

# Étude de cas

## PROJET SOLAIRE PV DE SAL

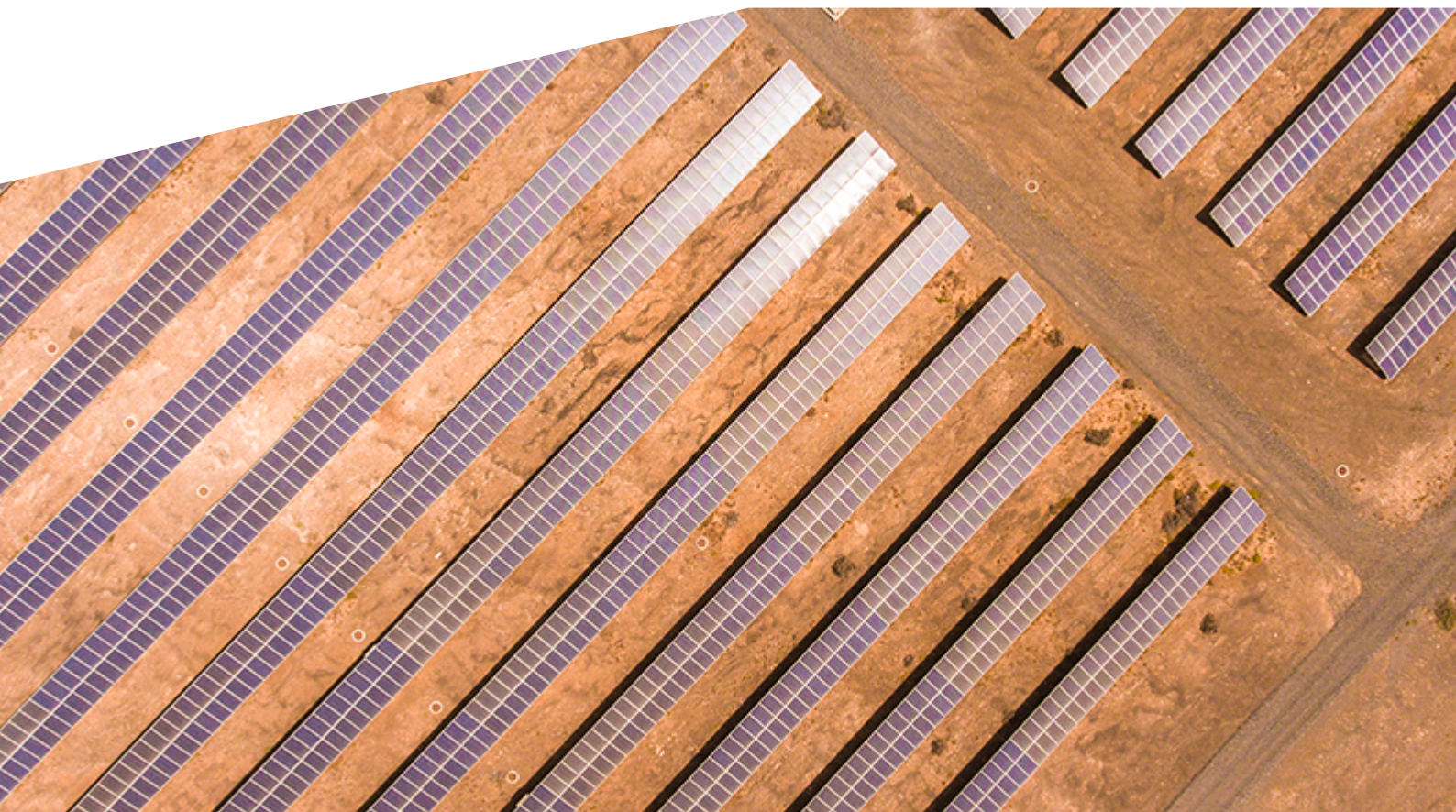
### *Cabo Verde*

### CONTEXTE

Le gouvernement du Cabo Verde (GoCV), avec le soutien de divers partenaires, a pris les premières mesures pour développer son vaste potentiel d'énergie renouvelable dans les années 1980, mais ce n'est que de 2008 à 2011 que le gouvernement a décidé d'adopter des plans ambitieux pour le développement des ER, de créer un environnement propice aux investissements du secteur privé dans la production d'électricité à base d'ER et de développer les premiers projets de centrales solaires photovoltaïques dans le pays. Ce processus a été soutenu par un prêt concessionnel du gouvernement du Portugal qui a été utilisé pour financer l'assistance technique pour l'évaluation du potentiel d'ER du pays, l'assistance dans la planification des ER ainsi que le développement du projet solaire photovoltaïque de Sal et son projet jumeau sur l'île de Santiago (voir étude de cas séparée). Le *Centre pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique de la CEDEAO* (CEREEC), en coopération avec la *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* (GIZ) et la *Direction Générale de l'Energie* (DGE) du Cabo Verde, a accepté de mener une analyse approfondie de ces deux projets, les premiers projets d'énergie solaire photovoltaïque à grande échelle en Afrique de l'Ouest, en vue de diffuser les expériences et les enseignements aux autres parties prenantes de la région. En outre, l'évaluation a servi de base à l'élaboration d'options pour améliorer l'exploitation et la maintenance des deux centrales.

### FAITS CLÉS

Site	Murdeira, île de Sal
Technologie	Centrale solaire photovoltaïque raccordée au réseau
Capacité de production	2,2 MWc
Développeur	Gouvernement du Cabo Verde
Opérateur	Electra Norte (société nationale d'électricité)
Mise en service	Octobre 2010
Coût d'investissement	EUR 8 403 243
Financement	Prêt concessionnel



## DÉVELOPPEMENT DU PROJET

Le processus de développement du projet solaire de Sal et de son projet jumeau à Santiago a pris environ un an, ce qui est plus court que le temps habituellement nécessaire pour développer des projets similaires dans les pays en voie de développement. En raison de la hausse de la demande d'électricité et de la pénurie de production qui prévalait à l'époque, le gouvernement capverdien décida début 2009 de développer les deux centrales en tant que projets publics dans un court laps de temps. C'était dans une situation où le gouvernement était déjà en discussion avec le gouvernement du Portugal pour la mise en place d'une ligne de crédit de 100 millions d'euros pour les projets d'énergie renouvelable, environnementaux et de l'hydraulique. L'idée de développer ces projets a été discutée dans ce contexte. En même temps, il a été décidé de lancer un projet d'assistance technique complet pour soutenir la DGE dans l'analyse du potentiel des ER du Cabo Verde, l'élaboration d'un plan d'investissement et le développement du cadre légal et réglementaire pour la promotion des ER. Les conseillers résidents du cabinet de conseil choisi pour mettre en œuvre ce projet ont

participé au processus de développement des centrales solaires photovoltaïques en assistant la DGE dans des activités telles que l'identification du site et la coordination avec *Electra* SARL, futur acheteur et exploitant des centrales. L'approche du développement des projets adoptée par la DGE était très axée sur les résultats et pragmatique. Aucune étude de faisabilité n'a été entreprise et le dimensionnement a été effectué en fonction du besoin de capacité de production supplémentaire à ce moment-là. La DGE a obtenu une dérogation par rapport à l'évaluation d'impact environnemental. Le fait que le gouvernement lui-même ait été le développeur du projet a facilité le processus d'obtention des terres et de tous les permis nécessaires au projet. Le choix du site a été compliqué par le fait qu'à Sal, la principale destination touristique de Cabo Verde, de nombreuses zones sont classées comme zones de développement touristique intégré (ZDTI). Cependant, DGE a finalement obtenu des terrains appropriés près d'une sous-station existante à Murdeira, à environ 11 km de Santa Maria qui est le centre touristique de l'île.

## JALONS DU PROJET



29/06  
Signature d'un accord de ligne de crédit entre les gouvernements du Cabo Verde et du Portugal

28/12  
Autorisation du gouvernement pour l'achat direct des installations solaires photovoltaïques à Santiago et à Sal



Janvier :  
Signature d'un contrat d'EPC entre Martifer Solar et le Ministère de l'Economie, de la Croissance et de la Compétitivité (MECC)

01/10  
Inauguration de la centrale de Sal

22/11  
Adoption du Décret-Loi n° 53/2010, qui constitue la base juridique de l'accord de concession entre DGE et Electra



Janvier :  
Signature du contrat de concession avec Electra et réception de la centrale



Septembre :  
Aguas de Ponta Preta (APP) a commencé à fournir des services d'exploitation et de maintenance à Electra

## APPROVISIONNEMENT ET CONSTRUCTION

L'une des conditions de l'accord de prêt avec le Portugal était que tous les biens et services destinés aux projets financés au titre de la ligne de crédit seraient achetés auprès d'entreprises portugaises. C'est dans ce contexte que le gouvernement a opté pour l'attribution directe des contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction (EPC) des deux centrales à *Martifer Solar* (MTS), une société qui fabrique également des modules PV et fait maintenant partie du groupe français *Voltaia*.

La décision de développer la centrale solaire photovoltaïque de Sal et son projet jumeau à Santiago avec des fonds publics et d'attribuer le contrat directement à MTS a été fortement critiquée par l'opposition qui accusait le gouvernement d'actes répréhensibles et de choisir une technologie beaucoup plus coûteuse que l'énergie éolienne, ce qui augmenterait le coût de la production d'électricité au Cabo Verde. Le gouvernement a réagi en déclarant que toutes ces affirmations étaient fausses et en soulignant les divers avantages attendus des projets.<sup>1</sup>

Le contrat avec MTS prévoyait initialement que le fournisseur installe une centrale de 2,5 MW pour un prix total de 9,34 millions d'euros (3,75 EUR/kWc). Parallèlement, le gouvernement a investi dans le renforcement du réseau et dans une centrale thermique « de secours » de 4,9 MW sous contrats séparés. Cependant, le gouvernement et le fournisseur ont convenu pendant la phase de construction de réduire la capacité de la centrale à 2,2 MWc et le prix du contrat à 8,4 millions d'euros, car le gouvernement n'était pas en mesure de mobiliser sa part du CAPEX qu'il devait payer directement au fournisseur (les autres paiements ont été effectués par la banque portugaise qui gérait la ligne de crédit).

L'installation est composée de 9 912 modules polycristallins d'une capacité de 225 Wc de *Martifer Solar*, quatre onduleurs centraux de SMA et d'une structure de fixation en acier fixe avec des fondations en béton.

La construction a débuté en avril 2010 et s'est achevée en septembre de la même année. La centrale a été officiellement inaugurée le 01/10/2010. À l'époque, c'était la plus grande centrale solaire PV d'Afrique.

## EXPLOITATION

À la fin de la construction, la centrale a été livrée à la société nationale d'électricité *Electra* SARL, qui a été scindée en deux sociétés pour gérer les réseaux électriques des îles du nord (*Electra Norte*) et des îles du sud (*Electra Sul*) en 2013. Depuis lors, la centrale de Sal a été gérée par *Electra Norte*. Au cours des premières années d'exploitation, toutes les tâches d'exploitation et de maintenance ont été effectuées par *Electra*. Deux techniciens d'*Electra* s'occupaient de l'usine, et l'entreprise faisait appel à des prestataires de services externes pour nettoyer la centrale de temps en temps. Depuis juin 2017, l'entreprise privée *Aguas de Ponta Preta* (APP) fournit certains services d'exploitation et de maintenance à *Electra*. En janvier 2010, le gouvernement a signé un accord de concession avec *Electra*, qui précise que l'entreprise exploitera l'usine de Santiago ainsi que l'usine de Sal pendant 20 ans avec l'option d'extension de la durée de l'accord. Le contrat prévoit que la société nationale d'électricité n'aura qu'à payer une redevance de concession symbolique de 1 % de la « valeur » de l'électricité livrée au réseau

<sup>1</sup> Source : MTIE, pas de date.



de distribution à partir de la sixième année d'exploitation et qu'elle devra effectuer des paiements dans un fonds de maintenance, qui serait utilisé pour financer les réparations et les réinvestissements nécessaires. Les versements dans ce fonds devraient représenter 2,5 % du volume des ventes (*volume de negócios*) au cours des 10 premières années et 5 % à partir de la onzième année.

La quantité d'énergie solaire injectée dans le réseau de l'île a varié au fil des ans. 2013, la troisième année d'exploitation était celle avec la plus grande production. En cette année, la centrale a généré environ 2,4 GWh et a contribué à près de six pour cent du mix électrique de l'île. Le tableau ci-dessous montre comment la production, le facteur de capacité ainsi que la part du solaire dans le mix énergétique insulaire ont évolué entre 2011 et 2016. Il compare également la production avec le rendement de référence,

La production extrêmement faible en 2012 est due au fait que l'usine a été complètement éteinte pendant au moins sept mois au cours de cette année.<sup>3</sup> Cela a à voir avec la mise en service du parc éolien de *Cabeólica* à Sal en février 2012 (date d'opération commerciale).

Cette faible performance peut s'expliquer par le fait que la centrale n'a pas été livrée dans des conditions optimales et que certains problèmes techniques survenus tôt n'ont jamais été résolus malgré le fait qu'*Electra* et la DGE aient demandé à plusieurs reprises au fournisseur de les résoudre. Un représentant de MTS était présent dans le pays au cours des six premiers mois suivant la mise en service des installations solaires photovoltaïques de Santiago et de Sal, et MTS a pallié à certains des défauts présentés par la DGE et *Electra* pendant la période de garantie de deux ans. Cela comprenait l'oc-

#### PRODUCTION DE LA CENTRALE SOLAIRE PV DE SAL

ANNÉE	PRODUCTION (kWh)	DIFFÉRENCE AVEC LE RENDEMENT DE RÉFÉRENCE (%)	COEFFICIENT DE PERFORMANCE MESURÉ (%)	FACTEUR DE CAPACITÉ (%)	QUOTE-PART DANS LE MIX ÉLECTRIQUE DE SANTIAGO (%)
2011	2 062 099	-43,6	39,5	10,6	6
2012	1 640 227	-51,8	32,4	8,4	6
2013	2 388 333	-31,8	46,4	12,2	6
2014	1 279 529	-62,9	24,9	6,5	2
2015	2 173 475	-28,7	44,9	11,1	4
2016	2 099 308	-30,9	43,3	10,7	4
TOTAL	11 642 971				

Source : Agência de Regulação Económica/proprio calculs

calculé pour une centrale présentant les mêmes caractéristiques et sur les données d'irradiation par satellite pour le même site et les mêmes années. Les données montrent que la production de la centrale était significativement inférieure au rendement de référence depuis sa mise en service, 2014 étant l'année avec la production la plus faible (-63 %). Le facteur de capacité, qui variait entre 7 % et 12 %, était significativement inférieur à la moyenne des systèmes PV solaires en Afrique de 22 %.<sup>2</sup>

En 2016, *Electra* a signé un accord avec l'entreprise privée *Agua de Ponta Preta* (APP) qui exploite entre autres une centrale thermique et un système PV sur Sal. L'accord prévoit qu'APP exécute certaines tâches d'exploitation et de maintenance à la centrale (nettoyage, mise à disposition de gardes de sécurité, etc.). L'implication d'APP depuis septembre 2016 a conduit à une augmentation significative de la production de la centrale au cours des quatre derniers mois de 2016, soit une augmentation de 47 % par rapport à la même période en 2015.

currence de la dégradation induite par le potentiel (PID)<sup>4</sup> dans un certain nombre de modules, ce qui a été confirmé par une inspection indépendante menée par l'*Instituto Tecnológico de Canarias* (ITC) pour le compte de la DGE en 2011. Une nouvelle inspection par le même institut deux ans plus tard a confirmé que les mesures prises par MTS pour résoudre le problème avaient été efficaces, de sorte que la majorité des modules concernés avaient été réparés.

Une autre explication de la faible performance de la centrale est le fort effet de souillure, qui est lié au fait que le Cabo Verde est un pays aride et qu'il y a de fortes concentrations de poussière dans l'air, surtout pendant la période de l'harmattan (octobre à juin). L'étude de l'ITC a révélé que les souillures représentaient une réduction de 17 % de la production de la centrale au moment de l'inspection en 2013. Un nettoyage fréquent avec de l'eau augmenterait considérablement les coûts d'exploitation et d'entretien ; car l'eau dessalée est la seule eau douce disponible à proximité du site.

<sup>2</sup> Selon l'IRENA, le facteur de capacité des systèmes d'inclinaison fixes est généralement compris entre 10 et 25 %, et le facteur de capacité moyen pondéré pour les centrales photovoltaïques en Afrique est d'environ 22 % (IRENA 2015).

<sup>3</sup> La valeur de production pour mai 2012 est inférieure aux valeurs de mai des autres années, et aucune production n'a été enregistrée pour la période de juin à décembre 2012.

<sup>4</sup> Le PID est une forme réversible de dégradation des modules PV cristallins, qui est provoquée par ce que l'on appelle des courants de fuite qui peuvent se produire si la tension des modules PV individuels au sol est négative.

## ANALYSE ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE

La centrale a été financée par le gouvernement du Cabo Verde avec des fonds provenant d'un prêt concessionnel accordé par le gouvernement du Portugal avec un mandat de 20 ans, un délai de grâce de 10 ans et un taux d'intérêt de 1,71 %. Le coût total d'investissement à l'exclusion des investissements complémentaires dans les générateurs de secours thermique et le renforcement du réseau s'élevaient à 16 839 900 EUR.

La centrale constituait une source de production bon marché pour Electra et leur permettait d'économiser environ 3,96 millions d'euros pour l'achat de carburant et d'énergie éolienne à *Cabeólica* entre 2011 et 2015.<sup>5</sup> Cela a eu un effet modérateur sur le prix de l'électricité et – en raison de la réduction des besoins d'importations de combustibles fossiles – à sur la balance de paiement du Cabo Verde (le pays souffre d'un large déficit de la balance commerciale).

Une analyse du coût estimatif de la production réalisée au cours de la préparation du projet a montré que le coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE) était juste en dessous du coût de la production de la société nationale d'électricité, qui était très élevé à l'époque. Un nouveau calcul du LCOE sur la base du CAPEX original et une estimation du réinvestissement qui serait nécessaire pour rétablir la pleine capacité de production a donné lieu à un coût de 0,14 EUR par kWh. Cela se compare favorablement avec le coût de production de la société nationale d'électricité, qui était d'environ 0,20 EUR par kWh en 2016.<sup>6</sup>

Au cours des six premières années d'exploitation, la société nationale d'électricité n'a dû payer que le coût de fonctionnement, il n'a rien eu à payer au gouvernement en échange de l'utilisation de la centrale. Si cette situation persiste, le grand public paiera l'essentiel des coûts associés au projet et ceux-ci ne seront pas répercutés sur les consommateurs. L'étude menée par l'CREEC et la GIZ recommande de remettre en état la centrale et de modifier l'accord de concession de manière à ce que les recettes publiques de la concession soient suffisantes pour couvrir au moins une part significative du paiement de la dette et frais associés. Ce serait également l'occasion d'intégrer des indicateurs de performance et des incitations claires dans le contrat, qui font actuellement défaut.

## AVANTAGES ENVIRONNEMENTAUX

Au cours des cinq premières années d'exploitation, l'usine a permis d'éviter environ 15 788 t CO<sub>2</sub> (3 736 t la première année). Ce chiffre a été calculé sur la base du facteur d'émission du réseau approuvé par la CCNUCC pour le Cabo Verde.<sup>7</sup> L'idée initiale d'enregistrer les deux projets en tant que projets du Mécanisme de Développement Propre (MDP) afin de générer des revenus provenant de la vente de réductions d'émissions certifiées (CER) n'a pas été poursuivie.<sup>8</sup> En outre, le projet a également contribué à éviter les émissions locales d'oxydes d'azote (NOx) et d'autres polluants qui auraient eu lieu si le service public avait dû remplacer la production de la centrale en partie par la production de ses centrales thermiques.

## CONCLUSIONS

Le projet solaire photovoltaïque de Sal a été l'un des tous premiers projets de centrales solaires photovoltaïques à grande échelle en Afrique de l'Ouest qui a démontré la faisabilité de la technologie au Cabo Verde et dans la région. Ce projet, ainsi que son projet jumeau à Santiago et, plus important encore, les parcs éoliens de Cabeólica, ont également contribué à faire passer la part des énergies renouvelables dans le mix électrique du Cabo Verde de 1,3 % en 2010 à 22 % en 2013. Ceci, à son tour, a renforcé la volonté du gouvernement de s'engager dans une transition énergétique et de fixer l'objectif de 50 % d'ER dans le mix électrique d'ici 2020, qui a été adopté début 2012.<sup>9</sup>

Le projet présente des avantages évidents, mais afin de les optimiser, il est nécessaire de rénover la centrale et d'améliorer son fonctionnement et sa maintenance. Le dégroupage prévu d'Electra en une société de production et une société de transport et de distribution offre une opportunité au gouvernement de discuter de certaines des dispositions du contrat de concession actuel pour les deux centrales PV et de convenir d'une solution favorable pour le gouvernement, les sociétés d'électricité et les consommateurs.

<sup>5</sup> Le taux de pénétration du vent à São Vicente en 2015 était de 28 % (source : Cabeólica 2016). Pour plus d'informations sur le projet Cabeólica, voir l'étude de cas de l'CREEC « Projet éolien de Cabeólica, Cabo Verde » disponible à <http://www.ecreee.org/fr/page/projets-phares-denergies-renouvelables-rac-cordes-au-reseau>.

<sup>6</sup> Source : Fonseca 2016.

<sup>7</sup> Source : UNFCCC 2016.

<sup>8</sup> À l'époque, le gouvernement estimait pouvoir générer un revenu annuel de 140 000 euros, basé sur un prix du CER de 10 euros par tonne d'émissions de CO<sub>2</sub> (MTIE, pas de date).

<sup>9</sup> Source : GoCV 2010. Cet objectif a été porté à 100 % en 2015.



## SOURCES

- Cabeólica SA : Annual Report 2015. Publié en 2016. <http://cabeolica.com/site1/docs/Annual%20Report%202015%20-%20website.pdf>
- Fonseca, João Dias : Active grid management of Sal island with medium/high level of renewable penetration – Technical solutions to optimize the rate of penetration. Présentation tenue à l'atelier international sur le développement des énergies renouvelables en Macaronésie et Afrique de l'Ouest le 31 mai 2016. [http://www.ecreee.org/sites/default/files/event-att/eletra\\_international\\_workshop\\_on\\_renewable\\_energy\\_development\\_in\\_macaronesia\\_and\\_west\\_africa.pdf](http://www.ecreee.org/sites/default/files/event-att/eletra_international_workshop_on_renewable_energy_development_in_macaronesia_and_west_africa.pdf)
- GoCV – Gouvernement du Cabo Verde : Résolution du Conseil des ministres no 7/2012 adopté le 12 mars 2012. Publié dans le bulletin officiel.
- IRENA : Renewable Power Generation Costs in 2014. [http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_RE\\_Power\\_Costs\\_2014\\_report.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Power_Costs_2014_report.pdf)
- MTIE – Ministério do Turismo, Indústria e Energia : Sobre a Contratação dos Parques Fotovoltaicos, pas de date. [http://www.governo.cv/documents/reao\\_do\\_mtie.pdf](http://www.governo.cv/documents/reao_do_mtie.pdf)
- UNFCCC : Standardized baseline : Cape Verde standardized baseline for the power sector, version 01.0. Publié en 2016. [https://cdm.unfccc.int/filestorage/e/x/t/ext-file-20160314104636723-ASB0021\\_-v01\\_0-.pdf/ASB0021%20%28v01%200%29.pdf?t=MkN8b2RyZ2VofDck2igprtJRBoS-WIVPpWVf](https://cdm.unfccc.int/filestorage/e/x/t/ext-file-20160314104636723-ASB0021_-v01_0-.pdf/ASB0021%20%28v01%200%29.pdf?t=MkN8b2RyZ2VofDck2igprtJRBoS-WIVPpWVf)

Le CEREEC tient à remercier le personnel du Ministère de l'Economie et de l'Emploi, Electra, ARE et APP ainsi que tous les autres partenaires interviewés pour le temps et les efforts qui ont rendu cette publication possible.

## MENTION D'IMPRESSION

Publié en novembre 2017 par  
Centre pour les énergies renouvelables et  
l'efficacité énergétique de la CEDEAO (CEREEC)  
Achada Santo Antonio  
C. P. 288  
Praia, Cabo Verde  
<http://www.ecreee.org/>

Avec le soutien de



Mis en œuvre par

**giz** Deutsche Gesellschaft  
für Internationale  
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Auteurs : Lucius Mayer-Tasch, Eder Semedo et  
Mohamed Youba Sokona sur la base d'un rapport de  
Holger Zebner (GOPA-intec) et de leurs propres analyses.

Traduction : Khadidiatou Ndiaye.