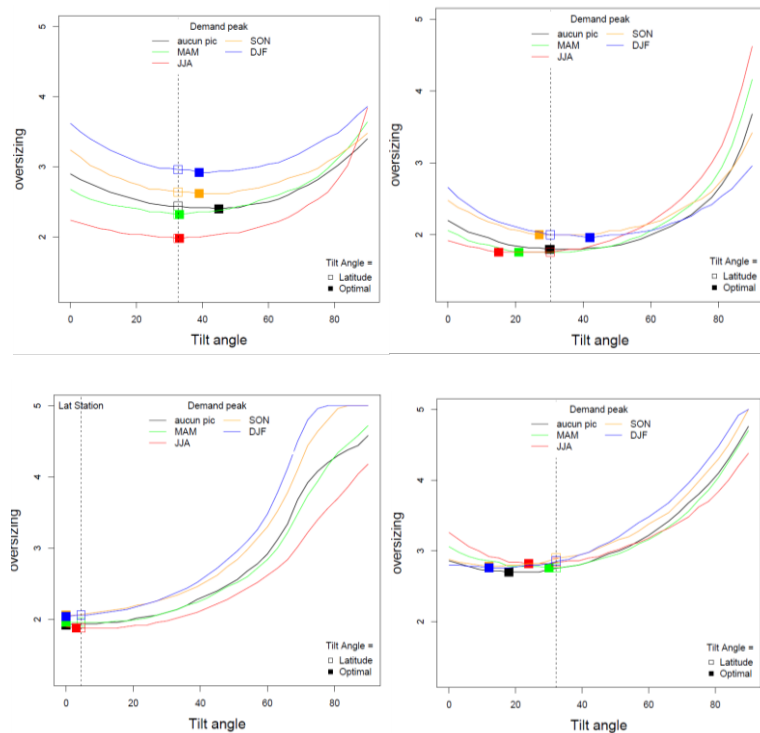
580

581 *Figure S 2: Effect of the tilt angle on the monthly mean Beam tilted Irradiance and Diffuse tilted Irradiance for one grid point*
 582 *located in North Africa (on the left) and South Africa (on the right). The direct radiation one (BTI) is more sensitive to the tilt*
 583 *angle than the Diffuse one (DTI).*



584
585

Figure S 3 : Effect of the tilt angle on the daily GTI for the year 2005 for a grid point in East Africa



586

Figure 13

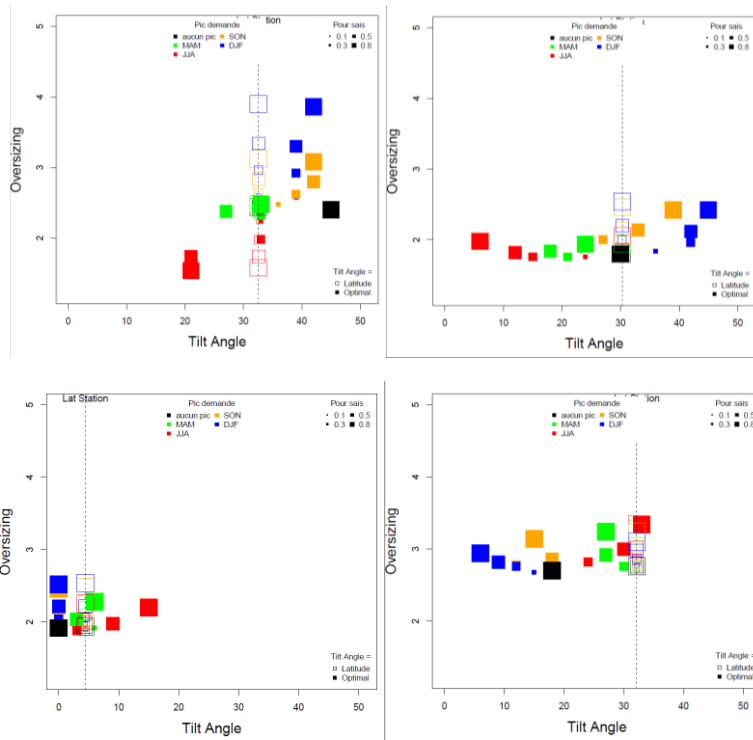
587

588

589 *Figure S 4* : ORL95 as a function of PV panel tilt angle for 4 different locations and different demand seasonality patterns (no
590 seasonality: black lines; seasonal demand with the peak in MAM: green; JJA: red; SON: orange; DJF: blue). Empty squares:
591 ORL95 needed when the tilt angle is equal to the latitude. Full squares: minimum possible ORL95 value and corresponding
592 (optimal) tilt angle. Results for 4 different locations, located respectively in North-West Africa (Morocco, Atlas Mountains),
593 in North-Est Africa (Libyan/Egyptian border), in central Africa close to the equator, in the extreme South of Africa.

594 *Figure S 4* : for grid point 4, the seasonality of the demand has a marginal impact on $ORL95_{opt}$. For
595 point grid 1, $ORL95_{opt}$ conversely varies from 2 in the case of a JJA demand to more than 3 in the
596 case of a DJF demand. Such results are intuitive: the ORL95 is expected to be lower when the
597 seasonality of the resource and the seasonality of the demand are synchronized. This is the case in
598 North Africa if the peak demand occurs in JJA when the solar resource is much larger than in other
599 seasons.

600

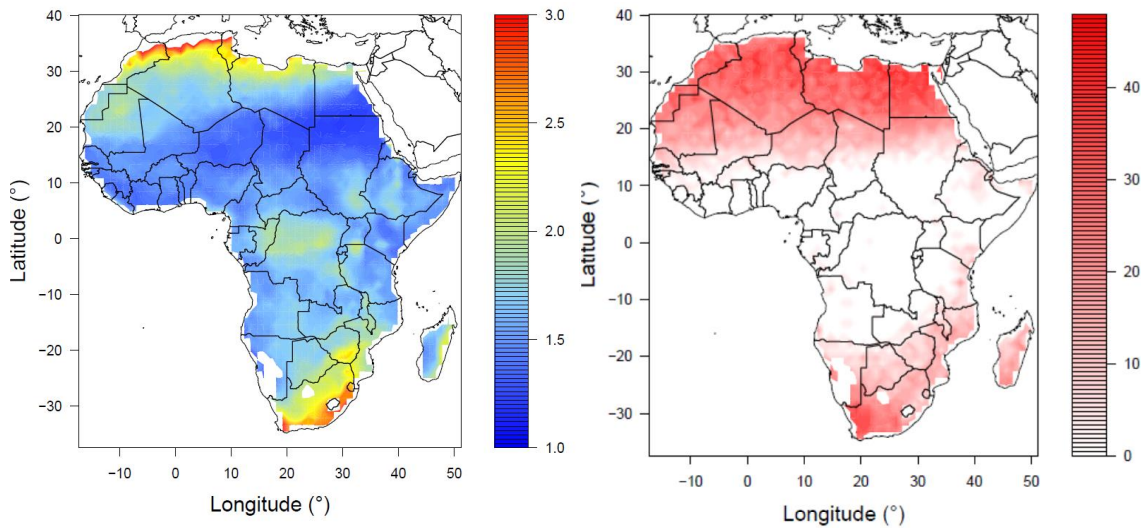


601

602

603 *Figure S 5: ORL95 and associated tilt angle for different seasonality amplitudes (10, 30, 50, 80%). Empty squares: $ORL95_{lat}$.*
 604 *Full squares: $ORL95_{opt}$. The size of squares increases with the amplitude. Different colors for the different seasons where*
 605 *the peak demand occurs. Results for 4 different locations.*

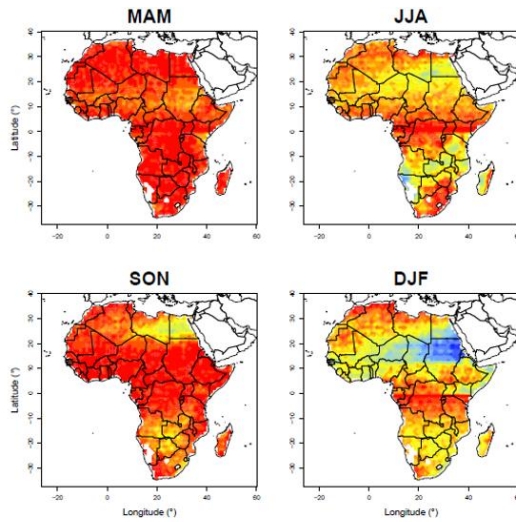
606



607

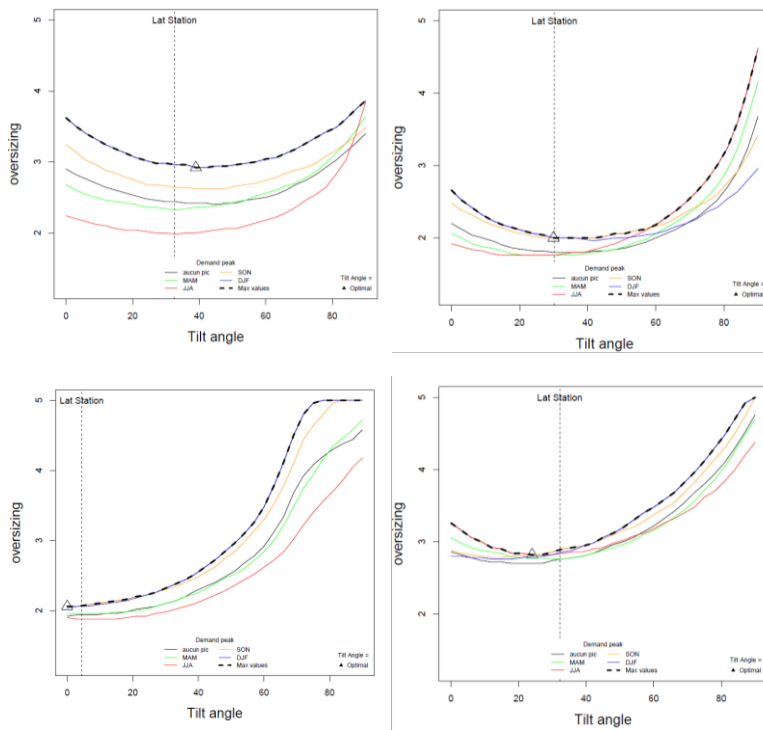
608 *Figure S 6: ORL95 value for a non-seasonal demand at the optimal tilt angle (left) and associate optimal tilt angle (right).*
 609 *Figure S 6 left to be compared to Figure 3 where the tilt angle is equal to the latitude. Amplitude of seasonality is 30%.*
 610 *White areas on the map correspond to values above the threshold of the legend used to maintain good readability of the*
 611 *figure.*

612



613
614
615
616

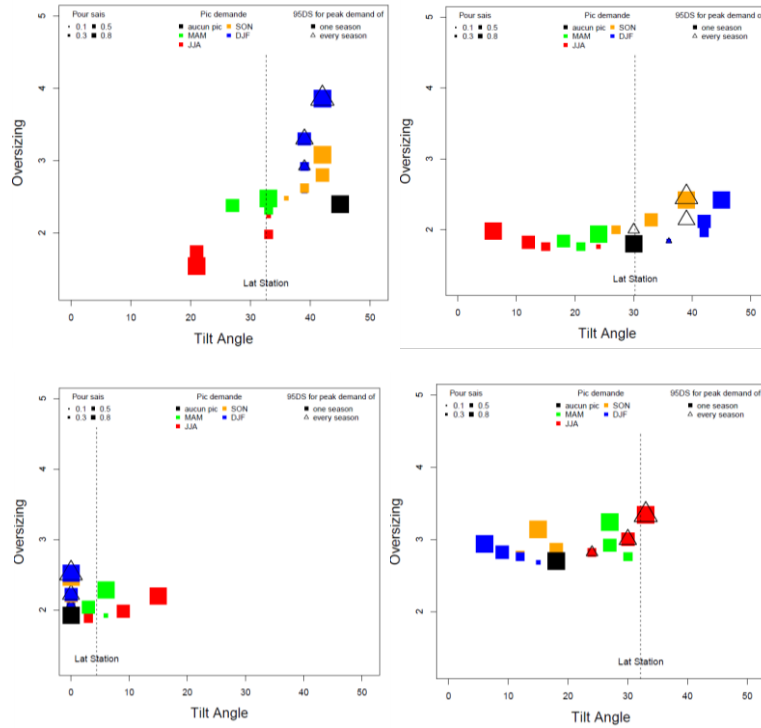
Figure S 7: same as Figure 9 when the amplitude of seasonality is 50%



617
618
619
620
621

Figure S 8: Results for the 4 different locations for Figure 10. ORL95 as a function of tilt angle when the seasonality of the demand is not known (envelops curves; dotted lines). For a prescribed seasonality amplitude of the demand (equal to 30% here), ORL95 is obtained from the maximum of the ORL95 values obtained respectively for the 4 different seasons.

622



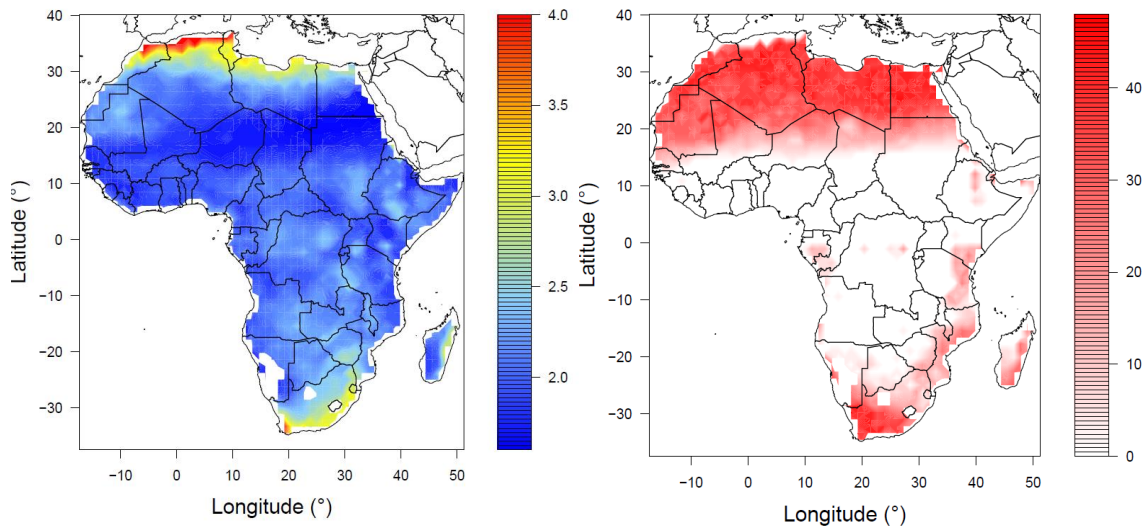
623

624 *Figure S 9: Optimal tilt angle (full squares) for different amplitude of seasonality of the demand and 4 locations of the peak*
 625 *demand (the 4 seasons). Size of squares increase with the amplitude of seasonality of the demand. Empty triangles*
 626 *represent the minimum oversizing needed to satisfy 95% of days regardless of the season considered for different*
 627 *amplitude of seasonality. (Grid point 1 top left, 2 top right, 3 bottom left, 4 bottom right)*

628

629 Figure S 9 (supplementary material) helps to read the results of *Figure 7*. Empty triangles are added in
 630 Figure S 9. They represent the optimal oversizing and associated tilt angles for the maximum oversize
 631 envelope. These triangles may coincide with optimal points obtained for one season especially (DJF
 632 for grid point 1 and 3, JJA for grid point 4). They may conversely not (grid point 2).

633



634

635 *Figure S 10: $ORL95_{opt}^{unk}$ value (left) (season of peak demand unknown but amplitude of seasonality is 0.3) and associate*
 636 *optimal tilt angle (right). Figure to be compared to Figure S 6.*

637 Figure S 10 presents the oversizing needed to achieve 95DS regardless of when the peak of demand
638 occurs ($ORL95_{opt}^{unk}$), for an amplitude of seasonality equal to 0.3. As we could expect, compared to
639 Figure S 6 in which no demand seasonality are considered the oversizing for the maximum envelope is
640 smaller than 30% everywhere which is the amplitude of the seasonality. For central, southeast and
641 north west part of Africa, this oversizing for the maximum envelope does not exceed by more than
642 10% for the oversizing required without seasonality. The optimal tilt angles for this maximum envelope
643 (Figure S 10 on the right) is very similar to the optimal one for a configuration with no seasonality
644 (Figure S 6 on the right).

Chapitre VIII

Robustesse des calculs de LCOE pour les micro-réseaux 100% solaires isolés en Afrique

Cet article sera soumis dans le journal « Energy Policy » dans les prochaines semaines.

1 Robustness of LCOE calculations for 100% solar and 2 autonomous microgrids power systems in Africa

3 Plain, N.^{1,2,3}; Mathy, S.²; Hingray, B.¹

4 ¹ Univ. Grenoble Alpes, CNRS, IGE UMR 5001, Grenoble, F-38000, France

5 ² Univ. Grenoble Alpes, CNRS, INRA, Grenoble INP, GAEL, UMR 5313, Grenoble, F-38000, France

6 ³ Schneider Electric, Strategy and Innovation, F-38000 Grenoble, France

7 Abstract – 200 words

8 Autonomous solar microgrids are now considered to foster electricity access in many isolated areas.
9 They aim to achieve a moderate levelized cost of electricity (LCOE) for a good quality of service level
10 (QSL). Different storage/PV fleet configurations typically allow achieving a same QSL. The configuration
11 which minimizes the LCOE is usually retained as the design configuration. This design configuration
12 may however significantly depend on the updated costs of the system and one could expect this
13 configuration to be not really robust to updated cost variations, such as those observed nowadays for
14 storage and PV panels. For Africa, we show however that: whatever the location, if the sensitivity of
15 the LCOE to updated costs is obviously large, the robustness of the optimal configuration is very
16 important. The optimal configuration is almost only determined by the temporal co-variability
17 structure between the resource and the demand. It is thus location dependent following variations in
18 regional climates. The optimal configuration also depends on the temporal structure of the demand.
19 For instance, the required storage is smaller when the demand has to cover more productive than
20 domestic uses. This has thus fortunately convenient implications for all operational and institutional
21 actors of this energy access challenge.

22 Keyword

- 23 • LCOE Robustness
- 24 • Total updated cost PV panels and Batteries
- 25 • Solar isolated microgrids
- 26 • Rural electrification
- 27 • Sub-Saharan Africa

28 Abbreviations

- 29 • 95DS 95 Days Satisfied
- 30 • BHI Direct Horizontal Irradiance
- 31 • CAMS Copernicus Atmosphere Monitoring Service
- 32 • DHI Diffuse Horizontal Irradiance
- 33 • DJF December, January, February
- 34 • GHI Global Horizontal Irradiance
- 35 • GTI Global Tilted Irradiance
- 36 • JJA June, July, August
- 37 • kWh kiloWatt hour
- 38 • LCOE Levelized Cost of Electricity
- 39 • LOLR Loss of Load Risk
- 40 • MAM March, April, May

- 41 • MG Microgrid
- 42 • MVIRI Meteosat Visible and Infra-Red Imager
- 43 • PV Photovoltaic
- 44 • QSL Quality Service Level
- 45 • SEVIRI Spinning Enhanced Visible and Infrared Imager
- 46 • SON September, October, December
- 47 • Wp Watt-peak

48 Introduction

49 One billion people still do not have access to electricity in the world including more than six hundred
 50 million in sub-Saharan Africa with eighty percent living in rural areas. According to the International
 51 Energy Agency, the number of people without access to electricity will continue to grow in the next
 52 years due to an economic growth that cannot keep up with the population growth [1]. To improve the
 53 rate of electrification in these remote places different studies propose the development of
 54 autonomous microgrids (MGs) [2, 3, 4]. These microgrids are generally hybrid systems, in which
 55 variable renewable energy (solar, wind or hydraulic) is associated with thermal energy (diesel or
 56 biomass) [[al2017review](#)], [[cader2016global](#)], [[ghorbani2017optimizing](#)],
 57 [[hosseinalizadeh2016economic](#)], [[wang2016energy](#)], [[wang2009micro](#)].

58 However, to be consistent with the Paris agreements, it is increasingly necessary to be able to use a
 59 large share of renewable energy to power these MGs. In this work, we will focus on fully solar-powered
 60 MGs since they are particularly relevant for various regions worldwide, especially in Africa, where the
 61 solar resource is abundant [[al2017review](#)], [[broesamle2001assessment](#)], [[quansah2016solar](#)].
 62 These solar microgrids also have other interesting features: rapid installation, low maintenance costs,
 63 low cost for distribution lines (since they can be built near centers of consumption), and high
 64 modularity allowing keeping pace with possible increases in demand. Moreover, the efficiency of PV
 65 panels is steadily improving [[green2015solar](#)] whereas the cost of PV arrays is continuously
 66 decreasing [[branker2011review](#)], [[moner2006decreasing](#)].

67 The optimal configuration in term of number of batteries and PV panels to satisfy a given quality of
 68 service at the least cost option depends on the resource / demand covariability structure [5, 6, 7].

69 The intermittency of the solar resource is a big challenge to achieve the required adequation between
 70 electrical production and demand. Low solar resource days as described in [5] largely determine the
 71 number of PV panels required to satisfy a given quality of service. In a number of projects, the number
 72 of PV panels is estimated from the mean daily solar resource available for the site and the mean daily
 73 demand to satisfy. Such a design cannot satisfy the demand all days. If we accept that the demand is
 74 only satisfied 95% of days (95DS) [5] show that the number of PV panels has to be oversized by a factor
 75 for most African regions. Moreover the subdaily variability of the resource and demand implies a
 76 necessary provision of storage [7, 8, 9]. Other studies also show this need for storage and oversizing
 77 to satisfy a certain quality of service [7, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16]

78 Types of electrical uses and the resulting load curve are also very important to have a better
 79 adequation between the resource and the demand. For example [7] considers two load curve scenarios
 80 for Africa and south-east Asia (high and low nighttime consumption) which lead to contrasted optimal
 81 configurations in term of number of PV panels and storage over the African continent. In most part of
 82 the African continent, considering high night-time consumption profiles typically lead to double the
 83 required storage capacity compared the configuration for a low night-time consumption profile. These

84 productive uses can be complementary to domestic uses for which there is a significant peak in the
85 early evening [17].

86 Solar microgrids must be able to provide a good quality of service to end users. This quality of service
87 can be measured with different indicators. [18] shows that for the main grid in developing countries
88 where the access to electricity rate is low, there are more than 95% of days for which there are power
89 cuts during the year. [7] also mentioned this point and take, as a quality of service criteria, that the
90 system must satisfied more than 95% of days over a certain period of time (95DS).

91 The levelized cost of electricity (LCOE) is the cost for one consumed kWh in this system for the lifetime
92 of the equipment that produces it. The LCOE includes the initial investment, operating, fuel and
93 maintenance costs. In order to spread these different costs and investments over a long period of time,
94 the discounting technique is applied. Compare to Europe, the LCOE produce with PV panels is generally
95 lower in Africa due to a more abundant solar resource and a less marked seasonality ([19]). [20]
96 compare the cost of electricity produce by microgrids for different regions worldwide. It shows that
97 the average cost is similar (around 7 EUR / Wp) but, as mentioned above, the variation range of this
98 cost is higher for microgrids in Africa (from 3 to 12 EUR / Wp) depending of the complexity of the
99 different area in term of transportation and local expertise.

100 The LCOE is very dependent on the region under consideration. For example, it varies from 0.1 to 0.35
101 euro / kWh in [7] for the low nighttime consumption. Generally, in Africa, this LCOE is low in the
102 Sahelian band of Africa, where the solar resource is abundant. It is up to three times higher in extreme
103 latitude region of Africa where strong seasonality implies long periods with low solar resource. This
104 LCOE is also twice higher in central Africa and south of west Africa, mainly due to the high nebulosity
105 that lowers the solar irradiation [21]. Such results are consistent with [5] who emphasize the
106 importance of the seasonal variability of the solar resource at extreme latitudes and of the day-to-day
107 variability around the equator on the sizing of the MG. The map presented in [7] describing the optimal
108 configuration (optimal number of PV panels and batteries for a given quality of service) LCOE gives a
109 good description of the spatial variability existing on the African continent. This map is obtained by
110 considering the LCOE of the different components set at average values. However, the spatial and time
111 range of LCOE with batteries and photovoltaic panels costs is wide. [20] shows that there is a wide
112 variation range for system with a size under 80 kWp (PV panels capacity installed). For the batteries,
113 [22] plans a division by two for their cost in 2030, in particular on Lead-Acid and Li-ion batteries which
114 are mainly used in micro-grid projects. It would then be interesting to know to what extent the
115 assumptions that can be made about the cost of the different components can influence the
116 composition of the optimal configurations and the kWh cost of such configurations.

117 In this article, we therefore propose to study the optimal configurations, i.e. those that minimize the
118 cost per kWh in the framework of the supply-demand balance of the solar-battery microgrid. We
119 conduct these analyses for 15 grid points on the African continent, with cost ranges of the different
120 components representative of the reality of the African context and of technological developments. In
121 our analysis we will study three main types of demand profiles: a domestic demand profile, a demand
122 profile corresponding to productive uses and a mixed demand profile. This will thus make it possible
123 to assess the sensitivity or robustness of the optimal configurations to both the cost assumptions of
124 the components and the demand profiles over the continent.

125 Section 2 presents the data, the three load profiles used and the methodology developed to realize
126 the sensitivity analysis of the generation cost and of the optimal configuration. Section 3 presents the
127 results. It first explores the sensitivity of this optimal configuration (in term of number of PV panels

128 and batteries) to the cost of PV panels and batteries for a 100% domestic load curve. Finally, we analyze
129 how these results vary when integrating 50 and 100% of productive uses in the total load curve.

130 2. Methodology

131 2.1. Study area

132 We consider the whole African continent, from the latitude of -34.5° in south Africa to 37.21° in Tunisia
133 and from longitude -17.32° in Senegal to 51.25° in Somalia. Africa is crossed, almost in its middle, by
134 the equator and presents several climates: hot and humid close to the equator, tropical in the regions
135 between the equator and the tropics, hot and arid around the tropics, temperate in the highlands.

136 In the continent, we consider 15 grid points to represent the diversity of climates (Figure S 1). They are
137 chosen to represent a large spectrum of solar resource variability with an equidistance in latitude and
138 longitude. As our analyses are replicable for more grid points, we are going to extend our study to
139 integrate a higher number of grid points in future works that are not presented in this article.

140 2.2. Solar resource data

141 For the solar resource, we use the solar irradiation data from the CAMS radiation service dataset
142 "JADE" over Africa computed with McClear version 3 and CAMS radiation bias correction - CAMS
143 project - Dec. 2017" [23].

144 These data cover the land area between $\pm 65^\circ$ longitude and $\pm 65^\circ$ latitude. Instantaneous radiation
145 data are available every 15 minutes with a spatial resolution of $0.05^\circ \times 0.05^\circ$ over the period 2005 -
146 2016. This database is obtained by satellite observations of the visible channels of the MVIRI and SEVIRI
147 instruments aboard several Meteosat geostationary satellites that have succeeded one another. In
148 order to reduce computation time, we only consider the period 2009-2011.

149 The methods to estimate the available solar radiation on a tilt surface, the Global Tilted Irradiance
150 (GTI), from the horizontal radiation can be found in [24]. Here we use the different components of the
151 solar irradiance, namely Global Horizontal Irradiance (GHI), Direct Horizontal Irradiance (BHI) and
152 Diffuse Horizontal Irradiance (DHI), at a 15-minute time step and we project them on an inclined plan
153 to get the GTI at the same time step with the Perez's model [25].

154 An average albedo equal to 0.15 is considered for our calculations. It is a fairly conservative assumption
155 knowing that the albedo of light and dry sand is between 0.25 and 0.45 and that of a dark soil of 0.05
156 to 0.15. The albedo is required to get the reflected component of the BHI on the ground. For the same
157 radiation, the larger is the albedo, the larger is the GTI, because the larger is the radiation reflected by
158 the ground and further captured by the solar panel.

159

160 2.3. Electricity load profiles

161 We consider a generic MG system for the whole African continent. The average daily demand of the
162 MG is set to $D_0 = 1$ kWh. We disregard possible economies of scale depending on the size of the village
163 and we consider that the generation cost and the optimal storage / PV panels configuration do not
164 depend on the effective size of the considered village and therefore of D_0 value.

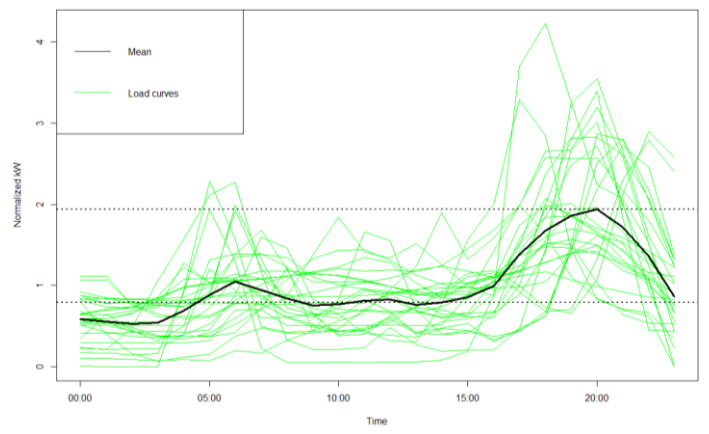
165 As shown by [7], the sub-daily profile of the demand for electricity impacts the optimal design of the
166 microgrid. The sub-daily profile of the demand actually depends on the different uses made. Electricity
167 consumption data for rural microgrid in Africa are still very poor [17]. Profiles account typically from
168 two different types of uses: domestic and productive ones ([26], [27]). We conduct a non-exhaustive
169 literature review on rural villages in sub-Saharan Africa allowed collecting a certain amount of load

170 curves for domestic uses only (Figure 1) and of load curves for productive uses only (Figure 2).
171 References are presented below. This review to obtain the different green load curves are taken from
172 the references as follows:

- 173 - Domestic : [28, 29, 30, 31, 32, 33, 7, 34, 35, 36, 17, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47]
- 174
- 175 - Productive : [43, 47, 34, 42]

176 We compile different load curves from rural areas, mainly in Sub-Saharan Africa but also in South East
177 Asia and Latin America. The power of the systems listed ranges from a few kW to a hundred kW to
178 electrify from a few houses to small villages. These data come either from field measurements on
179 installed microgrid, or from surveys prior to the installation of the microgrid. This literature review is
180 not exhaustive but it allows us to have a more precise idea of the shape of specific load curves for
181 domestic and productive uses.

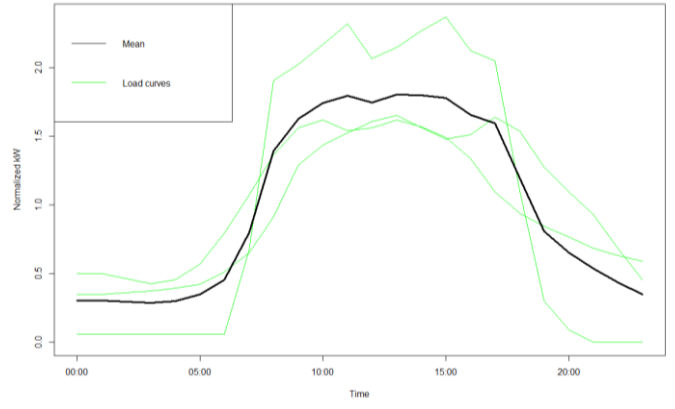
182
183



184
185 *Figure 1: Visualization of 29 load curves integrating mainly domestic uses of electricity. Green curves refer to the literature.*
186 *The black curve is the average of the 29 green curves. Black dotted lines are the mean consumption during the day (bottom)*
187 *and the evening peak (top).*

188 Green curves, which refer to load profiles found in the literature present a strong disparity with very
189 marked peaks and gaps. This diversity can be explained by the wide variety of villages considered which
190 integrate different uses of electricity which occur at different times of the day (lighting, phone
191 charging, radio, television or more important domestic uses like refrigeration), different locations,
192 latitudes, seasonality, states of development of villages and other facets.

193 The black curve, which represents the average of all the green curves, clearly shows a strong evening
194 peak which is more than twice as large as the consumption during the day between 9:00 a.m. and 3:00
195 p.m. This evening peak is not only important in terms of power but also in duration with a start around
196 4:00 p.m. to reach the peak around 8:00 p.m. and then ending around midnight. During this peak, the
197 demand for electricity is typically significant while solar production decreases until zero, requiring the
198 addition of storage facilities to meet this demand. The black curve also shows a small peak in the
199 morning around 6:00 – 7:00 a.m. and a night consumption which is also significant (about three
200 quarters of the daily consumption). This night consumption may be due to lighting or charging different
201 electronic devices.



202

203
204

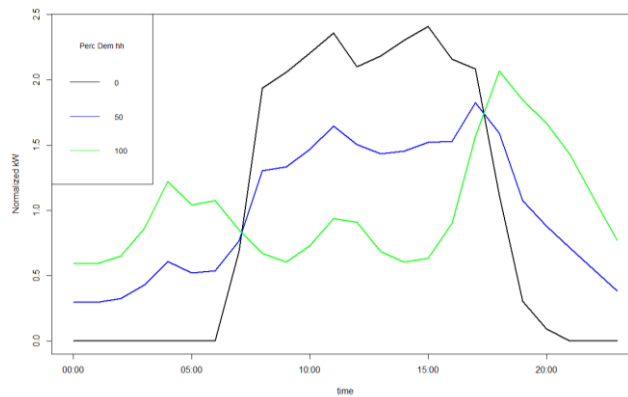
Figure 2: Summary of the three load curves that are mainly integrating productive uses of electricity. Green curves are the ones obtain from the literature. The black curve is the average of the load curves.

205
206
207

The curves for productive uses are less contrasted with uses only during the day from 6:00 am until the nightfall (Figure 2). The peak of the black curve occurs in the middle of the day with an adequacy with the solar resource. Storage requirements will be thus limited compared those for domestic uses.

208
209
210

For our analysis we consider three different configurations : the two mean curves presented previously for domestic use only (green curve in figure 1) and for productive use only (black curve in figure 2); and a mix of both curves at 50/50 (blue curve) (Figure 3).



211

212
213

Figure 3: Summary of load curves for different proportion of domestic and productive uses. Domestic use only (green curve), productive use only (black curve) and a mix of both at 50/50 (blue curve)

214

215 2.4. Calculation of the levelized cost of energy (LCOE)

216

217 2.4.1. Formulas

218

219 Following [48], the LCOE can be expressed as :

220

$$LCOE = \frac{C_{tot}}{DTot_{satisfied}}$$

221 Where

222 - $DTot_{satisfied}$ is the total discounted demand satisfied of the MG over n_{year}

223

$$DTot_{satisfied} = \sum_{t=1}^{n_{year}} D_{satisfied}(t) * \frac{1}{(1 + \rho)^t}$$

225

- 226 - ρ is the discount rate
 - 227 - n_{year} is the considered lifetime of the microgrid
 - 228 - C_{tot} is the total updated cost of the MG over n_{year}
- $$C_{tot} = C_I + C_M + C_R$$

230

231 Where :

- 232 - **C_I is the initial cost of the installation**

$$C_I = N_{PV} * C_{PV} + N_{Bat} * C_{Bat} + N_{INV} * C_{INV}$$

234 C_{PV} , C_{Bat} and C_{INV} are the investment cost of PV panels, batteries and inverters for one unit

235 N_{PV} , N_{Bat} and N_{INV} are the number of PV panels, batteries and inverters with the number of
236 inverter does simply correspond to the ratio of the instantaneous peak demand and the inverter
237 efficiency.

238

- 239 - **C_M is the updated maintenance cost of the installation.** C_M can be assumed to be proportional
240 to the cost of the PV array and balance-of-system components. Following [49, 7], we consider
241 C_M represents each year x % of that cost. Maintenance of the batteries is assumed to be
242 covered by their periodic replacement. C_M has then the following expression:

243

$$C_M = \frac{x}{100} * \sum_{t=1}^{n_{year}} (N_{PV} * C_{PV} + N_{INV} * C_{INV}) * \frac{1}{(1 + \rho)^t}$$

245

- 246 - **C_R is the updated replacement cost of the installation**

247

$$C_R = \sum_{t=1}^{n_{year}} (N_{PV} * C_{PV} * ind_{RPV} + N_{Bat} * C_{Bat} * ind_{RBat} + N_{INV} * C_{INV} * ind_{RINV}) * \frac{1}{(1 + \rho)^t}$$

249 Where

- 250 - $ind_{RX} = 1$ if it is a replacement year for the given component, 0 otherwise

251

252 The LCOE of the MG has thus the following expression:

253

$$\begin{aligned}
254 \quad LCOE &= N_{PV} * \frac{C_{PV}}{D_{tot}} * \left(1 + \sum_{t=1}^{n_{year}} \frac{1}{(1+\rho)^t} * \left(\frac{x}{100} + ind_{RPV} \right) \right) + N_{Bat} * \frac{C_{Bat}}{D_{tot}} \\
255 \quad & * \left(1 + \sum_{t=1}^{n_{year}} \frac{1}{(1+\rho)^t} * ind_{rBat} \right) + N_{INV} * \frac{C_{INV}}{D_{tot}} \\
256 \quad & * \left(1 + \sum_{t=1}^{n_{year}} \frac{1}{(1+\rho)^t} * \left(\frac{x}{100} + ind_{RINV} \right) \right)
\end{aligned}$$

257 As the number of inverters depends only on the total demand and is therefore constant this expression
258 simplifies to:

$$LCOE * D_{tot} = N_{PV} * C'_{PV} + N_{Bat} * C'_{Bat} + C'_{INV}$$

260 *Equation 1: simplified formula of the LCOE*

261 Where C'_{PV} , C'_{Bat} , C'_{INV} are the total updated costs of PV, batteries and inverters for one unit
262 respectively, accounting for all costs to be accounted for each component (installation, discounted
263 maintenance and replacement costs).

$$\begin{aligned}
264 \quad - \quad C'_{PV} &= C_{PV} * \left(1 + \sum_{t=1}^{n_{year}} \frac{1}{(1+\rho)^t} * \left(\frac{x}{100} + ind_{RPV} \right) \right) \\
265 \quad - \quad C'_{Bat} &= C_{Bat} * \left(1 + \sum_{t=1}^{n_{year}} \frac{1}{(1+\rho)^t} * ind_{rBat} \right) \\
266 \quad - \quad C'_{INV} &= C_{INV} * N_{INV} * \left(1 + \sum_{t=1}^{n_{year}} \frac{1}{(1+\rho)^t} * \left(\frac{x}{100} + ind_{RINV} \right) \right)
\end{aligned}$$

269
270 The LCOE is thus a bi-linear function of the number of batteries and PV panels required for the system
271 and of their respective equivalent unit costs. In all our analysis we will use these total updated costs
272 for the different components, which includes the initial investment costs, the updated maintenance
273 costs and the updated replacement costs for each component PV panels, batteries and inverters.

274 275 2.4.2. Parameter assumptions and methodology for the sensitivity analysis 276

277 In this subsection, we present the values we use for all the parameters required for the cost calculation.
278 Concerning the cost of the PV, batteries and inverters, we use the range of values given by the
279 literature review from the National Renewable Energy Laboratory in the report "Tariff considerations
280 for micro-grids in sub-saharan Africa" [49]. The values are listed in the table below:

281
282 *Table 1 : Main costs assumptions and economic parameters [49].*

	Low	Medium	High	Lifetime
Lifetime of the MG project				20-25
Installed PV Costs (USD / kWp)	1400	1800	2200	20-25
Lead-acid battery costs (USD / kWh)	300	400	500	3 - 7

Inverter and charge controller costs (USD / kW)	600	900	1200	8-12
Operations and maintenance costs	x = 2% of investment costs of PV panels and inverters			
Discount rate (%)	8	10	12	

283

284 The cost ranges have been obtained using a literature review of existing micro-grid projects in several
285 areas of sub-Saharan Africa including Kenya, Tanzania and Zambia [49].

286 The sensitivity of the optimal configuration to those costs is discussed in part three. For the lifetime of
287 the components we also use values given by [49]. For PV panels we consider a lifetime of 20 to 25 years
288 according to other studies [50, 51, 52]. For inverters we consider lifetime between 8 to 12 years [52].
289 Nevertheless, in all section 3, we will keep the total updated cost of inverters equal to its mean value
290 since the number of inverters vary only according to the maximum daily demand and are not a
291 component on which we can play for the optimal configuration when having a fixed load curve. We
292 consider an average value of 5 years rather than 7 for the lifetime of the Lead Acid batteries since
293 discussions with experts have highlighted the shorter battery lifetime in a tropical environment (see
294 also [53, 19, 20] with a real lifetime of these batteries between 3 to 7 years). The efficiency of inverters
295 is considered to be 0.9 [49].

296

297 The average lifespan of solar electricity project is considered to be between 20 and 25 years [54]
298 directly linked to the lifetime of PV panels. Indeed, between 20 and 25 years, we will need to change
299 almost all the most expansive components of the microgrid with PV panels, inverters and even the
300 batteries depending of their lifetime.

301

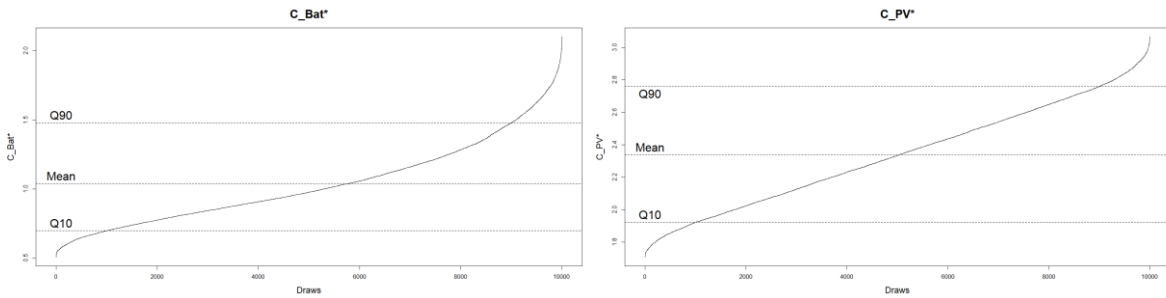
302 For the discount rate, we choose to consider three different values between 8 and 12% as it is generally
303 the case for access to electricity projects (12% for [55] ; 6% for [56] ; conservative discount rate for
304 Burkina Fasso 6–10% for [57] ; 10% for [58]). This parameter can vary with the economic and political
305 context of the region, the investor, the return of investment time or the profitability of the expected
306 investment [57]. This setting takes objective parameters into account but also depends on the
307 characteristics of each investor, with more subjective parameters.

308

309 We make the choice to take these variations into account by integrating them into the total updated
310 costs of PV panels and batteries. We will therefore not specifically isolate the variations linked to
311 variations of this discount rate, the lifetime of batteries and PV panels. We choose to consider a
312 uniform distribution for the variation of PV panels, batteries and inverters costs and lifetime and for
313 the discount rate. We could also have considered other types of distributions for these costs but the
314 uniform distribution is an approximation which allows us to obtain first results. Figure 4 presents the
315 distribution for C'_{PV} and C'_{Bat} obtained with MonteCarlo simulations after taking randomly the values
316 of each parameter listed in table 1 out of 10,000 draws.

317

318



319

320
321

Figure 4: distribution for total updated cost C_{Bat}' (left) and C_{PV}' (right) after taking randomly the values of each parameter out of 10,000 draws

322
323
324
325
326

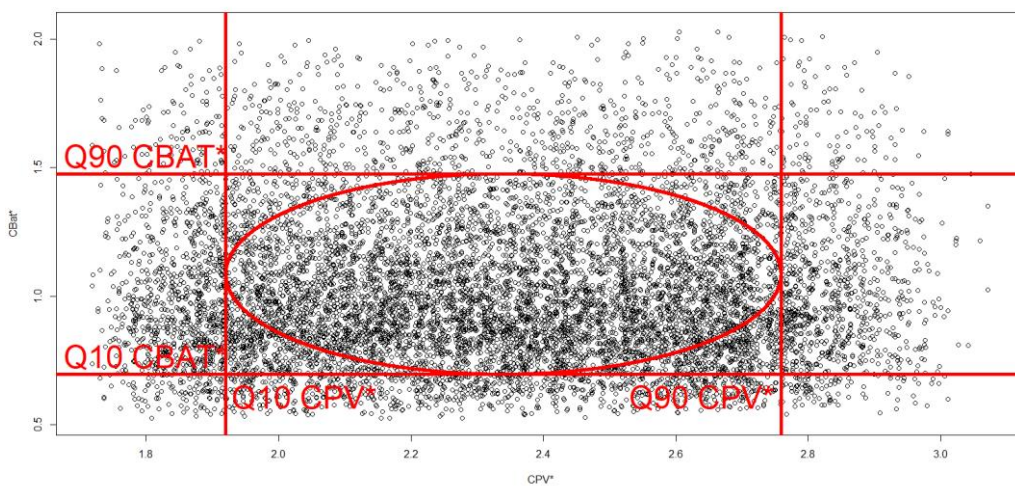
	C'_{PV} (USD / kWp)	C'_{Bat} (USD / kWh)
Q10	1,92 (-18%)	0,69 (-34%)
Mean	2,34	1,04
Q90	2,76 (+18%)	1,48 (+42%)

327
328
329
330

Table 2: Quantile 10, 90 and mean values for C_{PV}' , C_{Bat}' and C_{INV}' . The value in () represents the variation of Q10 or Q90 compare to its average value. C_{PV}' and C_{INV}' follow a uniform distribution whereas C_{Bat}' is following a more complex distribution due to the different lifetime of the batteries leading to a Q90 which is higher in percentage variation compare to the mean than the Q10.

331
332
333
334
335
336
337

The range of variation of the values for C'_{Bat} compared to its average value is wider than the one for C'_{PV} . This is related to an important effect of the sensitivity of C'_{Bat} to the assumption concerning the lifetime of the batteries. In the following, we limit our sensitivity analysis to values between the quantile 10 and lower than the quantile 90 (table 2). These intervals allow us to focus our analyzes cost values found for the majority of the configurations encountered in the field. For Inverters the average value of the total updated cost is equal to 1,54 USD / kW.



338
339
340

Figure 5: variation of C_{PV}' and C_{Bat}' for 10 000 random draws and the ellipse which is limited by the quantile 10 and 90 of C_{PV}' and C_{Bat}'

341
342
343
344

This ellipse will then be used in the next graphs to locate where this area delimited by the quantile 10 and 90 of the total updated cost of PV panels and batteries. For section 3.1., we will first use the mean value for the total updated cost of PV panels and batteries in Table 2 and then we will vary these two total updated costs.

345
346
347
348
349
350
351
352
353
354
355
356
357
358
359
360

2.5. Quality of service criteria for sizing the solar and isolated microgrid

Currently there is no universal consensus on which quality of service criterion / criteria should be accounted for to design/evaluate a MG. Different criterion are then used so far. [al2017review] offers a literature review of recent methodologies for optimizing these electrical systems, which includes an inventory of the various quality of service criteria used to conduct the optimization.

Several studies consider the Loss of Load Risk (LOLR) criterion: The design objective is here that at least n% of the days are satisfied. For this, a day is typically considered as satisfied when the demand of that day is satisfied at all times [7] [59] [60] [61].

We use this criterion in our work. The QSL objective we consider is that the demand has to be satisfied 95% of days. The demand of given day is here considered to be satisfied when all the 15-minute interval demands are satisfied.

361 3. Results

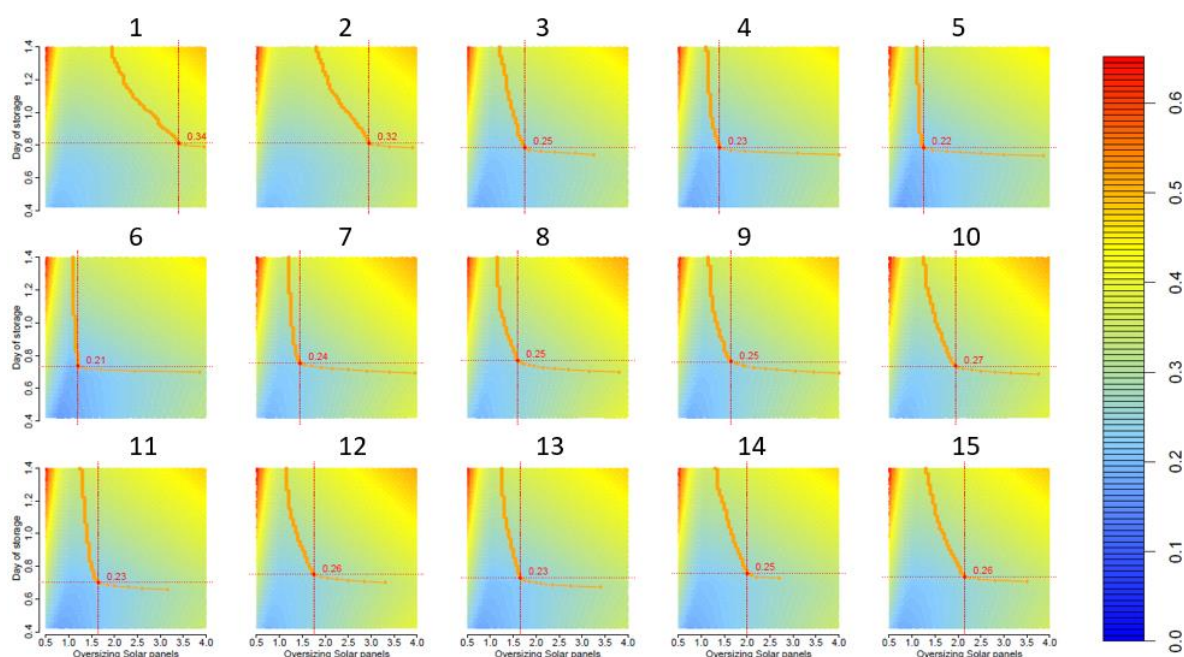
362 3.1 Optimal Levelized Cost of Energy and MG configurations for domestic uses only

363 We first consider the 100% domestic use load curve. Results obtained with load curves from combined
364 domestic and productive uses are presented in section 3.3.

365 The LCOE depends on the cost of the PV fleet /storage configuration, i.e. on its size (surface area of the
366 PV panel fleet (x-axis) and / capacity of the storage (y-axis)) and on the total updated costs of one PV
367 panel and storage capacity unit. It also depends for a given PV fleet /storage configuration on the
368 amount of the demand that can be satisfied by the system. For a same total cost of the system, the
369 larger the satisfied demand, the lower the LCOE.

370 A number of PV fleet / storage configurations are potentially able to satisfy a given level of service
371 quality. A tradeoff is actually expected between the storage capacity and the surface area of the PV
372 fleet. Let us consider for illustration a situation where 100% of the demand have to be satisfied. In this
373 situation, the PV fleet area cannot be smaller than a minimum threshold value which corresponds to
374 the ratio between the mean annual demand and the mean solar resource [5]. This minimum value
375 could be actually obtained if the daily demand would exactly match the solar resource each day. But
376 this is of course never the case. This minimum PV fleet area would actually require a very large (and
377 perfect) storage system available to redistribute in time energy from excess production periods to
378 insufficient production ones. To achieve a same quality service level, smaller storage capacities are
379 possible but this requires to oversize the PV fleet and to accept for production curtailments. The less
380 the storage capacity, the more PV fleet is required. The storage capacity can however not be smaller
381 than a minimum storage value, which is the storage required to cope with the sub daily
382 resource/demand mismatch.

383 Figure 6 shows the LCOE in \$ / kWh that would be obtained for different PV fleet size/storage capacity
384 configurations (colored response surface in the background of the graph). It additionally shows all
385 configurations able to satisfy the demand 95% of days (95DS orange line).



386

387 *Figure 6 : Levelized Cost of Energy (in \$ / kWh) for the 15 different grid points over 3 years (2009-2011). Grid point n°1 is at*
 388 *the top left position and then from left to right until grid point 15 at the bottom right. The results are obtained when the tilt*
 389 *angle of PV panels is equal to the absolute value of the latitude of each location. Orange curve shows the configuration for*
 390 *which 95% of the demand is satisfied. The red point is the one which minimizes the LCOE (with its value written in red)*
 391 *and has a 95DS. We took for the possible oversizing values from 0.5 to 5 by 0.05 and for the storage capacity in equivalent days*
 392 *values from 0.2 to 2 by 0.01.*

393 The colored background map represents the LCOE obtained for the considered configurations, with
 394 the PV fleet size (x-axis, oversizing coefficient) and the storage capacity (y-axis, capacity expressed in
 395 equivalent days of mean consumption D_0). The oversizing coefficient is the multiplier coefficient of the
 396 PV fleet between a surface of PV panels necessary to meet the demand on average over the entire
 397 study period and the one which allow to have a 95DS.

398 This background maps share roughly the same pattern whatever the location.

399 The LCOE first depends on production costs. It thus tends to increase when increasing the size of the
 400 PV fleet or the storage capacity (right/top region of the maps). It however also depends on the amount
 401 of the demand which is satisfied (see section 2.4.1). This is why, even if the costs are low on the left
 402 side of the graphs (corresponding to an oversizing of solar panels below 1), LCOE values are high. Note
 403 that such configurations cannot meet a large amount of demand and the service quality for such points
 404 is low (potentially much lower than the 95DS required).

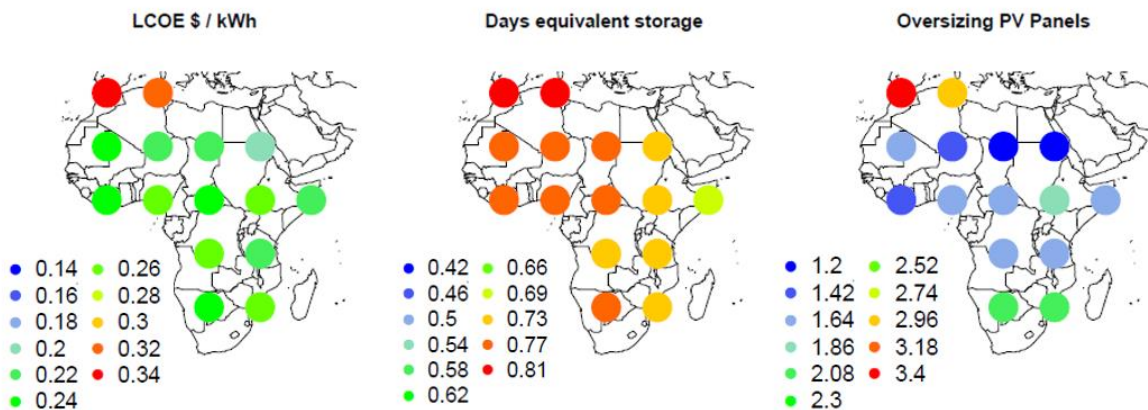
405 The background maps are obviously also slightly different for the 15 grid points. The “satisfaction”
 406 issue mentioned previously is location dependent, depending on the level of resource/demand
 407 adequacy. For example, for grid point n°3 to 6 (located in the Sahelian band) the size of the blue surface
 408 (corresponding to the low range of LCOE) is larger than in other locations for a same configuration of
 409 solar PV panels and batteries because of a better adequacy between the solar resource and the
 410 demand.

411 The orange line indicates all the configurations that leads to a 95DS. Note that all configurations in the
 412 top/right side of this line allow to achieve a better QSL. For the 15 grid points, this orange presents
 413 two asymptotes. They respectively correspond to the two limiting cases discussed previously. This
 414 shows that it is possible to substitute the two ways of producing / storing energy but within a certain

415 limit. Indeed, it is not possible to satisfy 95% of the days without having any storage. The horizontal
 416 asymptote is likely related to the longest night duration and to the minimum amount of storage
 417 needed to meet demand when there is no sun. This is suggested by the value taken by this asymptote:
 418 it is between 0.6 and 0.8 daily demand equivalent for the areas close to the equator or at the extreme
 419 latitudes of the continent respectively. The vertical asymptote tends toward an oversizing of the PV
 420 fleet equal to one (plus the storage losses (~5%)). The least cost configuration which allows to achieve
 421 the desired QSL is obtained at the intersection of these two information. It thus results from a tradeoff
 422 between the battery/PV required sizes under socio-economical and meteorological constraints.

423 For all grid points, the storage required for optimal configuration is always less than 80% of the average
 424 daily demand. This is an important result which shows that storage only satisfies the demand for
 425 subdaily and not for long periods of low solar resource days.

426 Fig. 7 shows the minimum LCOE (left side), the optimal number of PV oversizing (middle) and the
 427 optimal storage capacity (expressed in days of storage, right side) for the 15 locations considered here.



428
 429 *Figure 7: For 95DS, optimal Levelized Cost of Energy (in \$ / kWh) (figure on the left), and associated number of batteries*
 430 *(equivalent days of storage) (figure in the center) and of PV panels (require oversizing) (figure on the right) for the period*
 431 *2009-2011.*

432 The optimal storage capacity varies little in the band between -20 and + 20 ° latitude. It increases with
 433 higher latitude characterized by stronger seasonality and longer nights at certain periods of the year.
 434 The PV oversizing is low in the Sahelian zone with values lower than 1.5. This value is around 2 in
 435 central Africa and then increases sharply in the extreme South-East and North-West where it reaches
 436 3 to 3.5. Larger PV oversizing in high latitude areas is due to seasonality and periods of low solar
 437 resources when demand is considered constant throughout the year.

438 The consequence is that LCOE is the lowest in areas where the solar irradiation is high and has the low
 439 day-to-day and / or seasonal variability, particularly in the Sahel region and the south-west part of
 440 Africa. Higher LCOE values are found near the equator, and in the south-eastern part of the African
 441 continent, mainly due to the high cloud cover in these areas, and the occurrence of low solar resource
 442 periods [62, 63]. The highest LCOE values are obtained in the extreme north of Africa (value equal to
 443 0.34 \$/kWh) as a result of the strong seasonality of the resource in this region with very low values
 444 during DJF while lowest LCOE values are obtained for the Sahelian band where the solar resource is
 445 abundant, reaching a cost of kWh of 0.2 \$/kWh.

446 Our results are roughly similar to those presented by [huld2017geospatial] with the high nighttime
 447 consumption corresponding to our domestic load curve. This study is also using the same criteria for

448 the quality of service. Slight differences are likely to be due to minor differences in the parameters
449 used, in particular the model of cost calculation to obtain the LCOE.

450

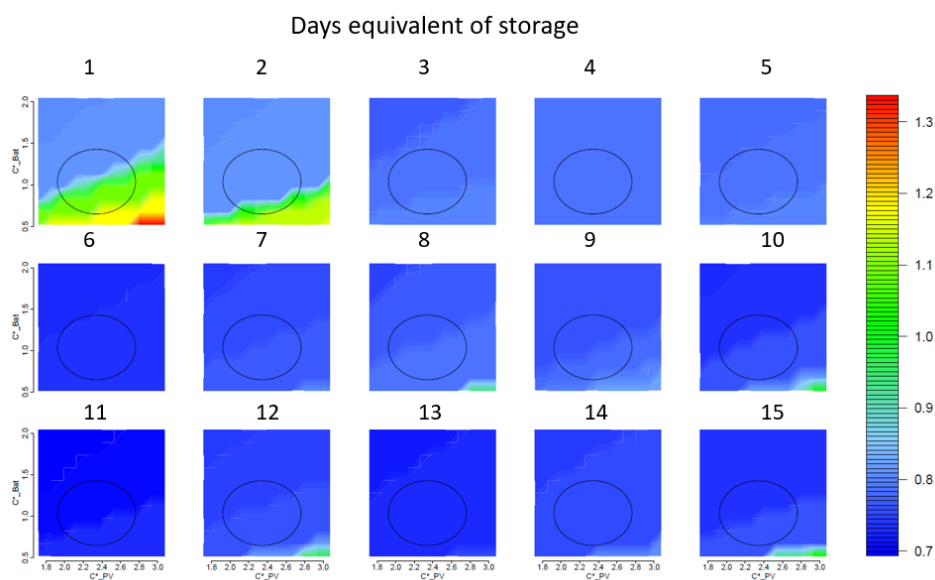
451 3.2 Sensitivity analysis of optimal Levelized Cost of Energy, oversizing and days 452 equivalent of storage to the updated cost of batteries and of PV panels

453

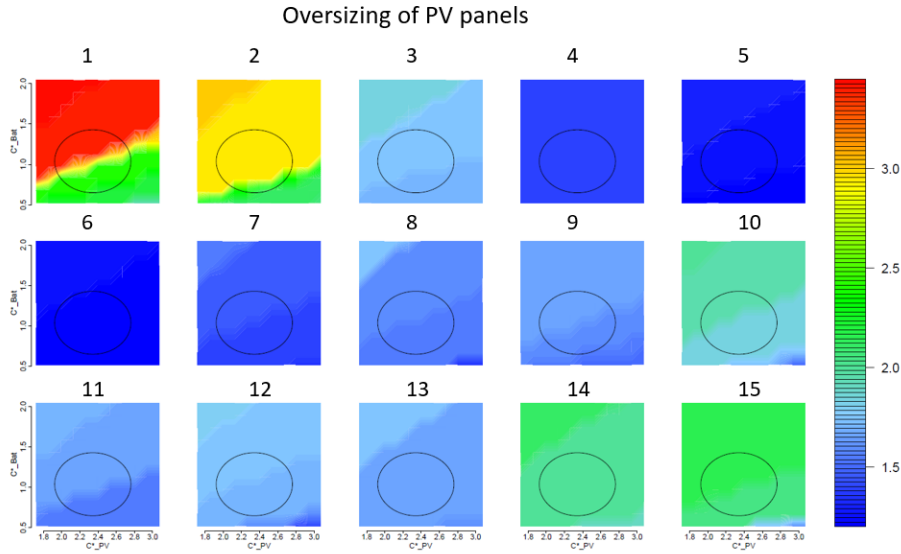
454 Previous results rely on total average updated cost values for PV panels and storage, but the possible
455 range of these costs is large in the different parts of Africa (see section 2.4.). In this section, we analyze
456 the sensitivity of the optimal configurations to the unit values of the total updated costs for batteries
457 and PV panels.

458 3.2.1 autre titre à trouver plus explicite

459 For the 15 grid points considered previously, we consider different scenarios of equivalent cost for
460 both the PV panels and storage system. For each cost scenario, we identify the least cost oversizing /
461 storage configuration. In all cases, the configuration is able to achieve a 95DS service quality.



462



463

464 *Figure 8: sensitivity of the required number of batteries (top graphic in days equivalent of storage) and of the required*
 465 *oversizing of PV panels (bottom) for the 15 grid points corresponding to optimal Levelized Cost of Energy in relation to the*
 466 *updated cost of batteries and of solar panels. the ellipse is the one computed in section 2.4.2.*

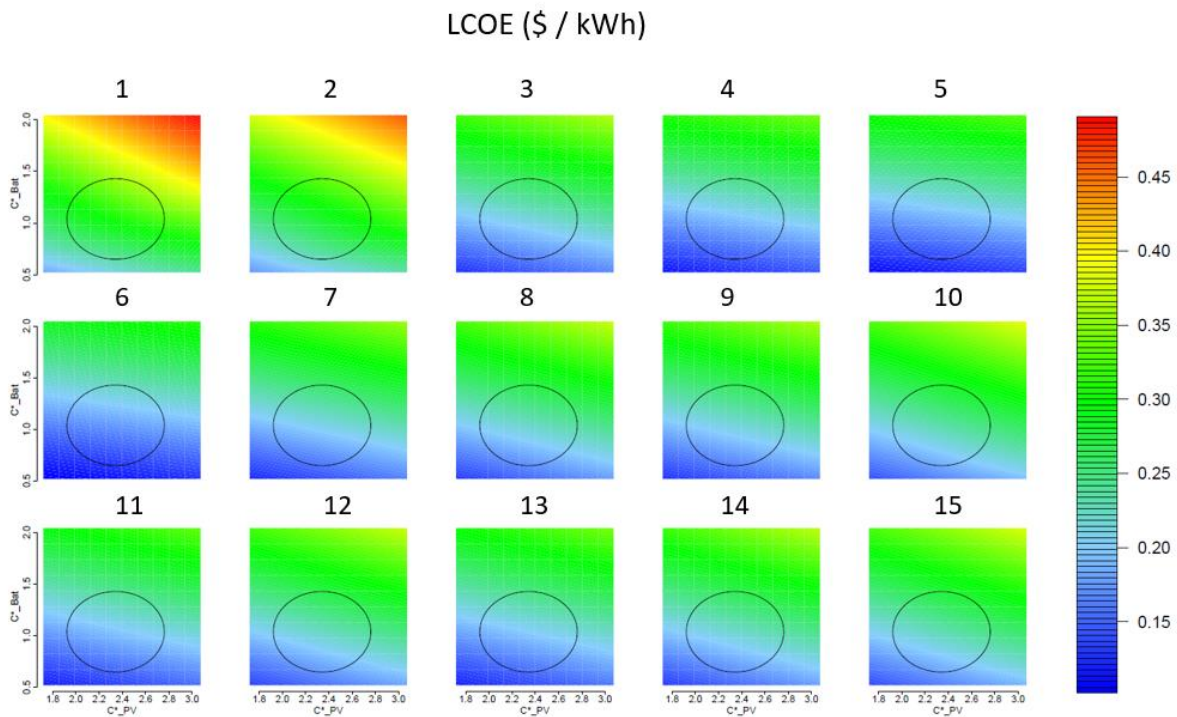
467 *Figure 8* shows the optimal oversizing level (bottom) and the storage capacity (top) required for each
 468 equivalent PV/Storage costs assumption. The center of the ellipse corresponds to the reference
 469 equivalent cost configuration considered in the previous section.

470

471 Whatever the location, the graphs obviously highlight that when the updated cost of PV panel
 472 increases, one moves to a configuration with less PV panels but more storage (and vice-versa). The
 473 reverse applies when the updated cost of batteries increases.

474 Depending on the cost variations, some substitution between PV panels and storage is thus to be
 475 expected. If the rate of substitution is rather important for grid point 1 (and to a lesser extent for grid
 476 point 2), it is very low to almost zero for the other grid points considered here. This result is obviously
 477 key. In many locations, one can expect that the optimal PV fleet / storage capacity is very robust, i.e.
 478 almost independent on the relative updated costs of PV panels/storage systems.

479 Figure 9 shows the optimal LCOE for the different cost assumptions. The point in the middle is the
 480 same than the one obtains in Figure 7 (left) for a mean updated cost of PV panels and batteries.
 481 Obviously, the higher the updated cost of PV panels and batteries are, the higher the LCOE is.



482

483 *Figure 9: sensitivity of the optimal Levelized Cost of Energy (\$ / kWh) to cost assumptions for batteries and solar panels for*
 484 *the 15 grid points. The ellipse is the one computed in section 2.4.2. Period 2009-2011.*

485 Thanks to the high robustness of the optimal configuration, the LCOE is roughly a linear function of the
 486 updated costs of PV panels and batteries. The size of the PV fleet and of the battery system is indeed
 487 roughly constant making equation 1 a simple bilinear function of the updated costs C'_{PV} and C'_{Bat} .

488 3.2.2 Elasticity of the optimal LCOE, of the oversizing of PV panels and of storage capacity to
 489 cost assumptions over the African continent

490

491 The elasticity is a relevant indicator for quantifying how a variable varies compared to variations of
 492 another variable. In this part, we compute the elasticity of the optimal LCOE, optimal number of PV
 493 panels and optimal number of batteries to the updated cost of PV panels and batteries.

494 The elasticity of variable X to the updated cost of batteries (same type of equation for the updated
 495 cost of PV panels) as:

496

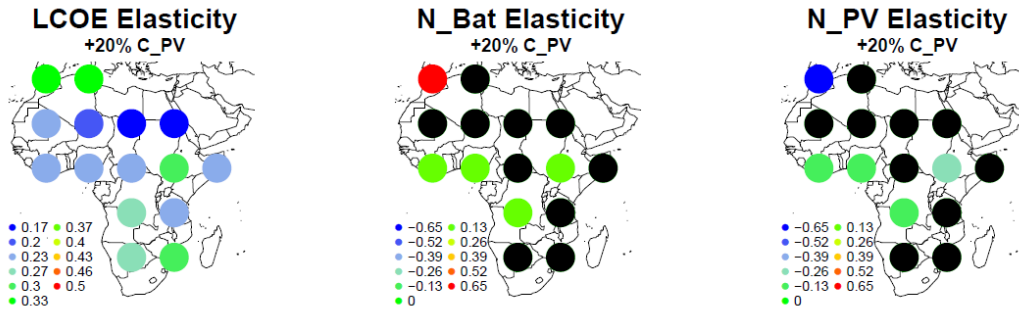
$$E_{C_{Bat}}(X) = \frac{\frac{\Delta X}{X}}{\frac{\Delta C'_{Bat}}{C'_{Bat}}}$$

497 Where :

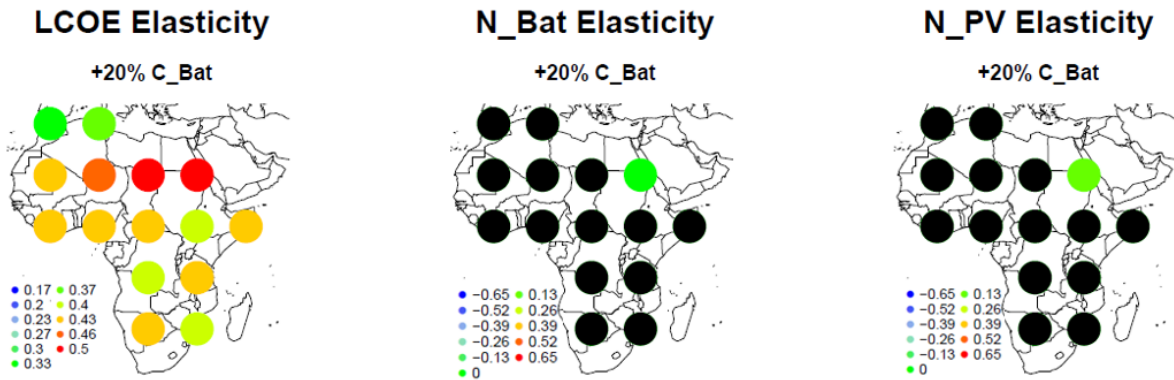
- 498 - $E_{C_{Bat}}(X)$ is the elasticity of variable X to the cost of batteries
- 499 - ΔX is the variation of variable X when the cost of the battery varies of $\Delta C'_{Bat}$
- 500 - $\Delta C'_{Bat}$ is the variation of the updated cost of batteries.

501 We rely on Table 1 to consider for PV panel updated cost a +/- 20% variation, and for the updated cost
 502 of batteries two variations +/- 20 and +/- 40%.

503 We plot in Figure S 5 the elasticities which correspond to the variation of the LCOE, number of batteries
 504 and PV fleet of the optimal configuration compared to a modification of PV updated cost of +/-20%
 505 and updated batteries costs of +/- 20 and 40% (according to Table 2). Given that the elasticity is the
 506 same for the 20% and 40% variation of cost of batteries (since these variations are quasi linear) we
 507 only plot in the Figure 10 the elasticity for +20% for the cost of PV panels and Figure 11 for the cost of
 508 the batteries.



509
 510 *Figure 10: % of Elasticity for optimal LCOE (on the left), days equivalent of storage (on the center) and oversizing of PV panels*
 511 *(on the right) when the total updated cost of PV panels increases by 20 %. Points in black are the one for which the value is*
 512 *equal 0 to differentiate than the one that are close to 0.*



513
 514 *Figure 11 : % of Elasticity for optimal LCOE (on the left), days equivalent of storage (on the center) and oversizing of PV*
 515 *panels (on the right) when the total updated cost of batteries increases by 20 %. Points in black are the one for which the*
 516 *value is equal 0 to differentiate than the one that are close to 0.*

517 The first result that stands out when looking at these figures is the fact that for a large proportion of
 518 the grid points, the optimal configuration in term of optimal of storage days equivalent and PV
 519 oversizing is invariant to the cost assumptions. This is true for all grid points within a +/-20% variation
 520 in the cost of batteries (except for grid point 6) (Figure 11). The elasticity of the number of PV panels
 521 and the number of batteries to the cost PV panels is not zero only for a few grid points. Nevertheless,
 522 for the points not equal to 0, this elasticity remains low (Figure 10).

523 It confirms the results obtained in the previous section that for most grid points in Africa: in each
 524 location, the optimal microgrid configuration minimizing the LCOE is robust compared to the variation
 525 of cost of PV panels and batteries.

526 The consequence of these results on costs is direct: the elasticities of the LCOE thus only reflect
 527 variations in component costs since there is no substitution between storage capacity and number of
 528 PV panels.

529 Except for grid point 1 and 2, the elasticity of the LCOE to the cost of batteries is higher than the
 530 elasticity of the LCOE to the cost of PV panels. The elasticity of the LCOE to the cost of batteries reaches
 531 77% mainly for grid points located in the Sahelian band where a low number of PV panels is needed
 532 due to a higher solar radiation compared to other location.

533 This elasticity is lower for grid point 1 and 2 and for other area where a higher number of PV oversizing
 534 is required to cope with low solar resource period like in central and south-east Africa with a high
 535 nebulosity in certain period.

536 For a large number of grid points in Africa, the variation of costs are not really impactful on the optimal
 537 configuration even if the variation of cost of the batteries are more impactful than the one of PV
 538 panels.

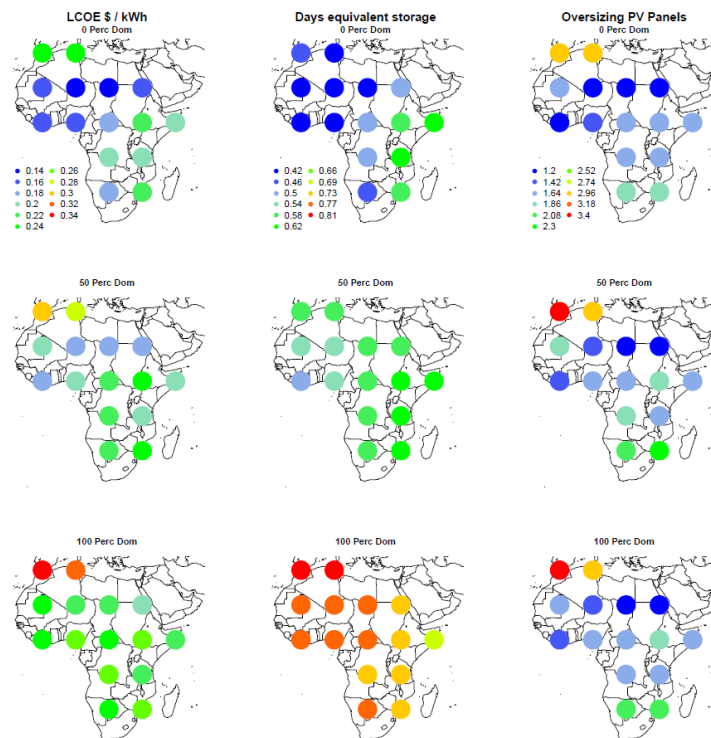
539

540 **3.3. Influence of the subdaily profile of the load curve**

541

542 All the results we obtained and analysed were obtained by considering a load curve representative of
 543 domestic uses with a peak consumption in the evening requiring storage. In this section, we assess the
 544 extent to which these results are dependent on the shape of the load curve and to which extent it
 545 reduces the LCOE. We rely on the three load curves presented in section 2.3 and in Figure 3, with 0, 50
 546 or 100% of domestic uses of electricity.

547 We first consider the average values of equivalent costs and discount rates before looking at the
 548 sensitivity of the results to these equivalent cost assumptions.



549

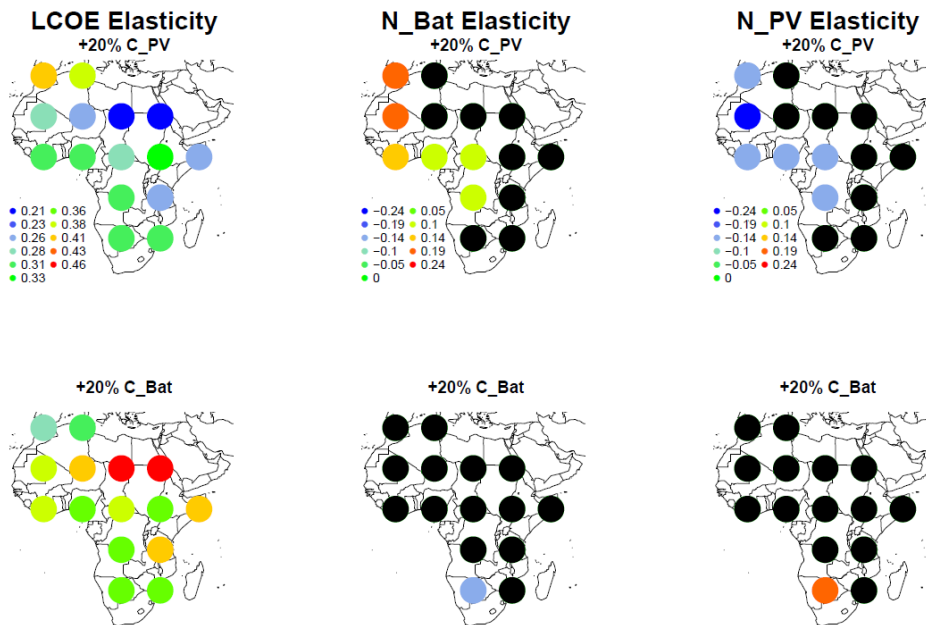
550 *Figure 12: Optimal LCOE \$ / kWh (left), oversizing of PV panels (center) and days equivalent of storage (right) for different*
 551 *percentage of domestic uses in the load curve (0% top, 50% center ad 100% bottom). Pourquoi le stockage n'évolue quasiment*
 552 *pas entre les config. Pour la somalie (ce qui n'est pas le cas partout ailleurs) ?*

553 Figure 12 shows results for three different load curves. The three maps on the bottom show the results
 554 obtained in section 3.1 for a 100% domestic load curve. Conversely, the three maps in the top strip
 555 show the results obtained for a load curve with only productive uses of electricity, and the middle band
 556 concerns 50% productive uses and 50% domestic uses.

557 The LCOE for the 100% productive use load curve is up to twice lower in most part of Africa compared
 558 to the LCOE for domestic uses only. This difference of cost is mainly due to the required number of
 559 batteries to meet the 95DS criteria which is almost twice lower for productive uses than for domestic
 560 uses. This difference is obviously due to the subdaily variability of productive uses of electricity that
 561 matches better with the solar resource. For a mix load curve integrating 50% of productive uses, the
 562 optimal LCOE can be decreased by around 0.5 \$/kWh in most parts of Africa. This integration of
 563 productive uses of electricity is therefore really key to decrease the cost of the kWh in 100% solar MGs.

564 Conversely, the integration of productive uses will not affect much the required oversizing of PV panels
 565 to obtain 95DS (right column). This point is very important, since regardless of the subdaily demand
 566 structure the sizing of the solar PV panels will remain the same. This is in line with the results of [7] as
 567 they find that the difference in term of number of PV panels between the low and high nighttime
 568 consumption patterns is lower than 10%.

569 Figure 13 provides an analysis of the sensitivity of these results to updated cost assumptions for
 570 batteries and PV panels. It shows that the two other optimal configurations with 0 and 50% domestic
 571 uses are also very robust to the variation of the updated cost of PV panels and batteries (example for
 572 a 50% domestic uses in Figure 13).



573
 574 *Figure 13: Same as Figure 10 and Figure 11 but for the load curve with 50% of domestic uses. Elasticity of optimal LCOE (on*
 575 *the left), days equivalent of storage (on the center) and oversizing of PV panels (on the right) when the total updated cost of*
 576 *PV panels (top) or batteries (bottom) increase by 20%. Points in black are the one for which the value is equal 0 to differentiate*
 577 *than the one that are close to 0.*

578 Compare to the case with 100% domestic uses of electricity, we have a higher elasticity for the
 579 variation of the cost of PV panels and almost the same one for the variation of the cost of batteries.
 580 Indeed, when we integrate 50% of productive uses, the optimal configuration (as seen in Figure 12) in
 581 term of optimal number of PV panels doesn't change but the number of optimal days equivalent of

582 storage decrease. The batteries then have a less important place in the overall cost of the system and
583 therefore a lower elasticity compared to the variation of their costs, and vice-versa for the solar PV
584 panels.

585 Overall, we still have, for the majority of grid points, an elasticity equal to 0 for the optimal number of
586 PV panels and batteries. As we have seen for a 100% domestic load curve (Figure 10), the 50% domestic
587 load curve optimal configuration is still robust to very robust compare to the variation of cost of PV
588 panels and batteries.

589 All these results are obviously key. They indeed highlight the low risk for a bad PV fleet design of MGs
590 in Africa. Integrating productive uses of electricity reduces the need for batteries which are often the
591 main problem for the cost and longevity of these solar microgrid systems [64]. This is expected to
592 increase the viability of microgrid projects in the area and increase the confidence of electricity access
593 actors in their design.

594 Conclusion

595

596 In this article, we performed an analysis of the robustness of the optimal LCOE for solar and isolated
597 micro-grids in relation to economic factors, in particular to the total updated cost of PV panels and
598 batteries.

599 The adjustment variable to size isolated and solar microgrids and obtain a DSL95 is essentially the PV
600 panels oversizing, which is based on the “low solar resources days” as already shown in [5]. Storage
601 has the main function of managing the resource / demand mismatch at subdaily level. It has no
602 function of balancing the mismatch observed over longer temporal scales such as seasons, months or
603 even weeks.

604 Our results confirm what we could have had with a simpler and inter-daily approach in [5]. Whatever
605 the subdaily temporal structure of demand and the different electrical uses: we still have the same PV
606 oversizing requirement.

607 The modification of the subdaily structure of demand, with in particular the integration of productive
608 uses only changes the storage capacity requirement. A better match between resource and demand
609 reduces the amount of storage required and therefore the cost of kWh while maintaining the same
610 quality of service.

611 The other key result is the high robustness of the optimal PV fleet / storage configuration which is fairly
612 independent on the unit updated costs of PV panels and of batteries. This result is obviously of
613 paramount importance and convenience for all electricity access actors such as governments, investors
614 and MGs operators.

615 The optimal configuration is almost fully determined by the temporal structure of the resource /
616 demand co-variability. Further work should thus consider how robust the design could depend on the
617 seasonality of the demand (which has a direct effect on the results) and on the weather information
618 considered. Our results are based on 3 years of radiation data derived from satellite information. The
619 quality of such data is obviously still poorly known for Africa. The interannual variability of the weather
620 is next known to be rather large worldwide. Another 3 years period could lead to another design. The
621 influence of the duration of the time series considered for the analysis would be interesting to
622 consider. Last but not least, the standard approach to design MGs is to rely on Typical Meteorological
623 Years. The relevance of such information for the specific case of MGs design would be worth to explore.

624 Our results are finally based on many assumptions and could be significantly depend on those. One of
625 those is relative to criterion used to define the quality of service level to be achieved by the MG. The
626 criterion here is to satisfy the demand for 95% of days. It would also be possible to consider only the
627 hours or time steps of 15 min for which the demand is satisfied. Another possibility would also be to
628 consider a threshold value different from 95% with 99% or 90% depending on the real needs of the
629 village. Finally, it would also be possible by detailing the different uses of electricity to have a
630 heterogeneous quality of service according to the prioritization of uses, with certain uses to be
631 necessarily satisfied 100% of the time and others which could require a less stringent quality of service.

632 Another limitation is related to the very simple MG model used for the analysis. Our model does indeed
633 not account for a number of essential parameters, in particular power and balance parameters of the
634 system at very high frequency. For example, simulations of the charging and discharging speed of the
635 batteries, the effects of temperature, particularly in areas where this temperature is high and the
636 problem of high frequency power peak demand associated with large loads. The precise design of any

637 MG should be definitively based on a much more realistic model. Nonetheless, our results likely pave
638 the way for more relevant and robust detailed analyses.

639 Acknowledgements

640 This work is part of a PhD thesis funded by the French Ministry of High Education, Research and
641 Innovation and by Schneider Electric (www.se.com).

642 The authors are grateful from TRANSVALOR (www.soda-pro.com), for their support with regard to the
643 "CAMS radiation service dataset JADE" data extraction over our study region. They are also grateful to
644 P.Blanc, from MinesParisTech for the algorithm used to estimate the different radiation components
645 on a tilt solar panel plane.

646 The authors also want to acknowledge the support of the 2018OASIC program of the CNRS
647 Interdisciplinary Mission and the support of the Chair Energy and Prosperity, under the aegis of the
648 Fondation du Risque.

649

650

651 References

652

653 [1] IEA., *World Energy Outlook 2019*. Organisation for Economic Co-operation and Development,
654 OECD, 2019.

655 [2] A. G. Dagnachew, P. L. Lucas, A. F. Hof, D. E. Gernaat, H.-S. de Boer, and D. P. van Vuuren, "The
656 role of decentralized systems in providing universal electricity access in sub-saharan africa—a model-
657 based approach," *Energy*, vol. 139, pp. 184–195, 2017.

658 [3] N. Lidula and A. Rajapakse, "Microgrids research: A review of experimental microgrids and test
659 systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 1, pp. 186–202, 2011.

660 [4] P. Basak, S. Chowdhury, S. H. nee Dey, and S. Chowdhury, "A literature review on integration
661 of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid,"
662 *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 8, pp. 5545–5556, 2012.

663 [5] N. Plain, B. Hingray, and S. Mathy, "Accounting for low solar resource days to size 100% solar
664 microgrids power systems in africa," *Renewable Energy*, vol. 131, pp. 448–458, 2019.

665 [6] N. Plain, B. Hingray, and S. Mathy, "Effect of a seasonal demand and the optimal tilt angle on
666 the sizing of 100% solar microgrids power systems in africa." Elsevier, 2020.

667 [7] T. Huld, M. Moner-Girona, and A. Kriston, "Geospatial analysis of photovoltaic mini-grid
668 system performance," *Energies*, vol. 10, no. 2, p. 218, 2017.

669 [8] N. Ghorbani, A. Kasaeian, A. Toopshekan, L. Bahrami, and A. Maghami, "Optimizing a hybrid
670 wind-pv-battery system using ga-pso and mopso for reducing cost and increasing reliability," *Energy*,
671 2017.

672 [9] L. Wang, D.-J. Lee, L.-Y. Chen, J.-Y. Yu, S.-R. Jan, S.-J. Chen, W.-J. Lee, M.-H. Tsai, W.-T. Lin, Y.-C.
673 Li *et al.*, "A micro hydro power generation system for sustainable microgrid development in rural
674 electrification of africa," in *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES'09. IEEE*. IEEE, 2009,
675 pp. 1–8.

676 [10] O. M. Longe, K. Ouahada, H. C. Ferreira, and S. Chinnappen, "Renewable energy sources
677 microgrid design for rural area in south africa," in *ISGT 2014*. IEEE, 2014, pp. 1–5.

678 [11] M. Hamza, M. Shehroz, S. Fazal, M. Nasir, and H. A. Khan, "Design and analysis of solar pv
679 based low-power low-voltage dc microgrid architectures for rural electrification," in *2017 IEEE Power
680 & Energy Society General Meeting*. IEEE, 2017, pp. 1–5.

681 [12] G. M. Bokanga, A. Raji, and M. T. Kahn, "Design of a low voltage dc microgrid system for rural
682 electrification in south africa," *Journal of Energy in Southern Africa*, vol. 25, no. 2, pp. 9–14, 2014.

683 [13] P. Ainah and K. Folly, "Development of micro-grid in sub-saharan africa: An overview," *Int. Rev.
684 Electr. Eng*, vol. 10, pp. 633–645, 2015.

685 [14] P. Loomba, S. Asgotraa, and R. Podmore, "Dc solar microgrids - a successful technology for
686 rural sustainable development," in *2016 IEEE PES PowerAfrica*. IEEE, 2016, pp. 204–208.

687 [15] Z. Ding, M. Liu, W.-J. Lee, and D. Wetz, "An autonomous operation microgrid for rural
688 electrification," in *2013 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*. IEEE, 2013, pp. 1–8.

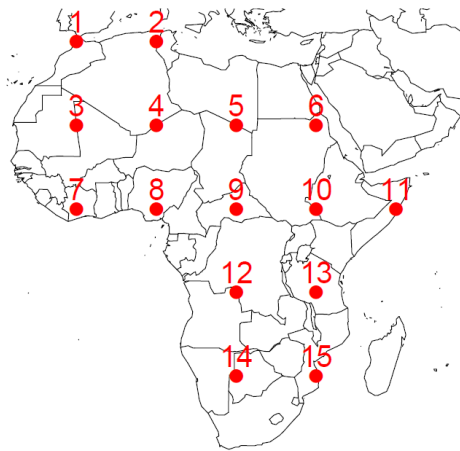
- 689 [16] M. E. Khodayar, "Rural electrification and expansion planning of off-grid microgrids," *The*
690 *Electricity Journal*, vol. 30, no. 4, pp. 68–74, 2017.
- 691 [17] G. Prinsloo, R. Dobson, and A. Brent, "Scoping exercise to determine load profile archetype
692 reference shapes for solar co-generation models in isolated off-grid rural african villages," *Journal of*
693 *Energy in Southern Africa*, vol. 27, no. 3, pp. 11–27, 2016.
- 694 [18] K. LaCommare and C. Marnay, "Microgrids and heterogeneous power quality and reliability,"
695 *International Journal of Distributed Energy Resources*, vol. 4, no. LBNL-777E, 2007.
- 696 [19] M. Taylor and E. Y. So, "Solar pv in africa: Costs and markets," *Bonn, Germany: IRENA*, 2016.
- 697 [20] M. Moner-Girona, M. Solano-Peralta, M. Lazopoulou, E. Ackom, X. Vallve, and S. Szabó,
698 "Electrification of sub-saharan africa through pv/hybrid mini-grids: Reducing the gap between current
699 business models and on-site experience," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp.
700 1148–1161, 2018.
- 701 [21] E. Harrison, P. Minnis, B. Barkstrom, V. Ramanathan, R. Cess, and G. Gibson, "Seasonal
702 variation of cloud radiative forcing derived from the earth radiation budget experiment," *Journal of*
703 *Geophysical Research: Atmospheres*, vol. 95, no. D11, pp. 18687–18703, 1990.
- 704 [22] P. Ralon, M. Taylor, A. Ilas, H. Diaz-Bone, and K. Kairies, "Electricity storage and renewables:
705 Costs and markets to 2030," *International Renewable Energy Agency: Abu Dhabi, United Arab*
706 *Emirates*, 2017.
- 707 [23] "Cams radiation service dataset "jade" over africa computed with mccler version 3 and cams
708 radiation bias correction - cams project download from [http://www.soda-pro.com/fr/help/cams-](http://www.soda-pro.com/fr/help/cams-services/cams-radiation-service/download-africa-volume)
709 [services/cams-radiation-service/download-africa-volume](http://www.soda-pro.com/fr/help/cams-services/cams-radiation-service/download-africa-volume) on the 3rd of december 2018," 2017.
- 710 [24] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar engineering of thermal processes*. John Wiley & Sons,
711 2013.
- 712 [25] R. Perez, R. Seals, P. Ineichen, R. Stewart, and D. Menicucci, "A new simplified version of the
713 perez diffuse irradiance model for tilted surfaces," *Solar energy*, vol. 39, no. 3, pp. 221–231, 1987.
- 714 [26] J. Munoz, L. Narvarte, and E. Lorenzo, "Experience with pv-diesel hybrid village power systems
715 in southern morocco," *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 15, no. 6, pp. 529–
716 539, 2007.
- 717 [27] N. D. Nordin and H. A. Rahman, "A novel optimization method for designing stand-alone
718 photovoltaic system," *Renewable Energy*, vol. 89, pp. 706–715, 2016.
- 719 [28] H. Tazvinga and T. Hove, "Technical model for optimising pv/diesel/battery hybrid power
720 systems," 2010.
- 721 [29] K. Uddin, G. Prinsloo, J. Marco, and P. Jennings, "Techno-economic analysis of the viability of
722 solar home systems using lithium-ion batteries in sub-saharan africa," *Energy Procedia*, vol. 138, pp.
723 267–272, 2017.
- 724 [30] K. Ghaib and F.-Z. Ben-Fares, "A design methodology of stand-alone photovoltaic power
725 systems for rural electrification," *Energy Conversion and Management*, vol. 148, pp. 1127–1141, 2017.
- 726 [31] M. J. Saulo and C. T. Gaunt, "The impact of capacitor coupled sub-station in rural electrification
727 of sub-saharan africa," 2015.

- 728 [32] A. Densmore and G. Prasad, "An energy market for rural, islanded micro-grids," in *2015*
729 *International Conference on the Domestic Use of Energy (DUE)*. IEEE, 2015, pp. 123–130.
- 730 [33] M. Orosz, Q. Altes-Buch, A. Mueller, and V. Lemort, "Experimental validation of an electrical
731 and thermal energy demand model for rapid assessment of rural health centers in sub-saharan africa,"
732 *Applied Energy*, vol. 218, pp. 382–390, 2018.
- 733 [34] F. Sprei, *Characterization of power system loads in rural Uganda*. Univ., 2002.
- 734 [35] J. Abaravicius, K. Sernhed, and J. Pyrko, "More or less about data: analyzing load demand in
735 residential houses," *ACEEE Summer Study Energy Effic. Build*, pp. 1–12, 2006.
- 736 [36] N. Avila, J. P. Carvallo, B. Shaw, and D. M. Kammen, "Le défi énergétique en afrique
737 subsaharienne: Guide pour les défenseurs et les."
- 738 [37] G. Prinsloo, A. Mammoli, and R. Dobson, "Discrete cogeneration optimization with storage
739 capacity decision support for dynamic hybrid solar combined heat and power systems in isolated rural
740 villages," *Energy*, vol. 116, pp. 1051–1064, 2016.
- 741 [38] G. Prinsloo, A. Mammoli, and Dobson, "Customer domain supply and load coordination: A case
742 for smart villages and transactive control in rural off-grid microgrids," *Energy*, vol. 135, pp. 430–441,
743 2017.
- 744 [39] J. Franco, V. S. Bogach, I. Pérez Arroyo, and M. Lasa, "Promoting productive uses of electricity
745 in rural electrification programs," 2017.
- 746 [40] S. Treado, "The effect of electric load profiles on the performance of off-grid residential hybrid
747 renewable energy systems," *Energies*, vol. 8, no. 10, pp. 11120–11138, 2015.
- 748 [41] C. Kirubi, A. Jacobson, D. M. Kammen, and A. Mills, "Community-based electric micro-grids can
749 contribute to rural development: evidence from kenya," *World development*, vol. 37, no. 7, pp. 1208–
750 1221, 2009.
- 751 [42] C. L. Azimoh, P. Klintonberg, F. Wallin, B. Karlsson, and C. Mbohwa, "Electricity for
752 development: Mini-grid solution for rural electrification in south africa," *Energy Conversion and*
753 *Management*, vol. 110, pp. 268–277, 2016.
- 754 [43] G. Aghajani, H. Shayanfar, and H. Shayeghi, "Demand side management in a smart micro-grid
755 in the presence of renewable generation and demand response," *Energy*, vol. 126, pp. 622–637, 2017.
- 756 [44] N. U. Blum, R. S. Wakeling, and T. S. Schmidt, "Rural electrification through village grids
757 assessing the cost competitiveness of isolated renewable energy technologies in indonesia,"
758 *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 22, pp. 482–496, 2013.
- 759 [45] G. J. Prinsloo, "Synthesis of an off-grid solar thermal cogeneration and intelligent smartgrid
760 control system for rural applications," Ph.D. dissertation, Stellenbosch: Stellenbosch University, 2018.
- 761 [46] H. Blennow, "Method for rural load estimations," *Lund Institute of Technology*, 2004.
- 762 [47] J. A. Jardini, C. M. Tahan, M. Gouvea, S. U. Ahn, and F. Figueiredo, "Daily load profiles for
763 residential, commercial and industrial low voltage consumers," *IEEE Transactions on power delivery*,
764 vol. 15, no. 1, pp. 375–380, 2000.
- 765 [48] H. Lotfi and A. Khodaei, "Levelized cost of energy calculations for microgrids," in *2016 IEEE*
766 *Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*. IEEE, 2016, pp. 1–5.

- 767 [49] T. J. Reber, S. S. Booth, D. S. Cutler, X. Li, and J. A. Salasovich, "Tariff considerations for micro-
768 grids in sub-saharan africa," National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), Tech.
769 Rep., 2018.
- 770 [50] D. C. Jordan and S. R. Kurtz, "Photovoltaic degradation rates—an analytical review," *Progress*
771 *in photovoltaics: Research and Applications*, vol. 21, no. 1, pp. 12–29, 2013.
- 772 [51] M. S. Chowdhury, K. S. Rahman, T. Chowdhury, N. Nuthammachot, K. Techato,
773 M. Akhtaruzzaman, S. K. Tiong, K. Sopian, and N. Amin, "An overview of solar photovoltaic panels end-
774 of-life material recycling," *Energy Strategy Reviews*, vol. 27, p. 100431, 2020.
- 775 [52] A. Sangwongwanich, Y. Yang, D. Sera, and F. Blaabjerg, "Lifetime evaluation of grid-connected
776 pv inverters considering panel degradation rates and installation sites," *IEEE transactions on Power*
777 *Electronics*, vol. 33, no. 2, pp. 1225–1236, 2017.
- 778 [53] A. F. Crossland, O. H. Anuta, and N. S. Wade, "A socio-technical approach to increasing the
779 battery lifetime of off-grid photovoltaic systems applied to a case study in rwanda," *Renewable Energy*,
780 vol. 83, pp. 30–40, 2015.
- 781 [54] A. McEvoy, T. Markvart, L. Castañer, T. Markvart, and L. Castaner, *Practical handbook of*
782 *photovoltaics: fundamentals and applications*. Elsevier, 2003.
- 783 [55] O. Rosnes and H. Vennemo, "The cost of providing electricity to africa," *Energy Economics*,
784 vol. 34, no. 5, pp. 1318–1328, 2012.
- 785 [56] M. Davis, "Rural household energy consumption: the effects of access to electricity evidence
786 from south africa," *Energy policy*, vol. 26, no. 3, pp. 207–217, 1998.
- 787 [57] B. I. Ouedraogo, S. Kouame, Y. Azoumah, and D. Yamegueu, "Incentives for rural off grid
788 electrification in burkina faso using lcoe," *Renewable energy*, vol. 78, pp. 573–582, 2015.
- 789 [58] N. Wamukonya, "Solar home system electrification as a viable technology option for africa's
790 development," *Energy Policy*, vol. 35, no. 1, pp. 6–14, 2007.
- 791 [59] P. Taylor, "Energy technology perspectives 2010-scenarios and strategies to 2050,"
792 *International Energy Agency, Paris, France*, 2010.
- 793 [60] M. Welsch, M. Bazilian, M. Howells, D. Divan, D. Elzinga, G. Strbac, L. Jones, A. Keane,
794 D. Gielen, V. M. Balijepalli *et al.*, "Smart and just grids for sub-saharan africa: exploring options,"
795 *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 20, pp. 336–352, 2013.
- 796 [61] S. Szabo, K. Bódis, T. Huld, and M. Moner-Girona, "Energy solutions in rural africa: mapping
797 electrification costs of distributed solar and diesel generation versus grid extension," *Environmental*
798 *Research Letters*, vol. 6, no. 3, p. 034002, 2011.
- 799 [62] G. Nikulin, C. Jones, F. Giorgi, G. Asrar, M. Büchner, R. Cerezo-Mota, O. B. Christensen,
800 M. Déqué, J. Fernandez, A. Hänsler *et al.*, "Precipitation climatology in an ensemble of cordex-africa
801 regional climate simulations," *Journal of Climate*, vol. 25, no. 18, pp. 6057–6078, 2012.
- 802 [63] J.-L. Redelsperger, C. D. Thorncroft, A. Diedhiou, T. Lebel, D. J. Parker, and J. Polcher, "African
803 monsoon multidisciplinary analysis: An international research project and field campaign," *Bulletin of*
804 *the American Meteorological Society*, vol. 87, no. 12, pp. 1739–1746, 2006.

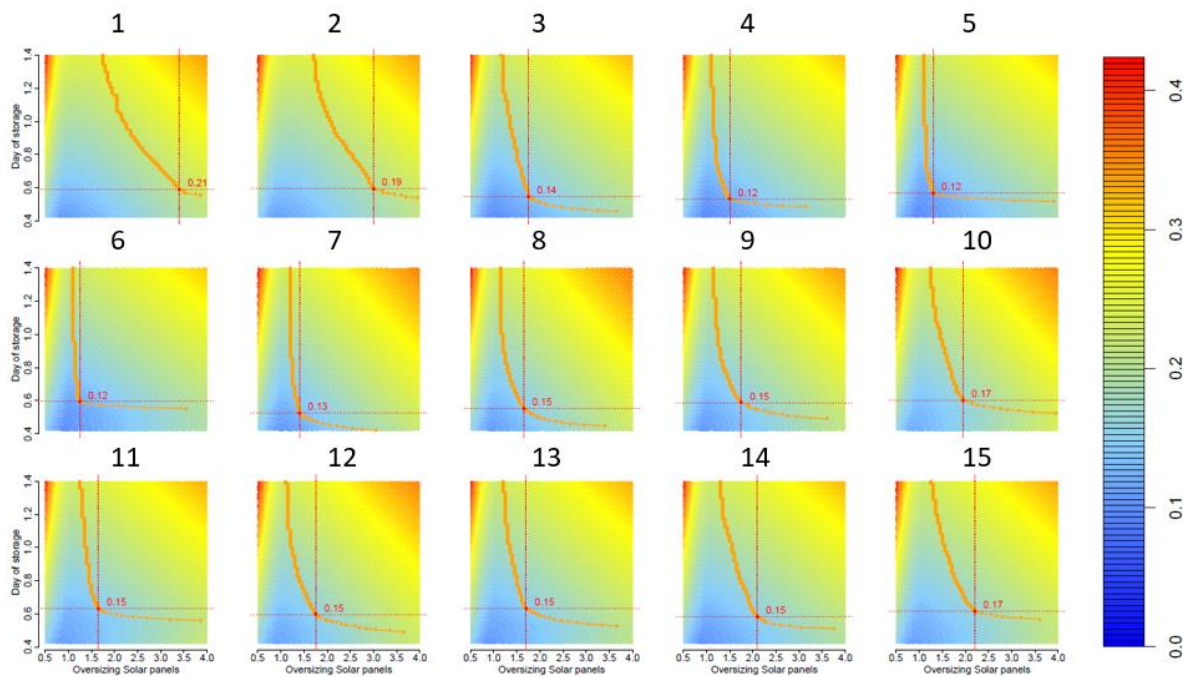
805 [64] O. Rigovacca, S. Polimeni, G. Manzolini, S. Leva, and P. Raboni, "Analyses of electrification and
806 battery ageing processes in a real offgrid hybrid microgrid," in *2019 IEEE Milan PowerTech*. IEEE, 2019,
807 pp. 1–6.

808 Supplementary material
809



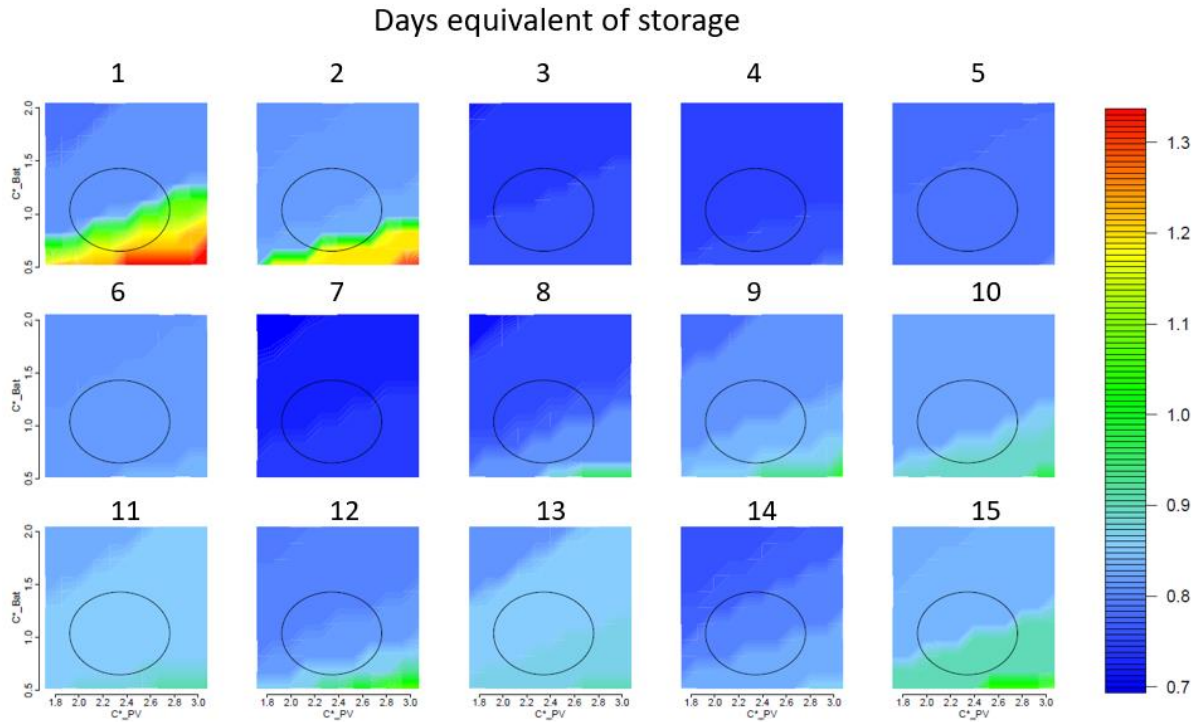
810
811 *Figure S 1 : The 15 grid points selected to represent the diversity of climate in the different areas of the African continent*
812

813

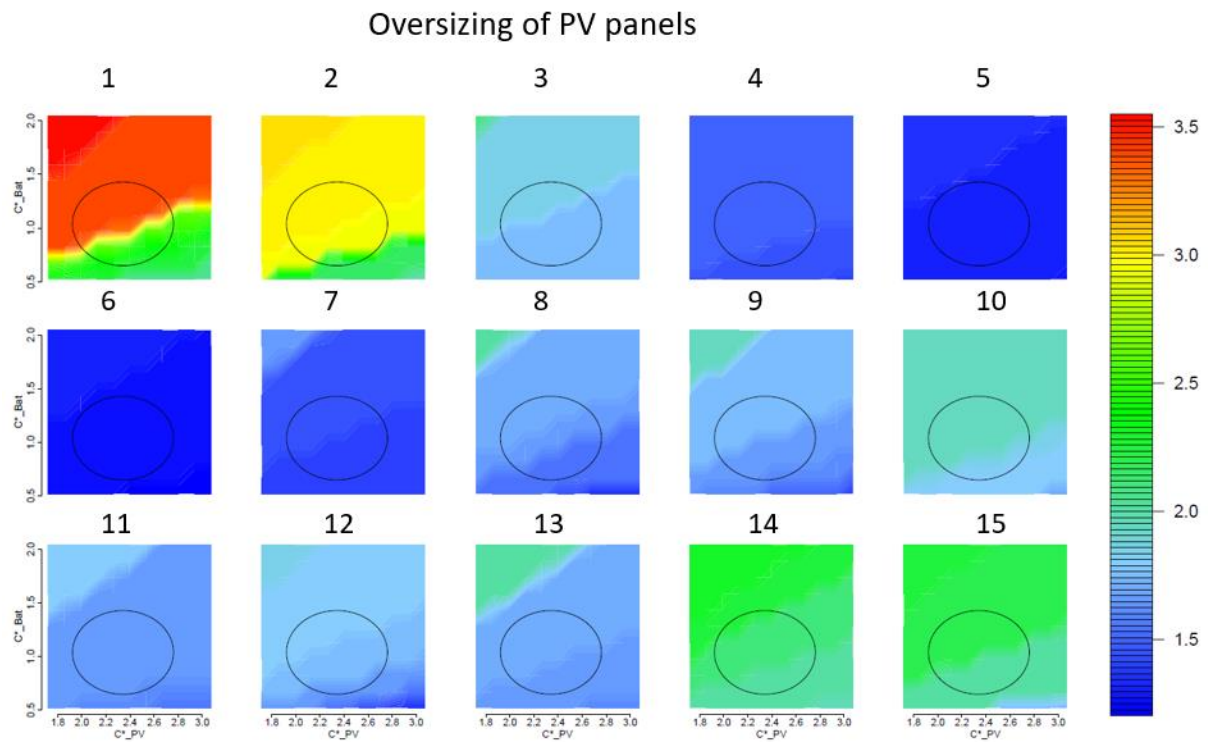


814
815 *Figure S 2 : same as Figure 6 but for the load curve with 50% of domestic uses. Levelized Cost of Energy (in \$ / kWh) for the*
816 *15 different grid points over 3 years (2009-2011). Grid point n°1 is at the top left position and then from left to right until*
817 *grid point 15 at the bottom right. The results are obtained when the tilt angle of PV panels is equal to the absolute value of*
818 *the latitude of each location. Orange curve shows the configuration for which 95% of the demand is satisfied. The red point*
819 *is the one which minimize the LCOE (with its value written in red) and have a 95DS.*

820



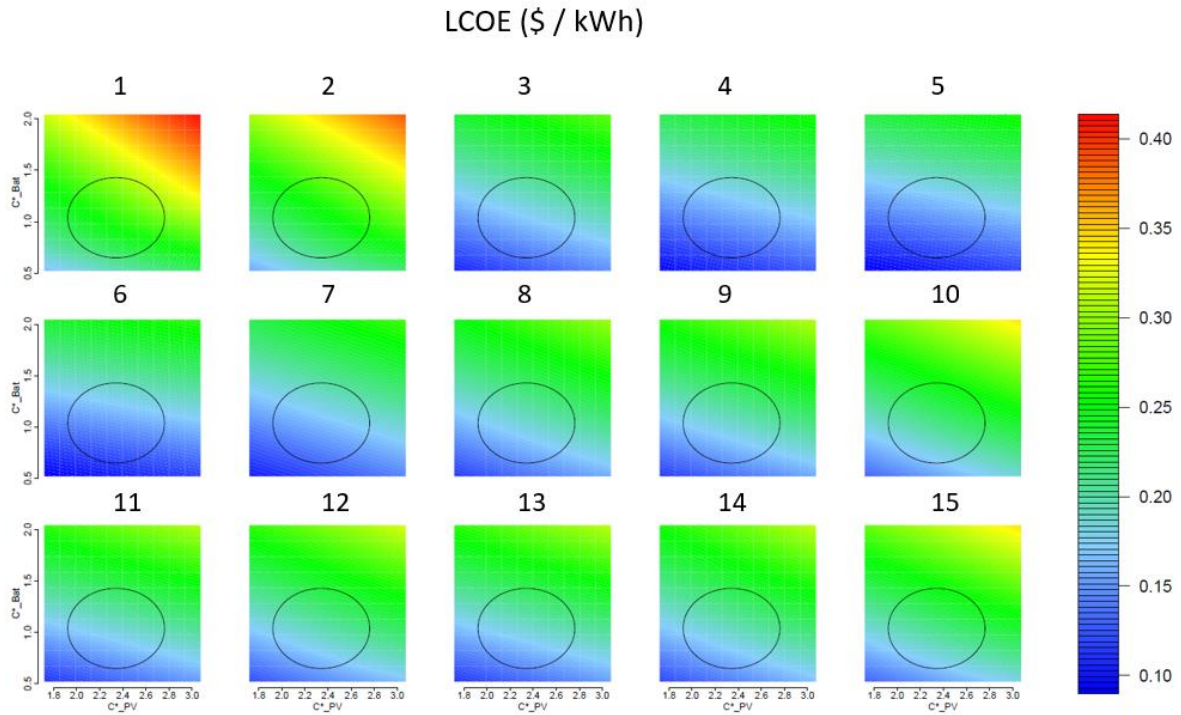
821



822

823 *Figure S 3: same as Figure 8 but for the load curve with 50% of domestic uses. Sensitivity of the required number of batteries*
 824 *(top graphic in days equivalent of storage) and of the required oversizing of PV panels (bottom) for the 15 grid points*
 825 *corresponding to optimal Levelized Cost of Energy in relation to cost of batteries and of solar panels. The ellipse is the one*
 826 *computed in section 2.4.2.*

827



828

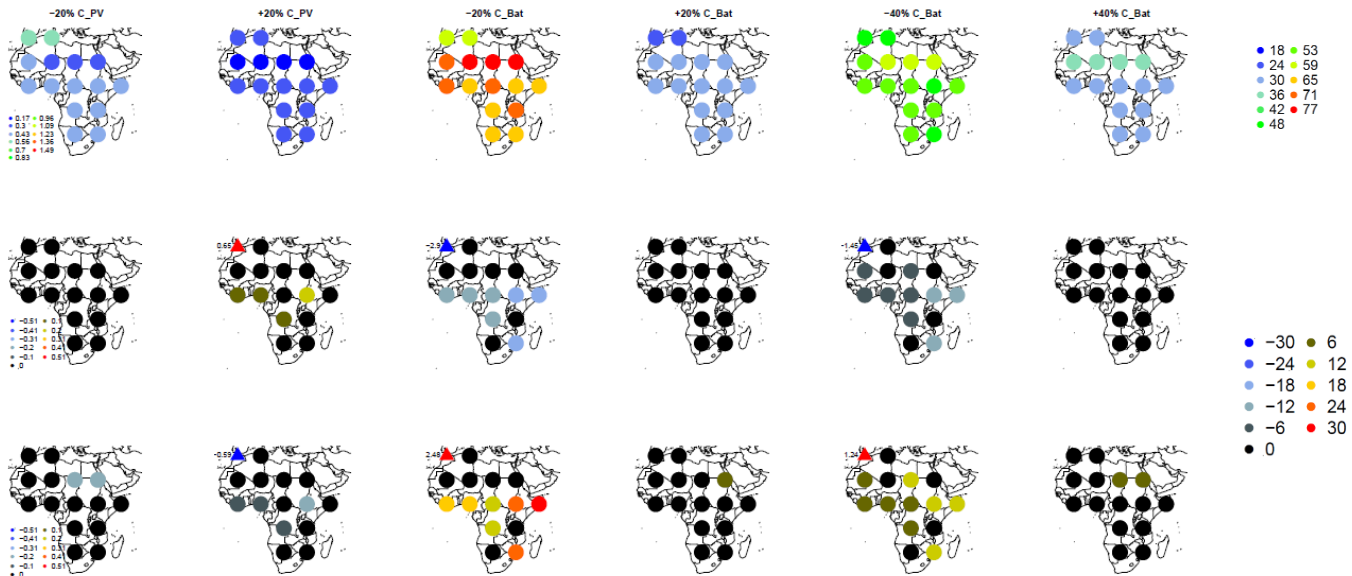
829

830

831

Figure S 4: Same as Figure 9 but for the load curve with 50% of domestic uses. Sensitivity of the optimal Levelized Cost of Energy (\$ / kWh) to cost assumptions for batteries and solar panels for the 15 grid. The ellipse is the one computed in section 2.4.2. Period 2009-2011.

832



LCOE

N_Bat

N_PV

833

834

835

836

837

Figure S 5 : Elasticity for the 15 grid points for the LCOE (top strip), number of batteries in days equivalent of storage (middle strip) and oversizing of PV panels (bottom strip) for variation of cost of PV and batteries. To adapt the legend to grid point n°1 for elasticity of the optimal number of batteries and oversizing we put a triangle where the value of the grid point is out of the legend and add the elasticity value next to the point.

CONCLUSION ET PERSPECTIVES

L'accès à l'électricité dans les milieux isolés à l'aide de ressources renouvelables est un enjeu majeur du 21^{ème} siècle et les micro-réseaux solaires sont l'une des solutions particulièrement intéressantes pour y contribuer, notamment en Afrique subsaharienne.

Dans ce travail nous avons pu explorer l'ensemble du continent africain grâce à un système générique et une base de données de rayonnement haute résolution. Cela nous a permis de tenir compte de la grande variabilité des climats qui comme on l'imaginait a un impact déterminant sur la ressource / sa variabilité et donc sur le dimensionnement des MGSI requis.

1. Synthèse des travaux

1.1. Prédimensionnement

Nos travaux montrent que le prédimensionnement des MGSI est déterminant pour assurer une bonne qualité de service à moindre coût en considérant plusieurs paramètres / facteurs essentiels.

1.1.1. *Impact des périodes de faible ensoleillement*

Notre analyse nous permet de montrer que pour obtenir une qualité de service correspondant à 95% de jours pour lesquels la totalité de la demande d'électricité est satisfaite, c'est essentiellement le dimensionnement des panneaux PV, basé sur les périodes de faible ensoleillement, qui est important. Ce surdimensionnement PV (ie le facteur multiplicateur de la surface de panneaux PV qui permet de satisfaire 95DS par rapport à un dimensionnement basé pour satisfaire uniquement la demande moyenne sur la période d'étude) est complètement indépendant du profil infra-journalier de la demande, mais dépend uniquement du niveau de demande moyen journalier.

Pour satisfaire la totalité de la demande quotidienne d'électricité 95% des jours sur une période donnée, le surdimensionnement nécessaire est d'environ deux à trois fois le dimensionnement requis pour satisfaire la consommation moyenne sur cette même période. Par contre, pour satisfaire 4 points de pourcentage supplémentaires de jours satisfait (donc pour obtenir un critère de qualité de service à 99% de jours satisfaits), il faut alors multiplier par deux le surdimensionnement obtenu pour le critère à 95% de jours satisfaits.

Globalement, la variabilité temporelle de la ressource solaire permet de fournir une bonne qualité de service tout en ayant une surface de panneaux PV limitée. Dans la plupart des régions du continent africain, les jours qui ne sont pas satisfaits, résultant d'une faible ressource solaire, sont isolés et ne sont pas étendus sur de longues périodes. Ce résultat est très intéressant puisque, s'il est possible de mettre en place des reports de demande lors des jours où la ressource solaire est plus importante, il est ainsi possible de réduire ce surdimensionnement pour une qualité de service équivalente et par conséquent un coût moindre du système. Bien sûr il faut aussi prendre en considération les critères socio-économiques pour analyser si ces reports de demande sont possibles et de quelle manière ils affectent réellement la qualité de service perçue par les usagers.

1.1.2. Le stockage

En ce qui concerne la partie stockage, nous montrons qu'il a presque uniquement pour fonction de gérer l'inadéquation entre la production électrique et la demande au niveau infra-journalier. Le stockage constitue en quelque sorte la variable d'ajustement pour les différents profils de courbe de charge infrajournaliers. Le besoin de capacité de stockage diminue avec l'intégration d'usages productifs, la quantité de panneaux PV restant inchangée. L'intégration d'usages productifs permet ainsi une diminution du coût total de l'électricité produite par le MGSI. Pour les profils de consommation électrique considérés, on observe par exemple pour certaines zones (comme en Afrique du Nord) une diminution par deux du nombre de batteries avec une courbe de charge correspondant à 100% d'usages productifs par rapport à des usages uniquement domestiques.

1.2. Demande : importance de la structure temporelle (infrajournalière et saisonnière)

La structure temporelle de la demande est un paramètre très important pour le prédimensionnement des MGSI.

En termes de variabilité basse fréquence, nous montrons dans le chapitre 7 que la saisonnalité de la demande est de premier ordre pour le dimensionnement de la surface nécessaire de panneaux solaires PV. Une saisonnalité de la demande plus ou moins marquée (30 ou 50%) peut avoir une forte influence sur le surdimensionnement des installations de MGSI. Une amplitude de saisonnalité de la demande de 30% (resp. 50%) avec un pic en JJA, conduit, dans le nord de l'Afrique et dans la partie centrale de l'Afrique du Sud, à un surdimensionnement de 25% (resp. 40%) plus faible qu'avec une demande constante, alors que le surdimensionnement, dans les latitudes entre 0 et +20° et à l'extrême Est et Sud de l'Afrique, doit être 20% (resp. 40%) plus grand.

La variabilité infrajournalière de la demande, quant à elle, affecte directement au premier ordre le nombre de batteries nécessaire pour satisfaire un critère de qualité de service donné sans pour autant modifier le nombre de panneaux solaires PV.

Une meilleure connaissance de la structure temporelle de la demande, pourrait alors permettre une réduction non négligeable du prédimensionnement nécessaire pour assurer une même qualité de service dans les cas où on trouve que la covariabilité temporelle entre cette demande et la ressource est meilleure. Cela aura un effet direct sur les coûts de ces systèmes.

1.3. Grande robustesse vis-à-vis des paramètres économiques (coût total des panneaux PV et batteries)

Enfin, ce travail de thèse montre la grande robustesse du prédimensionnement optimal (qui minimise le LCOE du MGSI) par rapport au coût des panneaux photovoltaïques et des batteries. Ce dimensionnement est presque entièrement déterminé par les patrons temporels de variabilité de la ressource et de la demande. Le nombre optimal de panneaux PV et de batteries est inchangé pour la plupart des 15 points de grille du chapitre 8 pour des variations du coût actualisé total des composants de +/- 20%.

Ces résultats devraient s'avérer très utiles pour les gouvernements, les investisseurs et les opérateurs de micro-réseaux. Ils pourront ainsi estimer le nombre de panneaux solaires et batteries nécessaires pour une zone donnée sans connaître les coûts relatifs exacts de ces deux composants.

2. Perspectives

Le sujet du développement des micro-réseaux, notamment solaires, pour l'accès à l'électricité dans les zones les plus reculées du continent africain est en pleine expansion. Plusieurs perspectives s'ouvrent alors pour continuer ce travail en interdisciplinaire avec les sciences de la Terre, les sciences économiques et les sciences humaines et sociales.

2.1. Ce n'est pas seulement une histoire de « données »

2.1.1. Ressource et variabilité

a. Les données

Comme décrit dans le chapitre 3 partie 4, la qualité des données d'irradiation solaire provenant des satellites sur le continent africain est encore mal connue. C'est évidemment une limite critique pour tous les projets cherchant à développer des systèmes solaires sur ce continent. Dans ce contexte, un effort international majeur pour le déploiement d'un réseau de mesure du rayonnement solaire sur ce continent, même peu dense, est réellement nécessaire. Si l'on considère la très grande demande sociétale pour un accès à l'électricité dans la région et la capacité des MGSI pour y répondre, cet effort d'observation et de collecte de données devrait bien évidemment impliquer des institutions gouvernementales (services météorologiques, laboratoires de recherche) mais aussi des collectivités locales et des entreprises privées. De nombreuses mesures au sol sont actuellement effectuées en Afrique pour le développement et la gestion de nouveaux projets d'énergie solaire. Ces mesures devraient être généralisées et les données qui en résultent, devraient être mises à la disposition de tous, pour contribuer à une meilleure évaluation de la qualité des données de rayonnement satellite et à leur tour à une meilleure connaissance du potentiel solaire en Afrique et de sa variabilité.

b. La variabilité interannuelle

Comme nous l'avons vu dans le chapitre 5 partie 3.4., la variabilité interannuelle de la ressource solaire peut être importante dans certaines zones du continent africain. Or pour de nombreux projets, le dimensionnement de ces micro-réseaux se fait sur la base d'années météorologiques typiques ou de courtes chroniques. De même, avant d'installer une centrale solaire de taille importante, des mesures sont réalisées sur place pour estimer la ressource solaire mais uniquement sur une durée limitée (de 6 à 12 mois environ). Ces courtes périodes sont sans doute peu représentatives et insuffisantes pour avoir une bonne estimation de la ressource, de sa variabilité et en particulier des extrêmes et des périodes de ressource réduites. Erreur qui pourrait être potentiellement considérable dans le dimensionnement de ces MGSI et entraîner en cas de surestimation de la ressource solaire, une moins

bonne qualité de service pour les communautés, une contrainte sur les activités productives dépendantes de l'électricité et un chiffre d'affaires généré moins important qui pourrait poser des problèmes aux opérateurs et à la communauté pour rembourser les crédits associés.

c. L'angle d'inclinaison et les systèmes de suivi

Nous avons montré au chapitre 7 que l'angle d'inclinaison optimal n'influence que peu le surdimensionnement nécessaire pour satisfaire 95% des jours sur une période donnée. Celui-ci peut être différent de plusieurs degrés voire dizaine de degrés par rapport à la valeur absolue de la latitude. Néanmoins, le gain en surdimensionnement par rapport à un angle égal à cette valeur absolue n'est pas supérieur à 4% pour une demande non saisonnière et 9% pour une demande avec une amplitude de saisonnalité égale à 30%. La règle d'usage qui veut que les panneaux soient inclinés avec un angle égal à la latitude semble donc toujours valide ici. Ce qui est aussi un résultat pratique, facilitant le dimensionnement de ces systèmes.

Notre analyse est cependant limitée car nous avons considéré des panneaux fixes avec une inclinaison prescrite. Les systèmes PV de suivi solaire automatisés ne sont évidemment pas une option pour les MGSI car en plus du surcoût important qu'ils impliquent, ils diminuent fortement la robustesse du système de production. Les quasi-systèmes de suivi qui permettent de modifier (manuellement par exemple) l'angle d'inclinaison plusieurs fois au cours de l'année sont probablement ici une solution technique alternative intéressante [157, 158]. Ils ne nécessitent pas de technologie complexe, ni de maintenance mais permettraient d'augmenter facilement l'adéquation temporelle ressource / demande d'un mois à l'autre. Cela pourrait permettre une amélioration significative de la qualité de service tout en conservant un système robuste. Une analyse similaire à celle présentée en chapitre 7 pourrait être intéressante pour évaluer les gains potentiels en termes de réduction du dimensionnement nécessaire ou d'augmentation de la qualité de service.

d. Autres facteurs potentiels

Les effets des températures sur efficacité des cellules / des batteries

Nous n'avons pas pris en compte l'effet de la température sur l'efficacité des cellules PV et sur la durée de vie des batteries pour simplifier nos analyses dans un premier temps. Or cet effet, notamment dans différentes zones du continent africain où les températures peuvent être très chaudes et les variations importantes, peut modifier de façon importante ces deux paramètres et donc le prédimensionnement des MGSI. Ces effets peuvent être encore amplifiés dans un contexte de changement climatique. Comment le prédimensionnement optimal des MGSI serait modifié si la température réelle est prise en compte. Quel serait l'impact sur les différents composants du système ?

Effets des poussières sur le rayonnement et l'efficacité des panneaux PV

Un autre facteur qui n'a pas été pris en compte est l'effet des poussières sur l'efficacité des panneaux PV et sur le rayonnement. En ce qui concerne l'efficacité des panneaux PV, celle-ci est fortement diminuée lorsqu'il y a un dépôt même minime sur les panneaux solaires. Or, un grand nombre de pays d'Afrique subsaharienne sont soumis à du transport et dépôts de poussières avec des climats arides. Il est alors nécessaire de prévoir un système de nettoyage régulier des panneaux PV pour garder l'efficacité maximale. Comment prendre en compte ces effets en fonction des zones géographiques

dans notre modélisation ? Comment cela impacterait le surdimensionnement nécessaire des panneaux solaires si un système de nettoyage régulier et efficace n'est pas mis en place ?

D'autre part, l'effet de ces poussières sur le rayonnement est encore mal pris en compte dans les images satellites qui nous permettent d'obtenir les valeurs d'irradiation reçues au niveau du sol, utilisées dans nos calculs. Une telle prise en compte serait essentielle pour augmenter la fiabilité des données de prédimensionnement des MGSI dans les différentes zones du continent africain.

Intérêt de prévision court terme de la ressource pour une meilleure gestion des micro-réseaux

La prévision court terme (à quelques heures / jours) de la ressource pourrait permettre aux communautés de mieux gérer son adéquation temporelle avec la demande. Cela pourrait par exemple permettre de faire des reports de demande ou de ne pas utiliser l'électricité pour des usages considérés comme moins prioritaires (à définir) par les usagers lorsque la ressource solaire attendue dans les prochaines / heures ou jours serait faible. L'intérêt d'un outil très simple, s'appuyant par exemple sur les services de téléphonie, à destination des communautés en lien avec les prévisions météorologiques dans les différentes zones d'Afrique pourrait être intéressant à évaluer. Quelle serait alors le pouvoir de cet outil sur les choix des consommateurs et le report ou effacement possible des différents usages de l'électricité ? Un tel outil serait-il à même d'établir des prévisions fiables, sur quelle échelle de temps et avec quelle finesse géographique pour la prévision ?

Evolution possible de la ressource solaire et de sa variabilité en changement climatique ?

Enfin, nous ne prenons pas en compte dans notre travail les évolutions possibles de la ressource solaire et de sa variabilité dans un contexte global de changement climatique. Avec des effets sur les régimes de mousson par exemple qui pourraient impacter la production d'électricité solaire et sa variabilité saisonnière et jour à jour. Plusieurs études commencent déjà à quantifier ces effets [159, 160, 161]. Il serait alors intéressant d'étudier comment est modifié le prédimensionnement des MGSI si on prend les prévisions des différents scénarios de dérèglement climatique pour les vingt prochaines années plutôt qu'en utilisant les années précédentes comme ce que nous avons fait dans notre étude. Est-ce qu'il pourrait y avoir une tendance importante qui impacterait au premier ordre le dimensionnement des installations solaires ?

2.1.2. La demande d'électricité et plus largement d'énergie dans les zones rurales

a. Les données

La demande en électricité dans les villages ruraux d'Afrique subsaharienne est encore très mal connue pour le moment du fait d'un grand nombre de paramètres comme la diversité des usages, les différents niveaux de développement économique et humain etc. Comprendre la manière dont les populations peuvent s'approprier l'électricité dans le cadre des usages énergétiques est un enjeu. Mieux comprendre les facteurs sociotechniques guidant l'évolution de la demande au niveau des ménages et des usages productifs dans le temps est nécessaire pour proposer des systèmes adaptés aux usages et aux usagers. Il apparaît également important d'évaluer les usages non prioritaires qui peuvent être envisagés avec plus de flexibilité temporelle de manière à assurer au maximum l'adéquation avec la ressource solaire.

Un effort important est à fournir en ce qui concerne les données de consommation dans les zones rurales des pays d'Afrique subsaharienne. En effet, comme nous l'avons vu dans le chapitre 2 partie 3

encore peu de données sont à notre disposition et il est difficile de pouvoir créer des profils de courbe de demande « types » sans pouvoir s'appuyer sur un nombre significatif de courbes de demande de MGSI.

Au premier ordre, il faut avoir une meilleure connaissance du profil moyen espéré au niveau infrajournalier ainsi que de la structure saisonnière de la demande, sans doute liée pour partie aux conditions météorologiques du moment (cf. demande agricole pilotée par des facteurs météorologiques). Ensuite il serait aussi intéressant d'évaluer comment ce profil infrajournalier peut varier d'un jour à l'autre, ce qui pourrait aussi fortement moduler la qualité de service initialement projetée.

Une meilleure connaissance de la demande nous permettrait de proposer des prédimensionnements plus fins en fonction des configurations de villages rencontrés. Nous pourrions alors améliorer nos hypothèses, notamment pour la représentation de la saisonnalité de la demande que nous prenons dans le chapitre 7. Celle-ci pourrait intégrer plusieurs pics saisonniers de demande d'intensité spécifique qui peuvent probablement exister au cours de la même année, par exemple en raison de plusieurs récoltes.

Une autre question importante est l'évolution dans le temps de la demande électrique après l'installation du micro-réseau qui pourrait aussi modifier le prédimensionnement nécessaire pour réellement assurer la qualité de service visée sur la période considérée.

Il est probable qu'il soit impossible de développer une solution générique pour le prédimensionnement de ces configurations de MGSI. Il est probable qu'on soit au contraire obligé de rechercher des données locales de systèmes similaires à la configuration visée pour obtenir une estimation raisonnable de la dynamique possible du système.

Au premier ordre, il est donc urgent d'essayer de mieux comprendre comment peut se structurer la demande dans le temps. Une première source d'information sans doute utile serait d'exploiter les informations relatives aux villages ruraux connectés au réseau. Ceux-ci pourraient permettre d'affiner les connaissances sur le bouquet d'utilisateurs, la saisonnalité et la structure infrajournalière de la consommation. De tels travaux ont été engagés dans le cadre d'une première mission au Nigéria avec l'ambassade de France en Décembre 2019 visant à rencontrer les différents acteurs institutionnels qui travaillent sur ces questions. Cela s'inscrit dans la continuité des travaux [162, 163, 164] qui avaient été conduits dans les capitales d'Afrique de l'Ouest et que nous pourrions mener pour ces villages ruraux connectés au réseau.

Une seconde source d'information à moyen terme pourrait reposer sur le développement plus large de compteurs électriques très simples pour équiper les MGSI. Ceci nous permettrait d'avoir des données quantitatives sur des périodes temporelles importantes avec un pas de temps fin. Ces données sont souvent la propriété des opérateurs de ces micro-réseaux et un effort de mise à disposition pour les organismes de recherche / institutions publiques serait très utile pour avoir une meilleure connaissance de cette demande.

En l'état actuel des travaux sur ce sujet il est encore très difficile de proposer un prédimensionnement standardisé de MGSI pour chaque forme de courbe de demande. Ce dimensionnement doit prendre en compte les spécificités des communautés et de chaque projet sur le terrain.

b. Le critère de qualité service avec priorisation des usages

Comme nous l'avons vu, le critère de qualité de service peut être défini de différentes façons. Que ce soit au niveau de la valeur seuil choisie, en incluant une priorisation des usages ou en considérant des périodes de temps plus fines que celle uniquement journalière.

Sur ces sujets, il est important de continuer le travail interdisciplinaire initié entre climatologie et sciences humaines et sociales pour bien appréhender les enjeux de la qualité de service. La notion de qualité de service doit tenir compte des attentes des différents usagers et être adaptée aux contraintes et opportunités des systèmes techniques. Dans le cas des micro-réseaux solaires, un enjeu important serait de comprendre dans quelle mesure il serait possible et acceptable de tenir compte d'attentes différentes selon les différents usages. Dans quelle mesure une différenciation des usagers serait acceptable ? En effet certains usagers peuvent être considérés comme prioritaires par rapport à d'autres (les services publics par exemple), ainsi que certains usages pour chaque type d'utilisateur. Une telle démarche doit conduire à l'élaboration de nouveaux critères de qualité de service pour apprécier le service rendu en impliquant les usagers du système. Le critère utilisé de 95DS n'est sans doute pas un bon critère de dimensionnement par rapport à la réalité des attentes des usages et des villages ruraux dans lesquels implémenter ces MGSI. Qu'est-ce que les usagers vont attendre / peuvent accepter comme adaptabilité pour se greffer au mieux sur une ressource variable ?

Ainsi, nous montrons dans le chapitre 6 que le surdimensionnement nécessaire est généralement deux fois plus important pour satisfaire 99% des jours que 95% sur une période donnée. Il serait possible d'évaluer comment est modifié ce surdimensionnement en fonction de valeurs seuils qui pourraient être moins importantes et répondre au réel besoin / capacité à payer des communautés.

Dans nos analyses, nous n'avons pas inclus de priorisation des usages dans le critère de qualité de service ce qui permettrait de relâcher ce critère pour certains paquets d'usages et de l'augmenter pour d'autres. Cette priorisation serait associée à des tarifs spécifiques pour différents groupes d'utilisateurs en fonction de leurs besoins et de leurs demandes. Des tarifs plus bas pour ces usagers permettrait de leur demander de couper une partie de leur consommation de manière à assurer la consommation des usages ou usagers prioritaires. Ce mécanisme pourrait permettre de diminuer le prix du kWh pour certains usagers et de l'augmenter pour d'autres en pouvant peut être améliorer la rentabilité de ces micro-réseaux solaires pour les rendre plus attractifs pour les investisseurs. Par exemple dans le chapitre 6, nous montrons que dans certaines zones, principalement situées à l'Est de la bande sahélienne, où la ressource n'est pas beaucoup influencée par les conditions météorologiques, les jours de faible ressource peuvent être regroupés sur des séquences temporelles de plusieurs jours. Il serait alors intéressant d'analyser les effets socio-économiques potentiels de ces longues périodes de sécheresse solaire et d'évaluer la viabilité du système qui en résulte.

Au-delà, il faut aussi comprendre dans quelle mesure la gouvernance et les systèmes de tarification et de paiement peuvent favoriser une bonne appropriation de ces moyens de production technique et une bonne utilisation des opportunités offertes par le micro-réseau.

c. Evolution possible de la demande et de sa variabilité dans un contexte de changement climatique ?

En plus de son impact sur la ressource, il serait aussi intéressant d'étudier comment le changement climatique peut impacter la demande électrique dans les zones rurales d'Afrique Subsaharienne. Est-ce que le changement climatique va impliquer une modification des comportements et des activités qui va entraîner des usages différents / nouveaux de l'électricité et modifier ainsi la courbe de charge globale et son évolution ? Est-ce que l'accès à l'électricité va permettre aux populations d'être plus résilientes face à l'augmentation des événements extrêmes en permettant la création de nouveaux usages ?

2.2. Systèmes de micro-réseaux hybrides (sources / usages) et complémentarité des ressources renouvelables

Dans le chapitre 3 partie 2, nous avons présenté les différentes ressources mobilisables pour alimenter en électricité ces micro-réseaux isolés. Pour modifier la variabilité temporelle de la production et obtenir une meilleure adéquation avec la demande, nous pourrions conduire de nouvelles analyses de prédimensionnement en hybridant la ressource solaire avec d'autres formes d'énergies renouvelables telles que l'éolien et l'hydroélectricité au fil de l'eau. La complémentarité temporelle entre ces différentes ressources a été mise en évidence dans un certain nombre de travaux récents (par exemple [165, 166]). La complémentarité des sources pour ces journées à faibles ressources solaires mériterait une investigation dédiée comme le suggèrent les travaux récents sur les sécheresses énergétiques dans différentes régions européennes par [133]. Une meilleure adéquation production / demande pourrait ainsi permettre de réduire le coût de ces micro-réseaux tout en conservant des systèmes robustes et déployables à grande échelle.

L'hybridation des usages est aussi un point important dans l'optimisation des configurations de MG. Une possibilité par exemple est de considérer en complément de la production d'électricité, la production de chaleur par exemple. De nombreux usages dans les villages ruraux nécessitent l'utilisation de chaleur comme pour chauffer de l'eau, pour la cuisine ou pour des usages productifs comme l'élevage d'alevins. Il serait alors possible d'étudier dans quelle mesure celle-ci pourrait être produite grâce à des panneaux solaires thermiques en complément des panneaux solaires PV pour la production d'électricité. Nous pourrions alors évaluer comment sont modifiés les coûts de l'ensemble du système en fonction des différentes zones du continent africain.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] B. United Nations Framework Convention on Climate Change, "Unfccc adoption of the paris agreement (1/cp.21)," 2015.
- [2] P. J. First, "Global warming of 1.5-degree celsius. an ipcc special report on the impacts of global warming of 1.5 c above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change," *Sustainable Development, and Efforts to Eradicate Poverty*. <https://www.ipcc.ch/sr15/>. Accessed, vol. 1, 2019.
- [3] M. McGillivray and H. White, "Measuring development? the undp's human development index," *Journal of international development*, vol. 5, no. 2, pp. 183–192, 1993.
- [4] R. Parajuli, "Access to energy in mid/far west region-nepal from the perspective of energy poverty," *Renewable energy*, vol. 36, no. 9, pp. 2299–2304, 2011.
- [5] K. Danielsen, "Gender equality, women's rights and access to energy services," *A paper presented to the Ministry of Foreign Affairs of Denmark*, 2012.
- [6] A. Gaye *et al.*, "Access to energy and human development," *Human development report*, vol. 2008, p. 2007, 2007.
- [7] M. Bazilian, P. Nussbaumer, A. Cabraal, R. Centurelli, R. Detchon, D. Gielen, H. Rogner, M. Howells, H. McMahon, V. Modi *et al.*, "Measuring energy access: Supporting a global target," *Earth Institute, Columbia University, New York*, vol. 8, 2010.
- [8] A. J. Bradbrook and J. G. Gardam, "Placing access to energy services within a human rights framework," *Human Rights Quarterly*, pp. 389–415, 2006.
- [9] M. Kanagawa and T. Nakata, "Assessment of access to electricity and the socio-economic impacts in rural areas of developing countries," *Energy policy*, vol. 36, no. 6, pp. 2016–2029, 2008.
- [10] S. Tully, "The human right to access electricity," *The Electricity Journal*, vol. 19, no. 3, pp. 30–39, 2006.
- [11] P. Alstone, D. Gershenson, and D. M. Kammen, "Decentralized energy systems for clean electricity access," *Nature Climate Change*, vol. 5, no. 4, pp. 305–314, 2015.
- [12] A. L. Kooijman-van Dijk and J. Clancy, "Impacts of electricity access to rural enterprises in bolivia, tanzania and vietnam," *Energy for Sustainable Development*, vol. 14, no. 1, pp. 14–21, 2010.
- [13] C.-W. Shyu, "Ensuring access to electricity and minimum basic electricity needs as a goal for the post-mdg development agenda after 2015," *Energy for Sustainable Development*, vol. 19, pp. 29–38, 2014.
- [14] S. Ahmad, M. V. Mathai, and G. Parayil, "Household electricity access, availability and human well-being: Evidence from india," *Energy Policy*, vol. 69, pp. 308–315, 2014.
- [15] V. Beguerie, "Impact de l'accès à l'énergie sur les conditions de vie des femmes et des enfants en milieu rural: analyse d'impact du programme des plate-formes multifonctionnelles au burkina faso," Ph.D. dissertation, 2015.
- [16] S. Oparaocha and S. Dutta, "Gender and energy for sustainable development," *Current Opinion in Environmental Sustainability*, vol. 3, no. 4, pp. 265–271, 2011.
- [17] T. Dinkelman, "The effects of rural electrification on employment: New evidence from south africa," *American Economic Review*, vol. 101, no. 7, pp. 3078–3108, 2011.

- [18] E. Haves, "Does energy access help women," *Beyond anecdotes: a review of the evidence*. Ashden, London, UK, 2012.
- [19] A. Scott, L. Worrall, J. Hornberg, and L. S. To, "How solar household systems contribute to resilience," 2017.
- [20] F. B. Verspieren, "The application of photovoltaics to water pumping and irrigation in Africa," in *Photovoltaic Solar Energy Conference*. Springer, 1981, pp. 439–445.
- [21] IEA., *World Energy Outlook 2017*. Organisation for Economic Co-operation and Development, OECD, 2017.
- [22] T. W. Bank, "Share of the population with access to electricity," 2016.
- [23] IEA., *World Energy Outlook 2018*. Organisation for Economic Co-operation and Development, OECD, 2018.
- [24] I. WEO, "Special report: Energy access outlook," *IEA WEO: Paris, France*, 2017.
- [25] F. énergies pour le monde, *Electrifier l'Afrique rurale Un défi économique, un impératif humain*. Observ'ER, 2019.
- [26] D. Griggs, M. Stafford-Smith, O. Gaffney, J. Rockström, M. C. Öhman, P. Shyamsundar, W. Steffen, G. Glaser, N. Kanie, and I. Noble, "Policy: Sustainable development goals for people and planet," *Nature*, vol. 495, no. 7441, p. 305, 2013.
- [27] G. Assembly, "sustainable development goals," *SDGs, Transforming our world: the*, vol. 2030, 2015.
- [28] N. Unies, "Objectifs du millénaire pour le développement," *Disponible sur <http://www.unicef.org/french/mdg/childmortality.html>*, 2005.
- [29] M. Garenne, "La difficile évaluation des objectifs du millénaire pour le développement," *Development*, p. 130, 2015.
- [30] S. Pachauri, "Reaching an international consensus on defining modern energy access," *Current Opinion in Environmental Sustainability*, vol. 3, no. 4, pp. 235–240, 2011.
- [31] B. Van der Kroon, R. Brouwer, and P. J. Van Beukering, "The energy ladder: Theoretical myth or empirical truth? results from a meta-analysis," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 20, pp. 504–513, 2013.
- [32] F. F. Nerini, J. Tomei, L. S. To, I. Bisaga, P. Parikh, M. Black, A. Borrion, C. Spataru, V. C. Broto, G. Anandarajah *et al.*, "Mapping synergies and trade-offs between energy and the sustainable development goals," *Nature Energy*, vol. 3, no. 1, pp. 10–15, 2018.
- [33] W. H. Organization *et al.*, "Tracking sdg 7," 2019.
- [34] T. W. Bank, "Population growth," 2017.
- [35] ADEME, "Les moyens de production d'énergie électriques et thermiques," 2014.
- [36] M. Bhatia and N. Angelou, "Capturing the multi-dimensionality of energy access," 2014.
- [37] W. Bank, *ESMAP Annual Report 2014*. World Bank Group, Washington, DC, 2014.

- [38] M. Franz, N. Hayek, N. Peterschmidt, M. Rohrer, B. Kondev, R. Adib, C. Cader, A. Carter, P. George, H. Gichungi *et al.*, “Mini-grid policy tool-kit. policy and business frameworks for successful mini-grid roll-outs; guide pratique de la politique des mini-reseaux. cadres politique et economique pour des deploiements reussis de mini-reseaux,” 2014.
- [39] S. Booth, X. Li, I. Baring-Gould, D. Kollanyi, A. Bharadwaj, and P. Weston, “Productive use of energy in african micro-grids: Technical and business considerations,” National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), Tech. Rep., 2018.
- [40] C. Kirubi, A. Jacobson, D. M. Kammen, and A. Mills, “Community-based electric micro-grids can contribute to rural development: evidence from kenya,” *World development*, vol. 37, no. 7, pp. 1208–1221, 2009.
- [41] M. D. Al-Falahi, S. Jayasinghe, and H. Enshaei, “A review on recent size optimization methodologies for standalone solar and wind hybrid renewable energy system,” *Energy Conversion and Management*, vol. 143, pp. 252–274, 2017.
- [42] P. P. Vergara, J. M. Rey, L. C. P. Da Silva, and G. Ordóñez, “Comparative analysis of design criteria for hybrid photovoltaic/wind/battery systems,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, no. 3, pp. 253–261, 2016.
- [43] D. Abbes, A. Martinez, and G. Champenois, “Eco-design optimisation of an autonomous hybrid wind–photovoltaic system with battery storage,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 6, no. 5, pp. 358–371, 2012.
- [44] R. Rajkumar, V. K. Ramachandaramurthy, B. Yong, and D. Chia, “Techno-economical optimization of hybrid pv/wind/battery system using neuro-fuzzy,” *Energy*, vol. 36, no. 8, pp. 5148–5153, 2011.
- [45] R. Gupta, R. Kumar, and A. K. Bansal, “Bbo-based small autonomous hybrid power system optimization incorporating wind speed and solar radiation forecasting,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 41, pp. 1366–1375, 2015.
- [46] M. Sharafi and T. Y. ELMekkawy, “Multi-objective optimal design of hybrid renewable energy systems using pso-simulation based approach,” *Renewable Energy*, vol. 68, pp. 67–79, 2014.
- [47] T. Ma, H. Yang, L. Lu, and J. Peng, “Technical feasibility study on a standalone hybrid solar-wind system with pumped hydro storage for a remote island in hong kong,” *Renewable energy*, vol. 69, pp. 7–15, 2014.
- [48] A. H. Mamaghani, S. A. A. Escandon, B. Najafi, A. Shirazi, and F. Rinaldi, “Techno-economic feasibility of photovoltaic, wind, diesel and hybrid electrification systems for off-grid rural electrification in colombia,” *Renewable Energy*, vol. 97, pp. 293–305, 2016.
- [49] D. K. Khatod, V. Pant, and J. Sharma, “Analytical approach for well-being assessment of small autonomous power systems with solar and wind energy sources,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 25, no. 2, pp. 535–545, 2009.
- [50] R. Hosseinalizadeh, H. Shakouri, M. S. Amalnick, and P. Taghipour, “Economic sizing of a hybrid (pv–wt–fc) renewable energy system (hres) for stand-alone usages by an optimization-simulation model: Case study of iran,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 54, pp. 139–150, 2016.
- [51] S. Sanajaoba and E. Fernandez, “Maiden application of cuckoo search algorithm for optimal sizing of a remote hybrid renewable energy system,” *Renewable energy*, vol. 96, pp. 1–10, 2016.

- [52] M. Sharafi, "Multi-objective optimal design of hybrid renewable energy systems using simulation-based optimization," 2015.
- [53] K. LaCommare and C. Marnay, "Microgrids and heterogeneous power quality and reliability," *International Journal of Distributed Energy Resources*, vol. 4, no. LBNL-777E, 2007.
- [54] R. Lasseter, A. Akhil, C. Marnay, J. Stephens, J. Dagle, R. Guttromsom, A. S. Meliopoulos, R. Yinger, and J. Eto, "Integration of distributed energy resources. the certs microgrid concept," Lawrence Berkeley National Lab. (LBNL), Berkeley, CA (United States), Tech. Rep., 2002.
- [55] K. Hirose, T. Takeda, and S. Muroyama, "Study on field demonstration of multiple power quality levels system in sendai," in *INTELEC 06-Twenty-Eighth International Telecommunications Energy Conference*. IEEE, 2006, pp. 1–6.
- [56] N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani, and C. Marnay, "Microgrids," *IEEE power and energy magazine*, vol. 5, no. 4, pp. 78–94, 2007.
- [57] T. Huld, M. Moner-Girona, and A. Kriston, "Geospatial analysis of photovoltaic mini-grid system performance," *Energies*, vol. 10, no. 2, p. 218, 2017.
- [58] P. Taylor, "Energy technology perspectives 2010-scenarios and strategies to 2050," *International Energy Agency, Paris, France*, 2010.
- [59] M. Welsch, M. Bazilian, M. Howells, D. Divan, D. Elzinga, G. Strbac, L. Jones, A. Keane, D. Gielen, V. M. Balijepalli *et al.*, "Smart and just grids for sub-saharan africa: exploring options," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 20, pp. 336–352, 2013.
- [60] S. Szabo, K. Bódis, T. Huld, and M. Moner-Girona, "Energy solutions in rural africa: mapping electrification costs of distributed solar and diesel generation versus grid extension," *Environmental Research Letters*, vol. 6, no. 3, p. 034002, 2011.
- [61] M. Kojima, X. Zhou, J. J. Han, J. De Wit, R. Bacon, and C. Trimble, *Who uses electricity in Sub-Saharan Africa? findings from household surveys*. The World Bank, 2016.
- [62] GIZ, *What size shall it be? A guide to mini-grid sizing and demand forecasting*. The German Climate Technology Initiative GIZ Promotion of Solar-Hybrid Mini-Grids, 2016.
- [63] S. A. . OCDE/AIE, "Consommation d'électricité (kwh par habitant)," 2014.
- [64] R. Bilan prévisionnel de l'équilibre, "offre-demande d'électricité en france," Technical report, RTE, Tech. Rep., 2016.
- [65] N. U. Blum, R. S. Wakeling, and T. S. Schmidt, "Rural electrification through village grids assessing the cost competitiveness of isolated renewable energy technologies in indonesia," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 22, pp. 482–496, 2013.
- [66] E. Hartvigsson and E. O. Ahlgren, "Comparison of load profiles in a mini-grid: Assessment of performance metrics using measured and interview-based data," *Energy for sustainable development*, vol. 43, pp. 186–195, 2018.
- [67] G. Prinsloo, R. Dobson, and A. Brent, "Scoping exercise to determine load profile archetype reference shapes for solar co-generation models in isolated off-grid rural african villages," *Journal of Energy in Southern Africa*, vol. 27, no. 3, pp. 11–27, 2016.

- [68] H. Al-Hammad, T. Becker, A. Bode, S. Gupta, and S. Kreibiehl, "Renewable energy in hybrid mini-grids and isolated grids: economic benefits and business cases," *Frankfurt School UNEP Collaborating Centre for Climate and Sustainable Energy Finance*, 2015.
- [69] A. Berthonnet, "L'électrification rurale," *Histoire Societes Rurales*, vol. 19, no. 1, pp. 193–219, 2003.
- [70] T. Blanchet and C. Herzberg, "Les enjeux démocratiques de la transition énergétique territoriale: enquête sur la coopérative énergétique citoyenne de iéna," *Lien social et Politiques*, no. 82, pp. 139–157, 2019.
- [71] T. Levin and V. M. Thomas, "Can developing countries leapfrog the centralized electrification paradigm?" *Energy for Sustainable Development*, vol. 31, pp. 97–107, 2016.
- [72] G. Alzouma, "Myths of digital technology in africa: Leapfrogging development?" *Global Media and Communication*, vol. 1, no. 3, pp. 339–356, 2005.
- [73] T. W. Bank, "Africa's energy infrastructure," 2020.
- [74] C. Bastholm and F. Fiedler, "Techno-economic study of the impact of blackouts on the viability of connecting an off-grid pv-diesel hybrid system in tanzania to the national power grid," *Energy Conversion and Management*, vol. 171, pp. 647–658, 2018.
- [75] T. B. Andersen and C.-J. Dalgaard, "Power outages and economic growth in africa," *Energy Economics*, vol. 38, pp. 19–23, 2013.
- [76] J. T. Mensah, "Bring back our light: Power outages and industrial performance in sub-saharan africa," Tech. Rep., 2016.
- [77] N. Wamukonya, "Solar home system electrification as a viable technology option for africa's development," *Energy Policy*, vol. 35, no. 1, pp. 6–14, 2007.
- [78] E. A. Alsema, *Environmental life cycle assessment of solar home systems*. Department of Science Technology and Society, Utrecht University, 2000.
- [79] I. Outlook, "Renewable mini-grids," *IRENA*.—2016.— <http://www.irena.org/publications/2016/Sep/Innovation-Outlook-Renewable-mini-grids>.
- [80] J. P. Murenzi and T. S. Ustun, "The case for microgrids in electrifying sub-saharan africa," in *IREC2015 The Sixth International Renewable Energy Congress*. IEEE, 2015, pp. 1–6.
- [81] T. J. Reber, S. S. Booth, D. S. Cutler, X. Li, and J. A. Salasovich, "Tariff considerations for micro-grids in sub-saharan africa," National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), Tech. Rep., 2018.
- [82] S. Dasappa, "Potential of biomass energy for electricity generation in sub-saharan africa," *Energy for Sustainable Development*, vol. 15, no. 3, pp. 203–213, 2011.
- [83] E. T. Mitchard, S. S. Saatchi, S. Lewis, T. Feldpausch, I. H. Woodhouse, B. Sonké, C. Rowland, and P. Meir, "Measuring biomass changes due to woody encroachment and deforestation/degradation in a forest–savanna boundary region of central africa using multi-temporal l-band radar backscatter," *Remote Sensing of Environment*, vol. 115, no. 11, pp. 2861–2873, 2011.

- [84] F. Monforti, A. Belward, B. Bisselink, K. Bódis, A. Brink, J. Dallemand, A. de Roo, T. Huld, F. Kayitakire, P. Mayaux *et al.*, *Renewable energies in Africa: current knowledge*. Joint Research Centre, 2011.
- [85] D. Mentis, S. Hermann, M. Howells, M. Welsch, and S. H. Siyal, “Assessing the technical wind energy potential in africa a gis-based approach,” *Renewable Energy*, vol. 83, pp. 110–125, 2015.
- [86] C. Fant, B. Gunturu, and A. Schlosser, “Characterizing wind power resource reliability in southern africa,” *Applied Energy*, vol. 161, pp. 565–573, 2016.
- [87] B. K. Blyden and W.-J. Lee, “Modified microgrid concept for rural electrification in africa,” in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*. IEEE, 2006, pp. 5–pp.
- [88] O. M. Longe, K. Ouahada, H. C. Ferreira, and S. Chinnappen, “Renewable energy sources microgrid design for rural area in south africa,” in *ISGT 2014*. IEEE, 2014, pp. 1–5.
- [89] J. Lukuyu, “Wind-diesel microgrid system for remote villages in kenya,” in *2012 North American Power Symposium (NAPS)*. IEEE, 2012, pp. 1–6.
- [90] S. Sterl, S. Liersch, H. Koch, N. P. Van Lipzig, and W. Thiery, “A new approach for assessing synergies of solar and wind power: implications for west africa,” *Environmental Research Letters*, vol. 13, no. 9, p. 094009, 2018.
- [91] U. Deichmann, C. Meisner, S. Murray, and D. Wheeler, “The economics of renewable energy expansion in rural sub-saharan africa,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 1, pp. 215–227, 2011.
- [92] H. Broesamle, H. Mannstein, C. Schillings, and F. Trieb, “Assessment of solar electricity potentials in north africa based on satellite data and a geographic information system,” *Solar Energy*, vol. 70, no. 1, pp. 1–12, 2001.
- [93] D. A. Quansah, M. S. Adaramola, and L. D. Mensah, “Solar photovoltaics in sub-saharan africa—addressing barriers, unlocking potential,” 2016.
- [94] M. A. Green, K. Emery, Y. Hishikawa, W. Warta, and E. D. Dunlop, “Solar cell efficiency tables (version 45),” *Progress in photovoltaics: research and applications*, vol. 23, no. 1, pp. 1–9, 2015.
- [95] K. Branker, M. Pathak, and J. M. Pearce, “A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity,” *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 15, no. 9, pp. 4470–4482, 2011.
- [96] M. Moner-Girona, R. Ghanadan, A. Jacobson, and D. M. Kammen, “Decreasing pv costs in africa: Opportunities for rural electrification using solar pv in sub-saharan africa,” *Refocus*, vol. 7, no. 1, pp. 40–45, 2006.
- [97] J. Knuckles, *State of the minigrid market globally, 5th minigrid Action Learning Event and Summit*. The World Bank, 2019.
- [98] A. E. Outlook, “A focus on energy prospects in sub-saharan africa,” *International Energy Agency IEA*, 2014.
- [99] K. E. Trenberth, J. T. Fasullo, and J. Kiehl, “Earth’s global energy budget,” *Bulletin of the American Meteorological Society*, vol. 90, no. 3, pp. 311–324, 2009.
- [100] M. Lefèvre, A. Oumbe, P. Blanc, B. Espinar, B. Gschwind, Z. Qu, L. Wald, M. S. Homscheidt, C. Hoyer-Klick, A. Arola *et al.*, “McClear: a new model estimating downwelling solar radiation at ground level in clear-sky conditions,” *Atmospheric Measurement Techniques*, vol. 6, pp. 2403–2418, 2013.

- [101] J. Schulz, P. Albert, H.-D. Behr, D. Caprion, H. Deneke, S. Dewitte, B. Durr, P. Fuchs, A. Gratzki, P. Hechler *et al.*, “Operational climate monitoring from space: the eumetsat satellite application facility on climate monitoring (cm-saf),” *Atmospheric Chemistry and Physics*, vol. 9, no. 5, pp. 1687–1709, 2009.
- [102] “Cams radiation service dataset "jade" over africa computed with mclear version 3 and cams radiation bias correction - cams project download from <http://www.soda-pro.com/fr/help/cams-services/cams-radiation-service/download-africa-volume> on the 3rd of december 2018,” 2017.
- [103] P. Blanc, B. Gschwind, M. Lefèvre, and L. Wald, “The helioclim project: Surface solar irradiance data for climate applications,” *Remote Sensing*, vol. 3, no. 2, pp. 343–361, 2011.
- [104] T. Huld, R. Müller, and A. Gambardella, “A new solar radiation database for estimating pv performance in europe and africa,” *Solar Energy*, vol. 86, no. 6, pp. 1803–1815, 2012.
- [105] E. PVGIS, “Photovoltaic geographical information system,” 2018.
- [106] K. Scharmer, *The European solar radiation Atlas: fundamentals and maps*. Presses des MINES, 2000, vol. 1.
- [107] M. Šúri and J. Hofierka, “A new gis-based solar radiation model and its application to photovoltaic assessments,” *Transactions in GIS*, vol. 8, no. 2, pp. 175–190, 2004.
- [108] H. Mitášová and L. Mitáš, “Interpolation by regularized spline with tension: I. theory and implementation,” *Mathematical geology*, vol. 25, no. 6, pp. 641–655, 1993.
- [109] M. Šúri, T. A. Huld, E. D. Dunlop, and H. A. Ossenbrink, “Potential of solar electricity generation in the european union member states and candidate countries,” *Solar energy*, vol. 81, no. 10, pp. 1295–1305, 2007.
- [110] C. Rigollier, M. Lefèvre, and L. Wald, “The method heliosat-2 for deriving shortwave solar radiation from satellite images,” *Solar energy*, vol. 77, no. 2, pp. 159–169, 2004.
- [111] M. Suri and T. Cebecauer, “Satellite-based solar resource data: Model validation statistics versus user uncertainty,” in *ASES SOLAR 2014 Conference, San Francisco*, 2014, pp. 7–9.
- [112] T. Huld, “Estimating solar radiation and photovoltaic system performance,” *The PVGIS Approach*, 2011.
- [113] M. Moner-Girona, M. Solano-Peralta, M. Lazopoulou, E. Ackom, X. Vallve, and S. Szabó, “Electrification of sub-saharan africa through pv/hybrid mini-grids: Reducing the gap between current business models and on-site experience,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 1148–1161, 2018.
- [114] E. Trend, “Pv cost from 1977 to 2015,” 2018.
- [115] K. J. Arrow, “The economic implications of learning by doing,” in *Readings in the Theory of Growth*. Springer, 1971, pp. 131–149.
- [116] L. M. Kamp, R. E. Smits, and C. D. Andriessse, “Notions on learning applied to wind turbine development in the netherlands and denmark,” *Energy policy*, vol. 32, no. 14, pp. 1625–1637, 2004.
- [117] P. H. Kobos, J. D. Erickson, and T. E. Drennen, “Technological learning and renewable energy costs: implications for us renewable energy policy,” *Energy policy*, vol. 34, no. 13, pp. 1645–1658, 2006.

- [118] A. de La Tour, M. Glachant, and Y. Ménière, "Predicting the costs of photovoltaic solar modules in 2020 using experience curve models," *Energy*, vol. 62, pp. 341–348, 2013.
- [119] M. Taylor and E. Y. So, "Solar pv in africa: Costs and markets," *Bonn, Germany: IRENA*, 2016.
- [120] P. Ralon, M. Taylor, A. Ilas, H. Diaz-Bone, and K. Kairies, "Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030," *International Renewable Energy Agency: Abu Dhabi, United Arab Emirates*, 2017.
- [121] R. E. Ciez and J. Whitacre, "Comparative techno-economic analysis of hybrid micro-grid systems utilizing different battery types," *Energy conversion and management*, vol. 112, pp. 435–444, 2016.
- [122] IEA, "Iea fossil fuel database," 2015.
- [123] M. A. Maehlum, "The real lifespan of solar panels," *Energy Informative*, 2014.
- [124] D. Mentis, M. Welsch, F. F. Nerini, O. Broad, M. Howells, M. Bazilian, and H. Rogner, "A gis-based approach for electrification planning. a case study on nigeria," *Energy for Sustainable Development*, vol. 29, pp. 142–150, 2015.
- [125] D. Mentis, M. Howells, H. Rogner, A. Korkovelos, C. Arderne, E. Zepeda, S. Siyal, C. Taliotis, M. Bazilian, A. de Roo *et al.*, "Lighting the world: the first application of an open source, spatial electrification tool (onsset) on sub-saharan africa," *Environmental Research Letters*, vol. 12, no. 8, p. 085003, 2017.
- [126] N. Moksnes, A. Korkovelos, D. Mentis, and M. Howells, "Electrification pathways for kenya—linking spatial electrification analysis and medium to long term energy planning," *Environmental Research Letters*, vol. 12, no. 9, p. 095008, 2017.
- [127] F. Santos-Alamillos, D. Pozo-Vazquez, J. Ruiz-Arias, L. Bremen, and J. Tovar-Pescador, "Combining wind farms with concentrating solar plants to provide stable renewable power," *Renewable Energy*, vol. 76, pp. 539–550, 11 2014.
- [128] J. Jurasz, F. Canales, A. Kies, M. Guezgouz, and A. Beluco, "A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions," *Solar Energy*, vol. 195, pp. 703–724, 2020.
- [129] A. Miketa and B. Merven, "West african power pool: Planning and prospects for renewable energy," *IRENA, Abu Dhabi*, 2013.
- [130] S. Adhikari and F. Li, "Coordinated vf and pq control of solar photovoltaic generators with mppt and battery storage in microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 3, pp. 1270–1281, 2014.
- [131] S. Chen, H. B. Gooi, and M. Wang, "Sizing of energy storage for microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 142–151, 2012.
- [132] M. Datta, T. Senjyu, A. Yona, T. Funabashi, and C.-H. Kim, "Photovoltaic output power fluctuations smoothing methods for single and multiple pv generators," *Current Applied Physics*, vol. 10, no. 2, pp. S265–S270, 2010.
- [133] D. Raynaud, B. Hingray, B. François, and J. D. Creutin, "Energy droughts from variable renewable energy sources in european climates," *Renewable Energy*, vol. 125, pp. 578–589, 2018.

- [134] B. Zhao, X. Zhang, J. Chen, C. Wang, and L. Guo, "Operation optimization of standalone microgrids considering lifetime characteristics of battery energy storage system," *IEEE transactions on sustainable energy*, vol. 4, no. 4, pp. 934–943, 2013.
- [135] H. Asano, K. Yajima, and Y. Kaya, "Influence of photovoltaic power generation on required capacity for load frequency control," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 11, no. 1, pp. 188–193, 1996.
- [136] M. Bouzguenda and S. Rahman, "Value analysis of intermittent generation sources from the system operations perspective," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 8, no. 3, pp. 484–490, 1993.
- [137] W. T. Jewell and T. D. Unruh, "Limits on cloud-induced fluctuation in photovoltaic generation," *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 5, no. 1, pp. 8–14, 1990.
- [138] H. A. Lauffenburger and R. T. Anderson, "Reliability terminology and formulae for photovoltaic power systems," *IEEE Transactions on reliability*, vol. 31, no. 3, pp. 289–295, 1982.
- [139] R. C. Willson, S. Gulkis, M. Janssen, H. Hudson, and G. Chapman, "Observations of solar irradiance variability," *Science*, vol. 211, no. 4483, pp. 700–702, 1981.
- [140] C. A. Gueymard and S. M. Wilcox, "Assessment of spatial and temporal variability in the us solar resource from radiometric measurements and predictions from models using ground-based or satellite data," *Solar Energy*, vol. 85, no. 5, pp. 1068–1084, 2011.
- [141] M. Journée, R. Müller, and C. Bertrand, "Solar resource assessment in the benelux by merging meteosat-derived climate data and ground measurements," *Solar Energy*, vol. 86, no. 12, pp. 3561–3574, 2012.
- [142] B. W. Kariuki and T. Sato, "Interannual and spatial variability of solar radiation energy potential in kenya using meteosat satellite," *Renewable energy*, vol. 116, pp. 88–96, 2018.
- [143] D. C. Action, "2030 framework for climate and energy policies," 2015.
- [144] I. Graabak and M. Korpås, "Variability characteristics of european wind and solar power resources - a review," *Energies*, vol. 9, no. 6, p. 449, 2016.
- [145] K. Engeland, M. Borga, J.-D. Creutin, B. François, M.-H. Ramos, and J.-P. Vidal, "Space-time variability of climate variables and intermittent renewable electricity production—a review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 79, pp. 600–617, 2017.
- [146] I. Reda and A. Andreas, "Solar position algorithm for solar radiation applications," *Solar energy*, vol. 76, no. 5, pp. 577–589, 2004.
- [147] L. El Char, N. El Zein *et al.*, "Review of photovoltaic technologies," *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 15, no. 5, pp. 2165–2175, 2011.
- [148] C. A. Gueymard, "Clear-sky irradiance predictions for solar resource mapping and large-scale applications: Improved validation methodology and detailed performance analysis of 18 broadband radiative models," *Solar Energy*, vol. 86, no. 8, pp. 2145–2169, 2012.
- [149] W. Rossow and E. Duenas, "The international satellite cloud climatology project (isccp) web site: An online resource for research," *Bulletin of the American Meteorological Society*, vol. 85, no. 2, pp. 167–172, 2004.

- [150] G. Nikulin, C. Jones, F. Giorgi, G. Asrar, M. Büchner, R. Cerezo-Mota, O. B. Christensen, M. Déqué, J. Fernandez, A. Hänsler *et al.*, “Precipitation climatology in an ensemble of cordex-africa regional climate simulations,” *Journal of Climate*, vol. 25, no. 18, pp. 6057–6078, 2012.
- [151] J.-L. Redelsperger, C. D. Thorncroft, A. Diedhiou, T. Lebel, D. J. Parker, and J. Polcher, “African monsoon multidisciplinary analysis: An international research project and field campaign,” *Bulletin of the American Meteorological Society*, vol. 87, no. 12, pp. 1739–1746, 2006.
- [152] J. L. Prol and K. W. Steininger, “Photovoltaic self-consumption regulation in spain: Profitability analysis and alternative regulation schemes,” *Energy Policy*, vol. 108, pp. 742–754, 2017.
- [153] A. K. Yadav and S. Chandel, “Tilt angle optimization to maximize incident solar radiation: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 23, pp. 503–513, 2013.
- [154] C. Cheng, C. S. S. Jimenez, and M.-C. Lee, “Research of bipv optimal tilted angle, use of latitude concept for south orientated plans,” *Renewable Energy*, vol. 34, no. 6, pp. 1644–1650, 2009.
- [155] O. Babayomi and T. Okharedia, “Challenges to sub-saharan africa’s renewable microgrid expansion-a cetep solution model,” in *2019 IEEE PES/IAS PowerAfrica*. IEEE, 2019, pp. 617–621.
- [156] X. Tan, Q. Li, and H. Wang, “Advances and trends of energy storage technology in microgrid,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 44, no. 1, pp. 179–191, 2013.
- [157] T. O. Kaddoura, M. A. Ramli, and Y. A. Al-Turki, “On the estimation of the optimum tilt angle of pv panel in saudi arabia,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 65, pp. 626–634, 2016.
- [158] M. Adouane, M. Haddadi, N. Benamrane, K. Touafek, A. Khelifa, and I. Tabet, “Evaluation de l’influence de l’inclinaison des modules photovoltaïques sur la production d’énergie d’un système hybride,” *Revue des Energies Renouvelables*, pages, pp. 87–92, 2014.
- [159] A. Bichet, B. Hingray, G. Evin, A. Diedhiou, C. M. F. Kebe, and S. Anquetin, “Potential impact of climate change on solar resource in africa for photovoltaic energy: analyses from cordex-africa climate experiments,” *Environmental Research Letters*, vol. 14, no. 12, p. 124039, 2019.
- [160] C. Fant, C. A. Schlosser, and K. Strzepek, “The impact of climate change on wind and solar resources in southern africa,” *Applied Energy*, vol. 161, pp. 556–564, 2016.
- [161] I. Tobin, R. Vautard, I. Balog, F.-M. Bréon, S. Jerez, P. M. Ruti, F. Thais, M. Vrac, and P. Yiou, “Assessing climate change impacts on european wind energy from ensembles high-resolution climate projections,” *Climatic Change*, vol. 128, no. 1-2, pp. 99–112, 2015.
- [162] V. Kondi Akara, “Sensibilité météorologique de la demande en électricité dans les mégapoles d’Afrique de l’ouest,” Ph.D. dissertation, 2020.
- [163] Kondi Akara V., Hingray, B. François B., Diedhiou, A., “Weather sensitivity of electricity consumption in 12 mega cities of western africa. regional variability and influence on annual and peak consumption.” Elsevier, 2020.
- [164] Kondi Akara V., Hingray, B. François B., Diedhiou, A., “Estimating the daily weather sensitivity of electricity consumption from monthly consumption data. application to western africa large and small cities.” Elsevier, 2020.
- [165] B. Francois, M. Borga, J.-D. Creutin, B. Hingray, D. Raynaud, and J.-F. Sauterleute, “Complementarity between solar and hydro power: Sensitivity study to climate characteristics in northern-italy,” *Renewable energy*, vol. 86, pp. 543–553, 2016.

[166] B. François, B. Hingray, D. Raynaud, M. Borga, and J. Creutin, "Increasing climate-related-energy penetration by integrating run-of-the river hydropower to wind/solar mix," *Renewable Energy*, vol. 87, pp. 686–696, 2016.

ANNEXES

Annexe 1 : tableau des puissances des différents moyens de production de l'électricité avec les facteurs de charge associés

Exemple de centrale	Puissance (kW)	Facteur de charge (FC) Max (%)	Production annuelle (GWh)
Panneau solaire PV domestique 5m ²	0,5	20	0,08
Panneau solaire thermique domestique 6m ²	4	10	0,35
Petit groupe électrogène de 12 kg	1	70	0,61
Cheminée domestique	10	25	2
Pompe à chaleur domestique	15	50	6
Panneau solaire thermique collectif 140m ²	100	10	8
Eolienne terrestre domestique	50	25	10
Unité Houlomotrice pilote	500	50	219
Unité hydrolienne pilote	500	55	240
Barrage hydroélectrique sur un petit fleuve côtier, en l'occurrence la Sélune	450	95	374
Eolienne terrestre industrielle	2 000	25	438
Ferme solaire PV de 25ha	12 000	20	2.102
Ferme 10 éoliennes terrestres	10 000	25	2.190
Eolienne maritime	8 000	45	3.153
Centrale biomasse solide Rennes	10000	90	7.884
Centrale de la Rance Marémotrice	238 000	25	52.122
Un barrage hydroélectrique sérieux : le barrage du Sautet	65 000	95	54.093
Centrale 12 moteurs diesel Pointe Jarry	220000	70	134.904
Ferme 100 éoliennes St-Brieuc	500 000	45	197.100
Centrale thermique du Havre, au charbon	1 450 000	85	1.079.670
Centrale nucléaire de Flamanville	2 600 000	90	2.049.840
Barrage des trois gorges (Chine)	18 300 000	95	15.229.260

Tableau 1: ordre de grandeur pour la production d'électricité avec différents types de centrales et d'énergie [35]

Annexe 2 : tableau des différents critères de qualité de service utilisés dans la revue de littérature de [41]

Critère utilisé	Description du critère	Nombre d'études
Probabilité de perte d'alimentation (LPSP)	Probabilité d'une charge non satisfaite sur l'énergie totale produite	7
Probabilité de perte de charge (LOLP) ou (LLP)	Rapport entre les déficits énergétiques annuels et les demandes de charges annuelles	2
Risque de perte de charge (LOLR) ou de perte d'attente de charge (LOLE) ou de perte d'attente d'énergie (LOEE)	Nombre moyen d'heures pour lesquelles la charge du système devrait dépasser la capacité de production disponible	3
Charge non satisfaite (UL)	Quantité de pénurie d'électricité à la charge qui dépasse la quantité d'énergie générée par toutes les sources d'énergie et l'énergie stockée dans tous les dispositifs de stockage	3
Carence en probabilité d'alimentation (DPSP)	Montant de la pénurie d'électricité à chaque heure	1
Énergie attendue non fournie (EENS) ou Énergie non fournie (ENS)	Quantité d'énergie de charge non fournie pendant une période de temps	4
Indice de fiabilité énergétique (EIR)	Rapport de l'énergie attendue non fournie à la demande de charge	1
Facteur de perte équivalent (ELF)	Rapport entre les heures effectives d'interruption forcée et le nombre total d'heures	2
Énergie nette de décharge (D)	Energie totale de décharge produite à partir de SER	1
Déficit énergétique total (TED)	Rapport entre l'énergie non fournie au consommateur lors de la demande et l'énergie totale requise	1
Énergie renouvelable gaspillée (WRE)	Energie produite par les SER qui ne peut pas être stockée dans le système de stockage	1
Pénétration des énergies renouvelables (REP)	Rapport de l'énergie totale générée par les SER à la demande totale d'énergie de la charge pendant un an	1
Excédent final d'énergie (FEE)	Différence entre l'énergie électrique accumulée de la batterie et l'énergie électrique initiale de la batterie	1

Perte de probabilité énergétique (LEP)	Rapport de l'énergie gaspillée par le modèle de l'ordonnanceur et la demande de charge totale pendant une année	1
Taux de fluctuation d'énergie (KI)	Taux de fluctuation de l'ensemble du système indiquant que l'énergie de sortie optimale du système correspond à la demande de charge pour réduire l'impulsion d'énergie du système, augmenter la qualité de l'alimentation électrique et réduire la charge de travail du modèle de programmation	1
Probabilité d'état de risque P (R)	Pourcentage de temps où la production est insuffisante pour fournir la charge au cours d'une période d'étude	1
Pourcentage de probabilité d'état sain P (H)	Pourcentage de temps pendant lequel le système dispose de réserves suffisantes pour satisfaire aux critères inverses établis au cours d'une période d'étude	1

Tableau 2: les différents critères de qualité de service recensés par la revue de littérature de [41]