

INTÉGRATION DE L'ÉNERGIE SOLAIRE AUX SEYCHELLES

Tom Brown
tom@nworbmot.org

Nis Martensen
n.martensen@energynautics.com

Thomas Ackermann
t.ackermann@energynautics.com

Energynautics GmbH, Robert-Bosch-Straße 7, 64293 Darmstadt, Germany



Energynautics est un bureau d'études, d'ingénierie et de conseils spécialisé dans le domaine énergétique et basé à Darmstadt en Allemagne. Les activités de la société sont principalement axées sur l'intégration d'énergies renouvelables dans les réseaux électriques, en particulier les énergies éolienne et solaire photovoltaïque. Depuis 2000, l'équipe fournit des services dans le monde entier pour des réseaux de toute taille, allant des petites îles aux grands réseaux interconnectés.

MOTS CLÉS

- ALIMENTATION ÉLECTRIQUE
- SYSTÈMES INSULAIRES
- ÉNERGIE SOLAIRE
- LIMITES D'INTÉGRATION

Les Seychelles ont pour objectif de couvrir 5 % de leurs besoins électriques avec les énergies renouvelables d'ici 2020 et 15 % d'ici 2030. L'opérateur du réseau électrique local a commandé une étude sur l'absorption du réseau afin de déterminer les limites techniques à l'atteinte de ces objectifs. L'étude s'est concentrée sur la quantité d'énergie photovoltaïque (PV) que le réseau pouvait absorber. Il en est ressorti que l'obstacle principal était le maintien de réserves de production de secours pour compenser une diminution rapide de la production d'énergie PV.

INTRODUCTION

La République des Seychelles, état insulaire de l'Océan Indien s'est fixé pour objectif de couvrir 5 % de ses besoins en électricité par des énergies renouvelable (ER) d'ici 2020 et 15 % d'ici 2030. En 2014, Energynautics GmbH a été mandaté par les services d'approvisionnement en eau et électricité (Public Utilities Corporation - PUC) des Seychelles, avec le financement de la Banque mondiale, pour examiner si le réseau des Seychelles pouvait absorber une telle production d'énergie renouvelable et développer un Code de réseau pour le raccordement d'unités de production décentralisée au réseau. En outre, notre partenaire sur le projet, le Meister Consultants Group, Inc., a préparé une ébauche des tarifs de rachat et d'accords d'achat d'électricité pour les Seychelles. Dans cet article, nous présentons les résultats de l'étude sur l'absorption du réseau (Ackermann et al., 2014).

Les Seychelles sont un archipel de plus de 115 îles situé dans l'Océan Indien, au large de la côte est de l'Afrique. L'île principale est Mahé, qui abrite la capitale Victoria. Elle compte environ 80 000 habitants sur une superficie de 155 km², et affiche une charge de pointe de 50 MW. Les deux autres îles les plus peuplées sont Praslin et La Digue qui se trouvent à seulement 44 km de Mahé. Elles sont raccordées entre elles par des câbles sous-marins. Le système combiné de Praslin et La Digue affiche une charge de pointe d'un peu plus de 7 MW et compte 8 500 habitants. Les autres îles sont faiblement peuplées. Les interactions entre la taille, les conditions météorologiques et les caractéristiques du réseau électrique rendent chaque île unique pour l'intégration d'énergies renouvelables. Dans cet article, nous nous concentrons essentiellement sur l'île principale de Mahé.

En 2013, huit éoliennes ont été installées dans le port de la capitale Victoria avec une puissance nominale combinée de 6 MW, ce qui est suffisant pour couvrir 2 % de la charge annuelle de Mahé. À part quelques dizaines d'installations photovoltaïques (PV), le reste de la production des Seychelles est fourni par des générateurs diesel fonctionnant essentiellement au mazout lourd (HFO).

1. CONSIDÉRATIONS SUR LES DONNÉES DE L'ÉTUDE

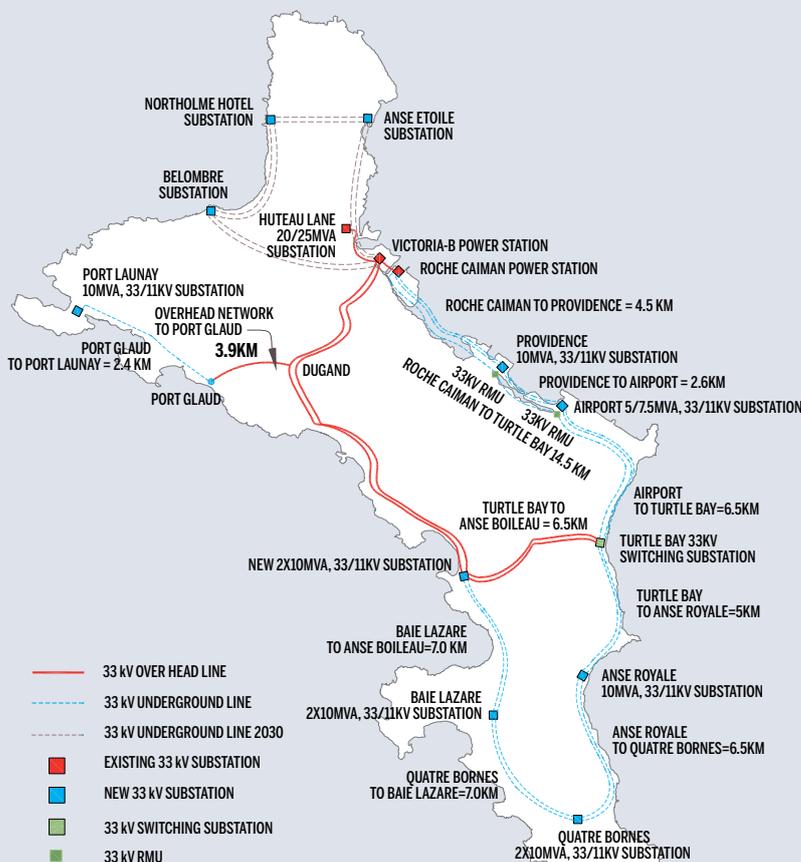
L'étude sur l'absorption du réseau a porté sur deux années : 2020 et 2030. Les capacités pour l'éolien, la biomasse, l'hydroélectricité et la revalorisation des déchets ont été convenues à l'avance avec PUC et la SEC (Seychelles Energy Commission), sur la base de potentiels limités, par exemple, par l'utilisation actuelle du sol. Ainsi, l'objectif principal de l'étude était de déterminer la quantité d'installations d'énergie solaire pouvant être installée sur les îles puisque la capacité potentielle du PV est en théorie très élevée.

Des simulations ont été réalisées avec un modèle de réseau des trois îles principales des Seychelles sur l'outil logiciel PowerFactory de DigSILENT afin d'examiner les problèmes de tension, la surcharge des ressources du réseau, la stabilité de la fréquence et le maintien de réserves suffisantes avec des quantités variées de PV.

1.1. RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ DES SEYCHELLES

Le réseau électrique des Seychelles repose sur des réseaux de 11 kV et 33 kV à Mahé et un réseau de 11 kV à Praslin et La Digue. Praslin et La Digue sont raccordés via des câbles sous-marins. Un modèle de simulation informatique complet de ces réseaux (avec des lignes d'alimentation basse tension regroupées au niveau de leurs transformateurs) a été mis à disposition par l'opérateur réseau PUC, avec des modèles dynamiques

Réseau de transport d'électricité de 33 kV de Mahé prévu pour 2020 (en rouge et bleu). Les extensions vers le Nord nécessaires d'ici 2030 sont indiquées en marron



Source : PUC, Energynautics

Figure 1

“LES SEYCHELLES ONT POUR OBJECTIF DE COUVRIR 5 % DE LEURS BESOINS ÉLECTRIQUES AVEC LES ÉNERGIES RENOUVELABLES D'ICI 2020 ET 15 % D'ICI 2030.”

des générateurs diesel de Mahé (la validation de ces modèles n'entraîne pas dans le périmètre du projet). En 2014, il n'y avait que quelques lignes de 33 kV à Mahé, mais en raison des problèmes de sous-tension et de surcharge dus à la demande croissante, le réseau de 33 kV sera étendu au Sud de l'île d'ici 2020 (Al-Habshi Consultants Office en association avec ECOM, 2013) (voir Figure 1). Ces extensions ont été intégrées dans le modèle réseau, de même que des extensions dans le Nord de Mahé, dont la nécessité d'ici 2030 a été révélée au cours de l'étude en raison de l'augmentation de la charge.

1.2. DÉVELOPPEMENT DE LA CHARGE JUSQU'EN 2030

La charge aux Seychelles atteint deux pics : un vers midi en semaine et un autre en début de soirée (voir Figure 2).

COMPRENDRE LA SOUS/SUR TENSION ET LA SURCHARGE

La cause type de la *sous-tension* dans un réseau électrique est l'interaction de plusieurs facteurs – réserves de lignes, de câbles et de transformateurs de trop faible capacité ; consommation trop élevée ; fourniture de puissance réactive insuffisante ou inappropriée. La conséquence est une diminution de la qualité de l'alimentation entraînant un fonctionnement altéré des équipements électroménagers. Cela peut empêcher, en outre, la bonne détection des dysfonctionnements comme les courts-circuits, ce qui entraîne un danger physique si ces dysfonctionnements ne sont pas corrigés rapidement. Une *surtension* survient en cas d'excès d'énergie entrante au lieu d'une consommation élevée, ajoutée aux autres facteurs mentionnés ci-dessus ; elle a des conséquences similaires. Alors que les courts-circuits peuvent être correctement détectés, la surtension peut endommager les équipements électroménagers, et entraîner d'autres dysfonctionnements si l'isolation électrique ne peut pas résister à une tension plus élevée. De manière similaire, l'interaction de plusieurs facteurs est responsable de problèmes de *surcharge* : réserves de lignes, de câbles et de transformateurs de trop faible capacité ; consommation trop élevée ou excès d'énergie entrante. Alors que les tensions peuvent être acceptables, la surcharge conduit à une surchauffe inappropriée des appareils. Les conséquences sont une durée de vie réduite des équipements du réseau aboutissant à une augmentation des coûts de maintenance, de réparation et de remplacement, ou à une diminution de la qualité d'alimentation en raison de coupures. Dans le pire scénario, un danger physique dû à la surchauffe et un incendie peuvent survenir.

Le pic de demande devrait augmenter de 6 % par an jusqu'en 2030, avec des sauts supplémentaires en raison des charges individuelles importantes dont le raccordement est soumis à la construction du nouveau réseau de 33 kV (par exemple, les nouveaux projets hôteliers dans le Sud de Mahé). Le développement attendu de la charge est illustré dans le Tableau 1.

Tableau 1. Hypothèses de développement de charge

Charge de pointe [MW]	2014	2015	2020	2030
Mahé	50	53	76	141
Praslin & La Digue	7	8	12	22

La demande annuelle sur Mahé était de 323 GWh/an en 2014 et passera à 875 GWh/an d'ici 2030 ; la demande minimale correspond à environ 52 % du pic.

Les charges consomment non seulement de la puissance active mais aussi de la puissance réactive, qui est nécessaire pour les moteurs des nombreux climatiseurs qui se trouvent sur les îles. La puissance réactive décrit un effet lié à la tension et au courant alternatifs où les courants sont supérieurs à ceux strictement nécessaires pour la transmission de puissance réelle (active). Ces courants élevés sont nécessaires pour maintenir la qualité d'approvisionnement, et doivent être délivrés par des générateurs ou d'autres ressources dédiées. Le terme "facteur de puissance" indique la quantité de puissance réactive que fournit un générateur. Lorsqu'on compare des générateurs, un facteur de puissance inférieur signifie une contribution plus élevée de la puissance réactive. Les générateurs diesel utilisés aux Seychelles fournissent actuellement une puissance réactive avec un facteur de puissance de 0,86, correspondant aux besoins de puissance réactive de la charge clients et de l'infrastructure réseau.

1.3. DÉTAILS SUR LES GÉNÉRATEURS DIESEL UTILISÉS AUX SEYCHELLES

À Mahé, la capacité diesel était de 71 MW en 2014, avec des générateurs allant de 1,2 MW à 8 MW. Les générateurs les plus récents et les plus grands ont tous été fabriqués par Wärtsilä (Wärtsilä, 2013). Le réseau Praslin/La Digue avait une capacité diesel juste au-dessous de 13 MW en 2014 composée d'unités ayant une puissance disponible allant de 0,4 MW à 2,2 MW. Afin de couvrir la montée de la charge au cours des quinze prochaines années, de nouveaux générateurs entre 8 MW et 15 MW devraient être installés à Mahé et des générateurs d'environ 3 MW devraient être installés dans la centrale électrique principale de Praslin.

La puissance utile active des générateurs est généralement définie entre 75 % et 80 % de la puissance maximale afin de garder de la capacité de réserve, dénommée ici « réserves tournantes » car les réserves sont fournies par des générateurs qui sont connectés au réseau et qui, par conséquent, tournent. Cela assure une réserve tournante suffisante pour couvrir la perte du plus gros générateur du réseau et c'est également la plage de fonctionnement où les moteurs sont à leur plein régime. D'après le guide produits Wärtsilä, le niveau de

Profils de charge quotidienne pour un jour de semaine et un samedi

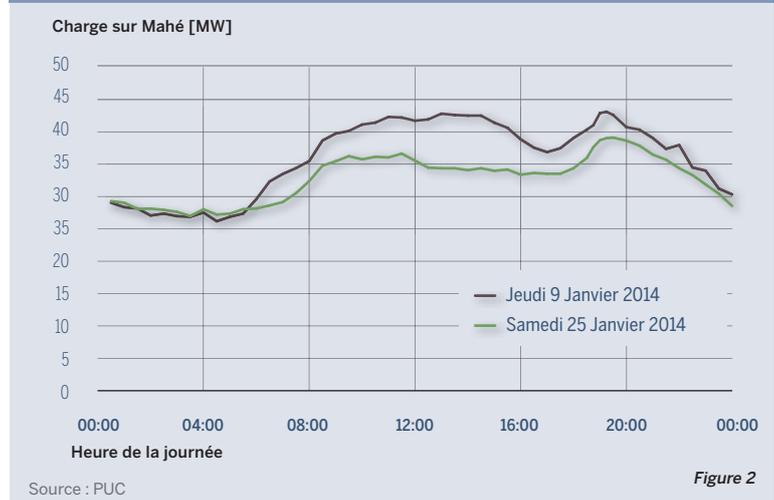


Figure 2

charge des moteurs peut être réduit à 50 % avec une perte de rendement énergétique de seulement 6,1 % et cette réduction peut même aller jusqu'à 30 % sur de courtes périodes, tant que les moteurs sont relancés à 70 % pour brûler les produits de combustion incomplète. Les moteurs de MAN Diesel & Turbo ont des capacités similaires (MAN Diesel & Turbo, « 32/40 Project Guide »).

Les générateurs de secours qui ne sont pas raccordés au réseau à un moment donné sont désignés comme des « réserves arrêtées ». Les générateurs qui fournissent des réserves arrêtées mettent 10 minutes avant d'être opérationnels, avec temps de chauffe préalable. Ce temps inclut divers contrôles (de lubrification, de température d'eau, etc.), le contrôle visuel du groupe électrogène, la synchronisation sur la fréquence et la charge du réseau. Ce qui signifie que toute chute rapide de la production d'énergie PV qui survient en moins de 10 minutes doit être couverte par les réserves tournantes.

1.4. CAPACITÉS ET POTENTIELS POUR LES RESSOURCES RENEUVABLES

Les capacités installées pour l'éolien, la biomasse, l'hydroélectricité et la revalorisation des déchets ont été convenues à l'avance avec le fournisseur d'électricité et l'organisme régulateur aux Seychelles sur la base des potentiels et sont indiquées pour Mahé dans le Tableau 2.

Tableau 2. Capacités renouvelables à Mahé

Source ER on Mahé [MW]	2015	2020	2030	HPC	Facteur de capacité [%]
Eolien (Port)	6	6	6	1 100	12,6
Eolien (Sud)			10	1 470	16,8
Biomasse			5	7 884	90,0
Hydroélectrique			2	3 890	44,4
Revalorisation des déchets		5	7	7 200	82,2
Photovoltaïque	dépend du scénario			1 400	16,0

L'exploitation des ressources éoliennes aux Seychelles est limitée par le terrain granitique montagneux qui rend difficile l'accès aux grosses machines. Les éoliennes existantes ont été placées sur des îles artificielles dans le port ; l'accès est plus facile mais le rendement énergétique attendu

est plus faible. Les sites du Sud, qui peuvent mieux exploiter les vents de mousson, pourraient être utilisés d'ici 2030 et atteindre un rendement énergétique annuel plus élevé (jusqu'à 1 470 heures en pleine charge (HPC)) d'après les mesures anémométriques relevées en 2011 par Masdar et Lahmeyer (Masdar and Lahmeyer International, 2011).

Le potentiel de la biomasse repose sur un rapport de faisabilité (Moustache, 2011), mentionnant que la biomasse provenant d'espèces invasives dans les forêts est suffisante pour durer 15 ans, après quoi des cultures énergétiques pourront être plantées (Knopp, 2012). Le potentiel hydroélectrique et le facteur par lequel il peut se substituer à la capacité de production traditionnelle provient d'un rapport sur le potentiel hydraulique des Seychelles (Lambeau, 2008). L'usine de reconversion des déchets serait située sur le site des déchets entre Victoria et l'aéroport.

En 2014, il y avait environ 400 kW de panneaux photovoltaïques (PV) aux Seychelles. Les capacités en 2015, 2020 et 2030 seront déterminées dans la Section 2 et dépendront de la manière dont est exploité le réseau électrique. Les chiffres attendus du rendement énergétique annuel pour le PV ont été fournis par PUC sur la base de mesures issues des panneaux solaires existants.

1.5. ÉVALUATION DES EFFETS DE LISSAGE DU PV AUX SEYCHELLES

Dans des conditions de ciel dégagé, la production d'électricité des panneaux solaires PV peut être dérivée du rayonnement solaire, qui dépend de la position du soleil par rapport à la Terre. Toutefois, par temps nuageux, la production peut varier considérablement de minute en minute car, en se déplaçant, les nuages font de l'ombre aux panneaux (voir par exemple les courbes de production à la Figure 3). Cette variabilité de la production PV peut être atténuée et lissée en installant des panneaux PV sur une large zone, car il est statistiquement peu probable que les nuages couvrent ou découvrent brutalement tous les panneaux à la fois.

Étant donné que les générateurs diesel qui fournissent les réserves arrêtées mettent 10 minutes pour être opérationnels, toute perte de production d'énergie PV qui survient dans les 10 minutes doit être remplacée par les réserves tournantes. Par conséquent, il est essentiel pour déterminer la réserve tournante requise d'évaluer ce que pourrait être la chute maximale de PV dans les 10 minutes sur chaque île.

Pour évaluer les effets de lissage de la dissémination d'installations PV sur les îles, il faudrait idéalement utiliser plusieurs années de mesures d'ensoleillement sur de nombreux sites dispersés sur les îles, et des mesures synchronisées prises au moins chaque minute. Malheureusement, ce type de mesure n'a pas été relevé aux Seychelles, mais des séries temporelles de production d'électricité issues de 20 panneaux PV sur une période de sept mois à des résolutions de temps allant jusqu'à une mesure par minute étaient disponibles.

Les données de deux panneaux situés à différents endroits de Mahé relevées sur trois jours sont données à la Figure 3. Les mesures ne semblent pas être synchrones étant donné que le profil du Nord de Mahé devance la partie centrale de Mahé d'environ dix minutes. Les formes des profils diffèrent ce qui n'est pas surprenant puisque les panneaux PV sont à 10 km l'un de l'autre. Il y a des chutes soudaines de la production d'énergie dues aux nuages, avec 80 % de la puissance nominale de l'unité perdus dans les 2 minutes.

Pendant quelques semaines, il y a eu des données de mesures simultanées de cinq panneaux installés sur différents sites, qui ont été regroupées sur la Figure 4 pour montrer les effets de lissage (nous avons tenté ici de corriger l'absence de synchronisation des mesures temporelles). Toutefois, le nombre de mesures et le nombre de sites de qualité étaient insuffisants pour faire une évaluation précise de ces effets de lissage.

En raison du manque de données, une hypothèse très défavorable a été posée : 80 % de la puissance nominale de toutes les unités sur chaque île pourraient être perdus en 10 minutes en raison de la couverture nuageuse. Cette hypothèse peut paraître extrême mais il faut se souvenir que Mahé est une petite île : elle ne fait que 8 km de large, si bien qu'il suffit à un nuage ou un front météorologique de se déplacer à seulement

Production PV de deux sites sur Mahé, normalisés à leur puissance nominale, sur trois jours

Il est important de noter que les profils ne semblent pas synchrones (le profil vert a environ dix minutes d'avance).

Production PV
[par unité de puissance nominale]

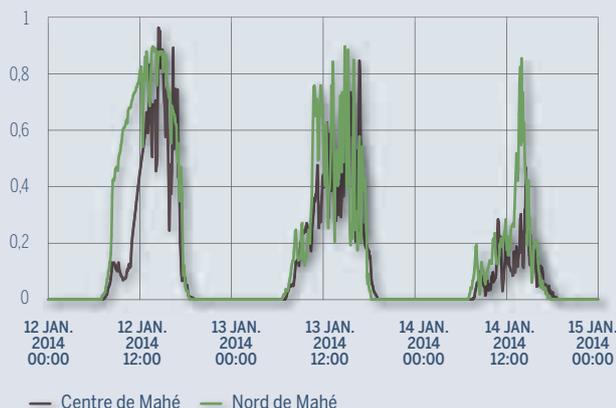


Figure 3

Production PV combinée (normalisée) agrégée à partir de cinq sites géographiquement distincts sur trois jours, montrant les effets de lissage comparé aux profils individuels

Production PV
[par unité de puissance nominale]

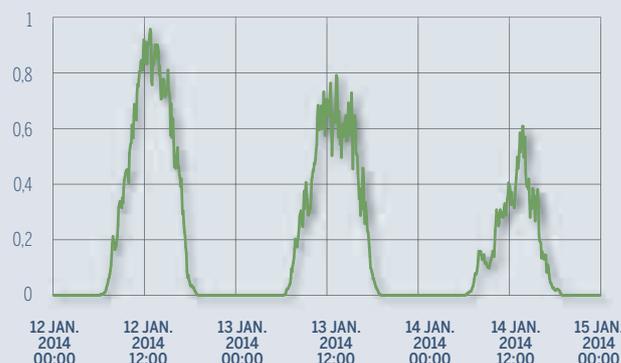


Figure 4

48 km/h dans la bonne direction pour recouvrir toute l'île en l'espace de 10 minutes. D'après les mesures anémométriques réalisées sur le mât de mesure de La Misere, le vent atteint régulièrement ces vitesses à 72 m de haut, si bien qu'à hauteur des nuages il est probable que le vent puisse souffler aussi fort. Au cas où des mesures futures trouveraient cette hypothèse très défavorable trop extrême, nous avons également réalisé une analyse de sensibilité pour montrer les effets induits par la réduction de la sévérité de ce cas très défavorable à 80 % de perte dans la capitale Victoria (où seront concentrés la plupart des panneaux PV) et à 50 % de perte dans le reste de Mahé en l'espace de 10 minutes.

À titre de comparaison, la pire chute PV en 10 minutes sur l'île hawaïenne d'Oahu a été mesurée à 21 % de la puissance PV nominale de l'île (Piwko et al., 2012). Toutefois, la superficie d'Oahu (1 545 km²) représente dix fois celle de l'île de Mahé, par conséquent les effets de lissage sont beaucoup plus importants.

2. LIMITES DE L'INTÉGRATION DU PV

2.1. INTRODUCTION

Plusieurs raisons techniques peuvent expliquer pourquoi l'intégration du PV dans un réseau électrique peut être limitée :

- Si le PV est essentiellement installé dans le réseau basse tension, alors une énergie PV entrante élevée peut provoquer une surtension et des problèmes de surcharge sur les lignes d'alimentation, qui étaient auparavant dimensionnées sans prendre en compte la production centralisée.
- Si les installations PV ne fournissent pas de puissance réactive nécessaire aux besoins de puissance réactive de la charge, alors les générateurs diesel peuvent être forcés de produire à un facteur de puissance encore plus bas qu'ils ne le feraient autrement.
- Des changements brutaux de la production PV dus à des nuages se déplaçant rapidement peuvent annuler la capacité des régulateurs de générateur diesel à réguler la fréquence, ce qui peut entraîner des coupures partielles ou totales.
- Si la chute totale de production PV excède la capacité des réserves disponibles à compenser la production perdue, il peut alors être nécessaire de déconnecter la charge afin d'éviter une coupure du réseau.

Chacun de ces points est à présent examiné pour les Seychelles.

“PLUSIEURS RAISONS TECHNIQUES PEUVENT EXPLIQUER POURQUOI L'INTÉGRATION DU PV DANS UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE PEUT ÊTRE LIMITÉE.”

2.2. ÉVALUATION DE LA SURTENSION ET DE LA SURCHARGE DANS LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

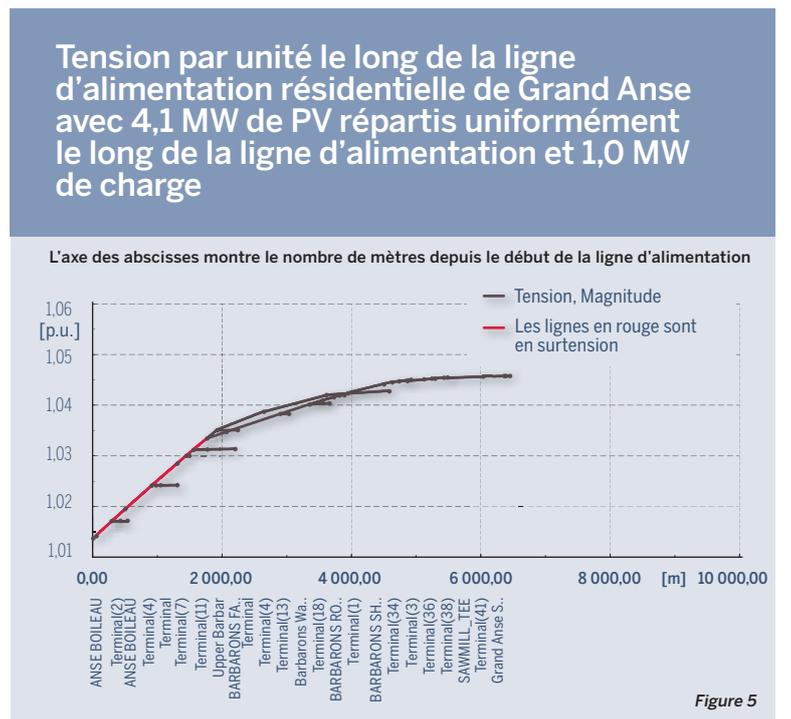
Selon la loi, la tension aux Seychelles doit être maintenue autour de 6 % de la tension nominale dans l'ensemble du réseau. Aujourd'hui, il y a déjà des problèmes de sous-tension et de surcharge dans le Sud de Mahé en raison de la hausse de la charge. L'opérateur réseau est donc en train d'étendre le réseau 33 kV pour renforcer le réseau dans cette partie de l'île (voir Figure 1). L'ancien réseau 11 kV du Sud sera ensuite réorganisé sous la forme de lignes d'alimentation qui seront raccordées aux nouvelles sous-stations 33 kV.

Il a été découvert au cours de l'étude que, d'ici 2030, il y aurait des problèmes de sous-tension et de surcharge dans le Nord de Mahé en raison de la hausse de la charge (comme supposé dans le Table 1), le réseau 33 kV a donc également été étendu.

Ces extensions de réseau sont nécessaires pour supporter le pic de charge indépendamment de la quantité d'énergies renouvelables utilisée mais bénéficient aussi de l'intégration PV en renforçant le réseau.

Pour étudier les limites de l'intégration du PV, deux lignes d'alimentation représentatives (une commerciale et une résidentielle) ont été testées à l'aide de calculs de flux de charge avec différentes répartitions des unités PV le long de la ligne d'alimentation (PV groupé au début de la ligne d'alimentation, à la fin et réparti uniformément le long de la ligne d'alimentation), avec différentes limites concernant la taille de l'installation PV (suffisamment grande pour couvrir 50 % ou 100 % de la consommation annuelle des usagers) et avec différentes stratégies de contrôle de la tension/ de l'alimentation d'entrée afin de réduire les problèmes de surcharge et de surtension. Les différentes stratégies considérées étaient les suivantes :

1. Limiter la taille de l'onduleur PV qui convertit le courant continu issu des panneaux solaires en courant alternatif pour alimenter le réseau, à 80 % de la puissance utile maximale des panneaux solaires. Cela signifie qu'une partie de la puissance utile des panneaux est perdue lors des moments de rayonnement solaire maximal, mais étant donné que cela arrive rarement, seul 0,6 % de la production énergétique annuelle potentielle totale est perdue. L'avantage est que les rares situations de surtension et de surcharge sont également évitées.



2. Laisser les unités PV fournir la puissance réactive pour répondre à la demande de puissance réactive de la charge des clients locaux, réduisant ainsi la surcharge (mais exacerbant potentiellement les problèmes de surtension). Le facteur de puissance choisi a été 0,85 ("surexcité").
3. Ajustement dynamique de la fourniture de puissance réactive par les unités PV afin de maintenir la valeur absolue de la tension dans les limites autorisées.
4. Utiliser les mesures de la tension depuis tous les points de la ligne d'alimentation afin d'optimiser la puissance utile PV.
5. Renforcer le réseau en installant des lignes électriques parallèles pour augmenter la capacité du réseau et réduire la résistance électrique du réseau, ce qui réduit les problèmes de surtension.

Pour chaque situation, le pire cas de faible charge et d'alimentation PV élevée a été testé et la quantité de PV a été augmentée jusqu'à dépassement des limites thermiques en un point de la ligne d'alimentation ou dépassement de la limite de tension. Un exemple de profil de tension de ligne d'alimentation résidentielle avec des taux PV élevés est présenté à la Figure 5, avec des lignes saturées au début de la ligne d'alimentation. Il a été découvert que la stratégie la plus simple pour augmenter la pénétration du PV était de limiter la taille de l'onduleur à 80 % de la taille du panneau et de forcer les onduleurs à fonctionner à un facteur de puissance de 0,85 (ce qui permet également aux générateurs diesel de fournir moins de puissance réactive).

À l'aide de cette stratégie, les limites pour chaque ligne d'alimentation du réseau des Seychelles ont été déterminées pour le pire scénario, à savoir toutes les unités PV installées au niveau du point des lignes d'alimentation le plus éloigné de la sous-station. La somme de toutes les capacités des lignes d'alimentation sur Mahé totalisera 119 MW en 2020 et 194 MW en 2030 (au-delà du pic de demande dans les deux cas). Ainsi, les problèmes de surtension ou de surcharge ne devraient pas limiter l'intégration du PV tant que le PV est réparti de manière relativement uniforme dans les îles et non concentré sur des lignes d'alimentation particulières.

2.3. PUISSANCE RÉACTIVE DANS LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE DE MAHÉ

Comme expliqué à la fin de la Section 1.2, la charge des clients aux Seychelles nécessite un facteur de puissance d'environ 0,86 au niveau des générateurs diesel. Étant donné qu'il n'existe pas d'autres ressources génératrices de

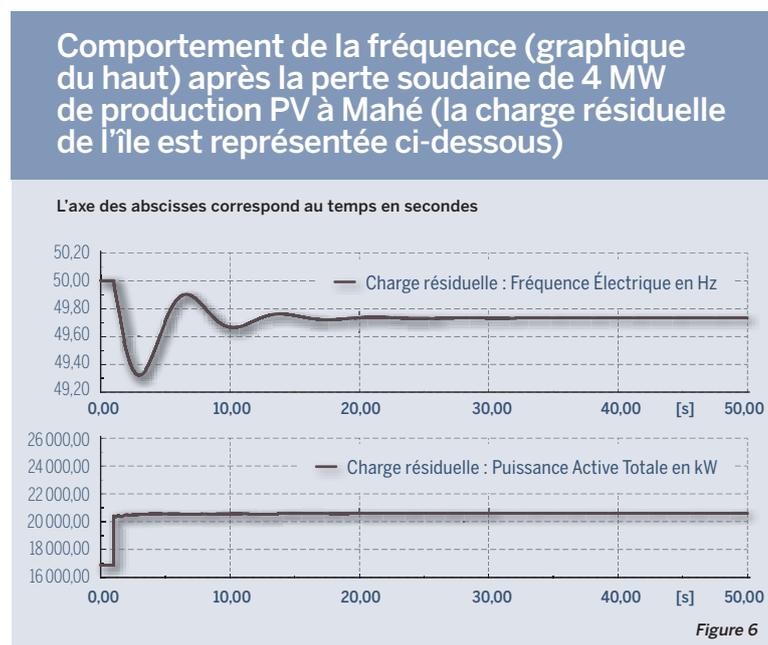
puissance réactive (ou ressources de compensation), les générateurs diesel fournissent toute la puissance réactive nécessaire sur l'île.

Si les unités PV ne produisent pas de puissance réactive mais réduisent uniquement la charge de puissance active des diesels, alors la puissance de facteur nécessaire au niveau des générateurs est encore moindre. Cela peut être considéré comme imposer une charge injuste de production de puissance réactive aux générateurs diesel. Avec 40 MW de PV en 2030, le facteur de puissance au niveau des diesels a chuté aussi bas que 0,62 dans les simulations. Afin qu'elles puissent apporter leur contribution de puissance réactive, il est apparu nécessaire que les unités PV soient alimentées avec un facteur de puissance compris entre 0,85 et 0,9 ("surexcité").

2.4. ÉVALUATION DE LA STABILITÉ DE FRÉQUENCE

Afin d'éviter les coupures, la puissance utile active des générateurs doit répondre exactement à la demande électrique et ce à tout moment. Cet équilibrage de puissance est réalisé à l'aide de la fréquence du courant alternatif sous forme d'un signal. Si la demande électrique et la production d'électricité sont en phase, alors la fréquence reste constante à sa valeur nominale (50 Hz dans le cas des Seychelles). Si la demande électrique est supérieure à l'énergie mécanique injectée dans les générateurs, alors les générateurs rencontrent une résistance plus élevée et commencent à tourner plus lentement, ce qui aboutit à une fréquence plus faible. Si la demande électrique est inférieure à l'énergie mécanique injectée dans les générateurs, alors les générateurs commencent à accélérer, ce qui aboutit à une fréquence plus élevée. La fréquence ne change pas instantanément en raison de l'inertie dans les masses tournantes des générateurs. Les groupes de générateurs contiennent un système de contrôle appelé régulateur, qui contrôle la fréquence du réseau et régule l'énergie injectée dans le générateur (par exemple, en modifiant le débit d'entrée de diesel) pour restaurer la fréquence quand elle s'écarte de la valeur nominale. Si la fréquence chute et que les générateurs sont incapables de restaurer la fréquence suffisamment rapidement, des relais automatiques commencent à déconnecter les clients pour réduire la charge afin d'éviter un effondrement total du réseau. La première ligne d'alimentation est déconnectée lorsque la fréquence chute au-dessous de 49 Hz, il était donc important dans les simulations de conserver la fréquence au-dessus de cette limite pendant les chutes d'alimentation PV.

Quand la centrale éolienne a été installée à Victoria Harbour, une étude de stabilité a été réalisée (Masdar and Lahmeyer International, 2012) pour laquelle ont été préparés des modèles dynamiques de base des générateurs diesel, leurs régulateurs de tension automatiques et leurs régulateurs. Ces modèles ont été ensuite utilisés dans l'étude sur l'absorption du réseau pour tester la stabilité de la fréquence durant les changements brutaux de production d'énergie PV.



Sur la Figure 6, la fréquence est représentée pour le cas où, en 2015, en commençant par la charge résiduelle la plus faible possible, 4 MW de production PV seraient soudain perdus en raison d'une panne (une centrale PV unique allant jusqu'à 5 MW est prévue à proximité de la centrale éolienne existante). La fréquence reste bien au-dessus du seuil auquel la charge serait déconnectée.

Pour les augmentations de charge résiduelle plus longues (dues au déplacement des nuages au-dessus des îles), il a également été observé que les régulateurs pouvaient agir suffisamment vite pour maintenir la fréquence stable.

2.5. DÉTERMINATION DES LIMITES DU PV EN FONCTION DES RÉSERVES

Lorsque des réserves tournantes sont fournies pour couvrir les pertes brutales de production PV, il y a une tension entre le niveau de charge minimum autorisé des générateurs diesel et la quantité de réserves tournantes disponibles. D'une part, nous voulons autant de générateurs diesel connectés que possible pour fournir des réserves tournantes ; d'autre part, plus il y a de PV alimentés, moins il y aura de demande pour la production de diesel et, par conséquent, le nombre de générateurs connectés pourra être moindre (étant donné les limites de charge minimum).

Energynautics a créé un programme informatique pour déterminer la configuration de la flotte de générateurs qui a permis l'intégration maximale du PV pour un niveau de charge autorisé minimum. Il a été supposé que la réserve tournante devrait couvrir le pire scénario d'une perte de 80 % de la puissance PV nominale de l'île dans les 10 minutes (temps nécessaire pour mettre les réserves arrêtées en service). Pour tester la sensibilité des résultats à la sévérité de l'hypothèse de perte PV, un cas a été testé avec une perte de 80 % uniquement dans la capitale Victoria, où la plupart du PV serait concentrée, et 50 % ailleurs. Les limites de l'intégration du PV résultantes sont données dans le Tableau 3.

Tableau 3. Limites de l'intégration du PV à Mahé

Chute PV max. [% capacité totale]	Niveau de charge min. de générateur [%]	Niveau PV max. [MW]		
		2015	2020	2030
80	75	7,4	12,0	21,5
80	65	10,0	16,0	29,1
80	50	13,9	23,0	40,0
80 à Victoria, 50 ailleurs	65	11,3	19,3	34,3

Comme on peut le voir dans le Tableau 3, abaisser le niveau de charge minimum autorisé a d'importantes répercussions sur la quantité de PV pouvant être intégrée car cela augmente la taille des réserves tournantes et permet une moindre charge résiduelle pour une configuration de générateur diesel donnée. Bien que les générateurs diesel soient légèrement moins efficaces à des niveaux de charge moindres (il y a une perte de 6,1 % de rendement énergétique à 50 %

À titre d'exemple, voici une petite explication de la limite de 29 MW pour une charge autorisée de 65 % en 2030. Le calcul est basé sur l'estimation de la demande minimum durant la journée, qui sera supposée être 90 MW (le week-end) en 2030. Le "pire scénario", à savoir la situation de gestion du réseau la plus difficile, survient lorsque le maximum de charge est couvert par l'éolien (16 MW) et le PV (quantité à déterminer). Seule la différence restante (charge résiduelle) est couverte par les générateurs diesel.

La réserve tournante disponible depuis les générateurs diesel pour couvrir une baisse de production PV est proportionnelle à la capacité diesel en cours et dépend de leur niveau opérationnel minimum, 65 % dans ce cas, niveau auquel nous supposons qu'ils fonctionnent durant les quelques heures critiques. Lorsque les besoins de réserves atteignent 80 % de la capacité nominale du PV, et que celle-ci est directement anti-proportionnelle à la production diesel en cours (rappelez-vous le calcul de la charge résiduelle), nous pouvons déterminer à quelle capacité PV se retrouvent les besoins de réserves et la capacité de réserves disponible. Dans ce cas, il s'agit de 29 MW, car les besoins en réserves de $0,8 \times 29 \text{ MW} = 23 \text{ MW}$ correspondent à $(90 - 16 - 29) \times (1/0,65 - 1) = 24 \text{ MW}$ des réserves disponibles. Pour une capacité PV plus élevée, la capacité de réserves nécessaire serait trop élevée ; pour toute capacité PV inférieure, la totalité de la capacité de réserves disponible ne serait pas nécessaire.

de charge comparé à 75 %), ils n'auraient qu'à tourner à 50 % pendant quelques heures critiques chaque semaine, quand la production maximale de PV et d'éolien coïnciderait avec la faible charge de mi-journée durant le week-end. Ainsi, la hausse de la consommation de combustible due au rendement inférieur est éclipse (par un facteur de 10 quand 50 % sont autorisés) par le combustible économisé en raison du remplacement de la production diesel par le PV. Il serait également important de recueillir des données sur l'usure due aux cycles plus fréquents des générateurs.

2.6. OPTIONS DE FLEXIBILITÉ POUR ACCROÎTRE LES RÉSERVES EFFICACES

Outre la variation du niveau de charge autorisé minimum, l'utilisation de technologies innovantes pour améliorer l'intégration du PV a également été étudiée. Les résultats utilisant un cas de référence de 80 % de perte PV en 10 minutes et une charge de générateur minimale de 65 % sont donnés dans le Tableau 4.

Tableau 4. Limites d'intégration du PV [MW] à Mahé dans des scénarios pour 2030

Scénario	PV [MW]
Cas de référence (CR) (65 % min. de charge de générateur, pas d'autre technologie)	29,1
CR + 7 MW de gestion de la demande (les clients peuvent diminuer/augmenter leur charge dans les 5 minutes pour soutenir l'équilibrage de puissance de PUC)	34,3
CR + 7 MW de stockage (comme les batteries et/ou le stockage par pompage hydraulique)	34,3
CR + Limitation des onduleurs PV à 80 % de la taille des panneaux PV (réduit les pics PV avec un effet minime sur la production d'énergie)	36,4
CR + Limitation des grandes installations durant les goulots d'étranglement (uniquement quand la production est élevée et la charge est faible simultanément)	38,8
CR + Conserver un générateur de secours de 15 MW en veille (afin qu'il puisse démarrer rapidement, par exemple en 5 minutes)	39,5
Scénario prudent (charge min. de 75 %, aucun changement au système existant)	21,5
Scénario modéré (charge min. de 65 %, DSM, limite onduleur 80 %, limitation)	57,2
Scénario avancé (charge min. de 50 %, DSM, limite onduleur 80 %, limitation, générateur de secours)	85,8

La gestion de la demande (DSM) est l'adaptation à la flexibilité des charges clients. Elle peut être utilisée pour retarder ou avancer la demande électrique afin qu'elle absorbe mieux les pics de production d'énergies renouvelables et réduise ainsi la pression sur les générateurs traditionnels. Aux Seychelles, la gestion de la demande serait possible à la conserverie Indian Ocean Tuna à Victoria, où se trouvent de grandes installations de réfrigération avec une importante inertie thermique, ou dans les stations de pompage et/ou de désalinisation.

Le stockage d'électricité peut aider l'intégration des énergies renouvelables de manière comparable à la gestion de la demande, en absorbant le pic de production d'énergies renouvelables. Des centrales à pompage-turbinage peuvent être faisables étant donné la topologie montagneuse de l'île.

Comme pour les études sur la tension et la taille du réseau, limiter la taille des onduleurs à 80 % de la taille des panneaux est très efficace car cela réduit la chute PV maximale et n'a qu'un faible effet sur la production d'énergie PV sur l'année. De manière similaire, limiter la production PV et éolienne à des niveaux inférieurs à leur puissance disponible (« limitation ») peut être très utile durant les rares goulots d'étranglement, mais les limitations pratiques signifient que cela ne serait possible pour les centrales PV de plus de 500 kW.

Ces options technologiques ont ensuite été combinées et regroupées dans des scénarios, en fonction de leur coût et de leur complexité. Le scénario prudent correspond à la pratique actuelle ; dans le scénario modéré, les options les plus rentables et les plus faciles à mettre en œuvre sont utilisées ; le scénario avancé représente les limites de ce qui peut être techniquement possible aux Seychelles. L'impact de la couverture totale de la charge par les énergies renouvelables pour l'ensemble des Seychelles est représenté à la Figure 7. Même dans le scénario le plus prudent, les Seychelles ne devraient avoir aucune difficulté à atteindre leur objectif de 15 % d'ER d'ici 2030.

Couverture de la charge par toutes les énergies renouvelables pour l'ensemble des Seychelles selon les différents scénarios

charge couverte
par le renouvelable [%]

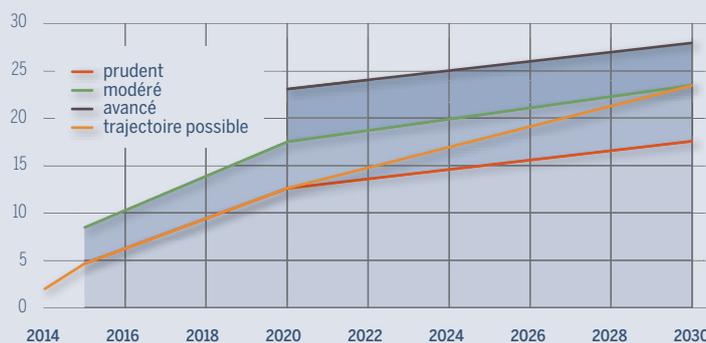


Figure 7

REMERCIEMENTS

Nous remercions Public Utilities Corporation, la Seychelles Energy Commission, la Banque mondiale et notre partenaire sur le projet, le Meister Consultants Group, pour leur soutien et leur collaboration au cours de l'étude. Les auteurs de la présente publication sont seuls responsables de son contenu.

“MÊME DANS LE SCÉNARIO LE PLUS PRUDENT, LES SEYCHELLES NE DEVRAIENT AVOIR AUCUNE DIFFICULTÉ À ATTEINDRE LEUR OBJECTIF DE 15 % D'ÉNERGIES RENOUVELABLES D'ICI 2030.”

CONCLUSION

En 2014, les Seychelles couvraient simplement 2 % de leur charge électrique avec des énergies renouvelables ; des générateurs fonctionnant avec du diesel importé et onéreux couvraient le reste. D'après l'étude sur l'absorption du réseau (Ackermann et al., 2014) réalisée par Energynautics et décrite dans cet article, les Seychelles pourront atteindre leur objectif de 15 % de couverture de la charge par les énergies renouvelables d'ici 2030 même avec une approche d'exploitation prudente (voir Figure 7). En utilisant des technologies innovantes comme la gestion de la demande et en permettant aux générateurs diesel de fonctionner pendant des périodes de temps courtes à des débits moindres (pour fournir des réserves tournantes supplémentaires permettant de compenser les pertes brutales de production PV), les Seychelles pourraient couvrir jusqu'à 28 % de leur demande électrique par des sources d'énergie propres. Outre contribuer à la réduction des émissions de CO₂, la consommation réduite de combustible permettra de faire des économies, et ce même en prenant en compte les coûts des centrales électriques utilisant des énergies renouvelables.

RÉFÉRENCES

- Ackermann T., Brown T., Martensen N., Narasimhan B. (2014), "Grid Absorption Study"
- Al-Habshi Consultants Office in association with ECOM (2013), "Technical and Economic Feasibility Study for the project of Enhancing the Electricity Network for S. Mahé Island"
- Knopp M. (2012), "Study on maximum permissible intermittent electricity generators in an electricity supply network based on grid stability power quality criteria," Master Thesis, Fernuniversität Hagen. <http://www.credp.org/Data/MT-VRE-12-mknopp.pdf>
- Lambeau R. (2008), "Inventaire des potentialités hydrauliques de l'île de Mahé"
- Masdar and Lahmeyer International (2011), "Wind Energy Generation Capacity on the Seychelles: 12 Month Wind Data Analysis Report"
- Masdar and Lahmeyer International (2012), "Ile du Port and Ile de Romainville Wind Farms Stability Study"
- Moustache M. (2011), "Feasibility Study: Availability of Biomass for Renewal Energy Power Project"
- Piwko R., Roose L., Orwig K., Matsuura M., Corbus D., Schueger M. (2012), "Hawaii Solar Integration Study: Solar Modelling Developments and Study Results," 2nd International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems, Lisbon, Portugal.
- Wärtsilä (2013), "Wärtsilä 32 Product Guide" <http://www.wartsila.com/en/engines/medium-speed-engines/wartsila32>.