

**POOL  
ÉNERGÉTIQUE  
D'AFRIQUE DE  
L'OUEST :**  
Planification et  
perspectives  
pour les énergies  
renouvelables



Copyright © IRENA 2013

Sauf indication contraire, le contenu du présent document peut être utilisé, partagé et imprimé librement, à condition que l'IRENA soit mentionnée comme en étant la source.

## À propos de l'IRENA

L'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) est un organisme intergouvernemental qui soutient les pays dans leur transition vers un futur énergétique durable. Plateforme principale de coopération internationale, centre d'excellence, base de connaissances politiques, technologiques, en ressources et financières sur les énergies renouvelables, l'IRENA encourage l'adoption et l'utilisation durables, à grande échelle, de toutes les formes d'énergies renouvelables. La bioénergie, les énergies géothermique, hydroélectrique, marine, solaire et éolienne, sont ainsi mises au service du développement durable, de l'accès à l'énergie, de la sécurité énergétique, de la croissance et la prospérité économiques tout en limitant les émissions de carbone.

[www.irena.org](http://www.irena.org)

## Remerciements

L'IRENA a préparé le présent rapport en étroite collaboration avec Bruno Merven, de l'Energy Research Centre (Centre de recherche énergétique) de l'université du Cap, en Afrique du Sud. Bruno Merven a conduit des travaux de développement majeurs avec l'IRENA sur le modèle de Test de planification de système pour l'Afrique de l'Ouest (SPLAT-W). Il a fourni un support de modélisation pour le développement de scénarios et a aidé à l'interprétation des résultats. Ce rapport a été étudié par le Centre régional de la CEDEAO pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique (CEREEC) qui est également intervenu en tant que consultant. Il a en outre été abordé lors d'un atelier sur la planification énergétique organisé par l'IRENA et le CEREEC du 10 au 12 décembre 2012 à Abidjan, en Côte d'Ivoire. Cet atelier a été suivi par des membres des gouvernements et des professionnels de la planification énergétique du Bénin, du Burkina Faso, de la Côte d'Ivoire, de la Gambie, du Ghana, de la Guinée, de la Guinée-Bissau, du Liberia, du Mali, du Niger, du Nigeria, du Sénégal, de la Sierra Leone et du Togo. L'IRENA souhaite remercier tous les participants pour leur contribution active, qui a permis d'obtenir des résultats plus pertinents du point de vue politique. Elle tient également à remercier l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) pour sa mise à disposition d'un modèle antérieur de secteur énergétique ouest-africain, ainsi que Mario Tot, de l'AIEA, pour sa contribution à l'amélioration de ce modèle.

**Authors :** Asami Miketa (IRENA), Bruno Merven (Energy Research Centre)

Pour de plus amples informations ou pour nous faire part de vos réactions, veuillez contacter Asami Miketa, IRENA Innovation and Technology Centre (Centre pour l'innovation et la technologie de l'IRENA). E-mail : [AMiketa@irena.org](mailto:AMiketa@irena.org) ou [secretariat@irena.org](mailto:secretariat@irena.org).

## Clause de non-responsabilité

Les dénominations employées et la présentation des documents mentionnés n'impliquent pas l'expression d'une quelconque opinion de la part de l'Agence internationale pour les énergies renouvelables concernant le statut légal de tout pays, territoire, ville ou zone géographique ou concernant leur souveraineté ou la délimitation de leurs frontières ou limites territoriales.

POOL ÉNERGÉTIQUE D'AFRIQUE DE L'OUEST :  
Planification et perspectives pour  
les énergies renouvelables





## FICHIERS DE DONNÉES À TÉLÉCHARGER

La totalité des données et résultats présentés dans ce rapport est disponible sur le site Internet de l'IRENA : [www.irena.org/WAPP](http://www.irena.org/WAPP).

L'analyse présentée ici est basée sur les versions suivantes des fichiers de données.

- » MAINWAPP\_2013-05-15\_1526.zip (fichier de données SPLAT-W)
- » Demand\_ALL\_revised2012\_AM.xlsx (hypothèses sur la demande d'électricité)
- » Transmission Data\_02.xlsx (projets et lignes de transport)
- » WAPP\_Supply\_16\_BY\_Wind\_CIExist\_Fixed.xlsm (fichier de données technologiques)
- » OREFERENCE\_v12.xlsm (fichier présentant les résultats du Scénario de référence WAPP)
- » 1RE\_v12.xlsm (fichier présentant les résultats du scénario «Promotion des énergies renouvelables»)
- » 1bRE\_noInga\_v12.xlsm (fichier présentant les résultats du scénario «Absence d'importations d'Afrique centrale»)
- » 1cRE\_limTrade\_v12.xlsm (fichier présentant les résultats du scénario «Sécurité énergétique»)
- » Summary\_ECOWAS\_v12c.xlsx (résumé de la CEDEAO)
- » Load\_Calibration\_all\_01\_for report.xlsm (fichier de données relatives à la charge)

# Sommaire

	Résumé	11
1	Introduction	13
2	Aperçu de la méthodologie appliquée	15
3	Hypothèses de base des scénarios	19
»	3.1 Les quatre scénarios	19
»	3.2 Hypothèses générales	20
»	3.3 Hypothèses sur la demande d'électricité	20
»	3.4 Hypothèses sur le transport et la locaux	22
»	3.5 Hypothèses sur le potentiel en ressources renouvelables	23
»	3.6 Hypothèses sur la disponibilité et le prix des combustibles	24
»	3.7 Hypothèses sur les options de production d'électricité	26
»	3.8 Hypothèses sur les échanges commerciaux entre pays	32
»	3.9 Contraintes liées à l'exploitation du système et des unités	32
4	Résultats de la modélisation	35
»	4.1 Scénario de référence	35
»	4.2 Scénario «Promotion des énergies renouvelables» investissements et mix de production jusqu'en 2030	36
»	4.3 Implications économiques du scénario «Promotion des énergies renouvelables»	42
»	4.4 Comparaison avec les scénarios alternatifs	42



5	Planification énergétique à long terme et intégration des énergies renouvelables aux systèmes énergétiques	45
6	Conclusions	47
7	Références	49

<b>Annexe A :</b>	Données détaillées relatives à la demande	51
<b>Annexe B :</b>	Hypothèses détaillées sur les centrales électriques	52
<b>Annexe C :</b>	Paramètres technologiques génériques	65
<b>Annexe D :</b>	Données détaillées relatives au transport	71
<b>Annexe E :</b>	Plan de construction détaillé dans le cadre du scénario «Promotion des énergies renouvelables»	77

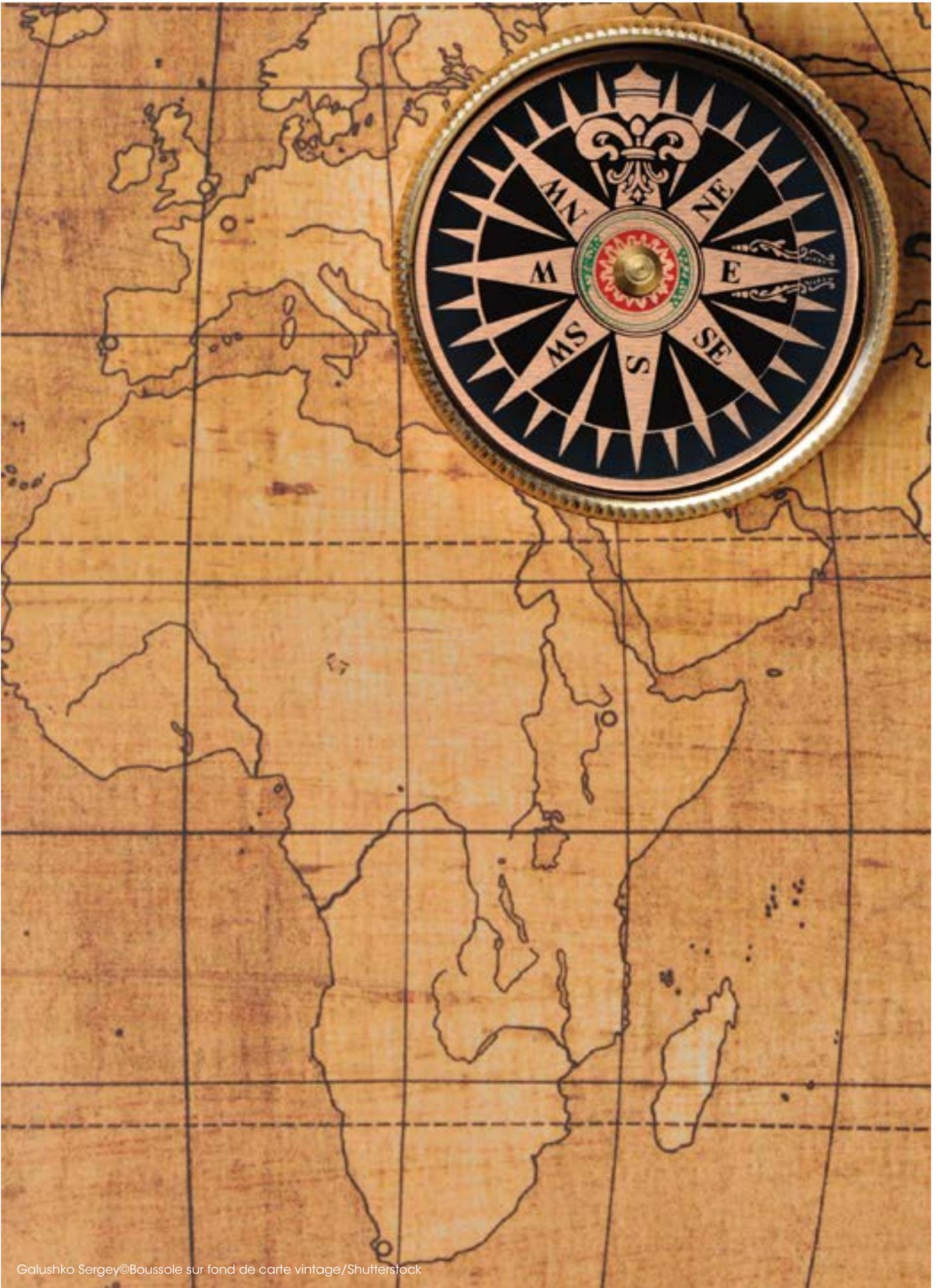
# Graphiques

<b>Graphique 1.</b> Structure modèle du secteur énergétique au niveau national	17
<b>Graphique 2.</b> Projections de demande d'électricité secondaire, projets miniers inclus	20
<b>Graphique 3.</b> Demande finale d'électricité totale sur la période 2010-2030, par catégorie	21
<b>Graphique 4.</b> Courbe de charge : le Ghana en 2012	22
<b>Graphique 5.</b> Hypothèses sur les coûts d'investissements quotidiens pour les énergies renouvelables dans le cadre du scénario «Promotion des énergies renouvelables»	29
<b>Graphique 6.</b> Coût moyen de production d'électricité : distribution de 63 projets de centrales hydroélectriques	31
<b>Graphique 7.</b> Fluctuation journalière du rendement solaire photovoltaïque	34
<b>Graphique 8.</b> Production d'électricité dans le cadre du Scénario de référence	35
<b>Graphique 9.</b> Mix de capacité énergétique des centrales existantes	37
<b>Graphique 10.</b> Nouvelle augmentation de capacité dans le cadre du scénario «Promotion des énergies renouvelables» jusqu'en 2030	37
<b>Graphique 11.</b> Répartition de la capacité dans le cadre du scénario «Promotion des énergies renouvelables»	39
<b>Graphique 12.</b> Approvisionnement en électricité dans le cadre du scénario «Promotion des énergies renouvelables» : production régionale et importations d'Afrique centrale	39
<b>Graphique 13.</b> Parts de production d'électricité par pays en 2010 et 2030 dans le cadre du scénario «Promotion des énergies renouvelables»	40
<b>Graphique 14.</b> Échanges commerciaux régionaux en 2030 dans le cadre du scénario «Promotion des énergies renouvelables»	41
<b>Graphique 15.</b> Part de production distribuée dans la demande urbaine et rurale en 2030 dans le cadre du scénario «Promotion des énergies renouvelables»	41
<b>Graphique 16.</b> Coûts des systèmes annualisés non actualisés dans le cadre du scénario «Promotion des énergies renouvelables»	42
<b>Graphique 17.</b> Parts d'approvisionnement en électricité dans le cadre des trois scénarios alternatifs	43
<b>Graphique 18.</b> Sources d'approvisionnement en électricité par pays : scénario «Promotion des énergies renouvelables» contre scénario «Sécurité énergétique»	43



# Tableaux

<b>Tableau 1.</b> Hypothèses sur les coûts et pertes des infrastructures de transport et de distribution par pays	22
<b>Tableau 2.</b> Centrales hydroélectriques existantes et projets de centrales hydroélectriques identifiés	23
<b>Tableau 3.</b> Hypothèses sur le potentiel des autres sources d'énergies renouvelables	24
<b>Tableau 4.</b> Hypothèses sur la disponibilité des combustibles	25
<b>Tableau 5.</b> Projections de prix des combustibles	26
<b>Tableau 6.</b> Capacité de production électrique existante	27
<b>Tableau 7.</b> Capacité des projets futurs	27
<b>Tableau 8.</b> Hypothèses sur les coûts d'investissements quotidiens pour les technologies énergétiques génériques	29
<b>Tableau 9.</b> Coût moyen de production d'électricité : hypothèses	31
<b>Tableau 10.</b> Récapitulatif des infrastructures de transport existantes	33
<b>Tableau 11.</b> Nouveaux projets de transport transfrontalier	33
<b>Tableau 12.</b> Capacité supplémentaire par pays, 2010-2030 : scénario «Promotion des énergies renouvelables»	37
<b>Tableau 13.</b> Projections de demande finale d'électricité	51
<b>Tableau 14.</b> Centrales thermiques existantes	52
<b>Tableau 15.</b> Centrales hydroélectriques existantes	54
<b>Tableau 16.</b> Projets de centrales thermiques à l'étude et engagés	56
<b>Tableau 17.</b> Projets de centrales hydroélectriques à l'étude et engagés	60
<b>Tableau 18.</b> Autres paramètres relatifs aux technologies d'énergies renouvelables	65
<b>Tableau 19.</b> Coût moyen de production d'électricité : comparaisons pour l'année 2010	66
<b>Tableau 20.</b> Coût moyen de production d'électricité : comparaisons pour l'année 2020	67
<b>Tableau 21.</b> Coût moyen de production d'électricité : comparaisons pour l'année 2030	68
<b>Tableau 22.</b> Données détaillées relatives aux infrastructures de transport existantes	71
<b>Tableau 23.</b> Données détaillées relatives aux projets de transport futurs	72
<b>Tableau 24.</b> Pertes détaillées relatives au transport et à la distribution par pays	74

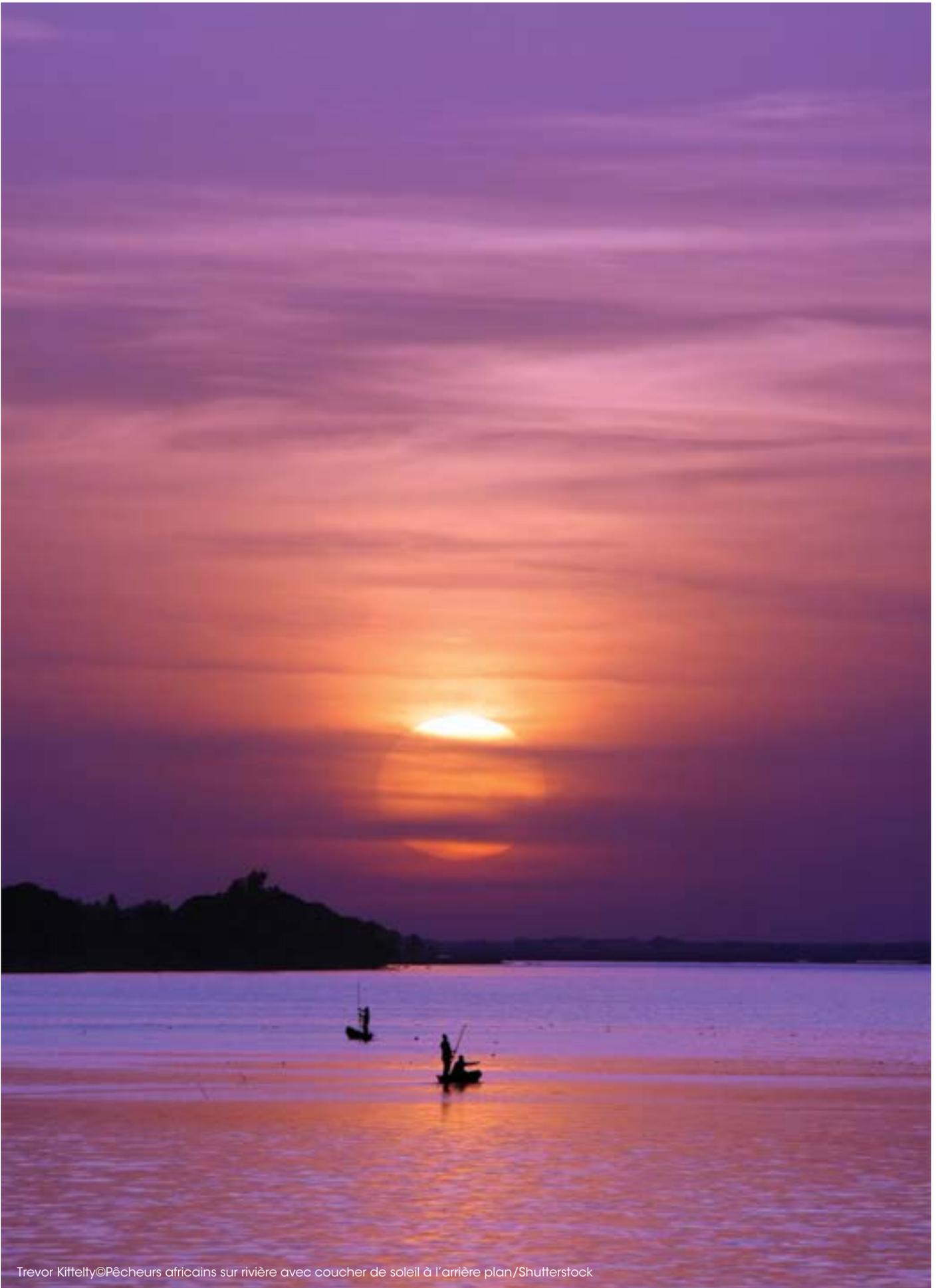


Galushko Sergey©Boussole sur fond de carte vintage/Shutterstock



# Abréviations

<b>TGCC</b>	Turbine à gaz à cycle combiné
<b>ESC</b>	Énergie solaire concentrée
<b>CEDEAO</b>	Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest
<b>CEREEC</b>	Centre régional de la CEDEAO pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique
<b>GWh</b>	Gigawattheure
<b>AIEA</b>	Agence internationale de l'énergie atomique
<b>IRENA</b>	Agence internationale pour les énergies renouvelables
<b>GJ</b>	Gigajoules
<b>kV</b>	Kilovolt
<b>LCOE</b>	Coût moyen de production d'électricité (en anglais, Levelized Cost of Electricity)
<b>MESSAGE</b>	Modèle pour des alternatives stratégiques d'alimentation énergétique et leur impact général sur l'environnement
<b>MW</b>	Mégawatt
<b>TGCO</b>	Turbine à gaz à cycle ouvert
<b>E&amp;M</b>	Exploitation et maintenance
<b>PV</b>	Photovoltaïque
<b>SPLAT-W</b>	Modèle de Test de planification de système pour l'Afrique de l'Ouest
<b>T&amp;D</b>	Transport et distribution
<b>TWh</b>	Térawattheure
<b>USD</b>	Dollars des États-Unis
<b>WAPP</b>	Pool énergétique d'Afrique de l'Ouest



Trevor Kiffelty©Pêcheurs africains sur rivière avec coucher de soleil à l'arrière plan/Shutterstock



L'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) a développé un outil de planification du secteur énergétique pour les pays d'Afrique de l'Ouest, appelé modèle de planification de système pour l'Afrique de l'Ouest (System Planning Test model for Western Africa, soit SPLAT-W, or SPLAT pour faire plus court). Cet outil permet aux analystes de concevoir des systèmes énergétiques conformes à un certain nombre d'exigences et capables de répondre à une demande d'électricité croissante et fluctuante, tout en tenant compte des coûts d'investissement et de fonctionnement.

À l'aide du modèle SPLAT-W, l'IRENA a développé un scénario de «Promotion des énergies renouvelables» pour les pays continentaux membres de la Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO). Ce faisant, elle illustre la manière dont SPLAT-W peut être utilisé, et stimule le débat tant sur les hypothèses de base adoptées que sur les résultats obtenus. Dans ce scénario, l'IRENA a évalué le niveau d'investissements nécessaires afin de permettre à la production d'électricité (en réseau et hors réseau), au transport et à la distribution domestiques, ainsi qu'aux réseaux de transport internationaux de répondre à la demande croissante d'électricité de la manière la plus abordable qui soit. Pour ce faire, elle a explicitement tenu compte des stocks de capitaux existants, des remplacements nécessaires et des investissements engagés. Elle a mis l'accent sur l'intégration des technologies de production d'énergies renouvelables aux systèmes énergétiques en réseau et hors réseau, tout en tenant compte de la manière dont chaque technologie de production répond aux fluctuations de la demande. Enfin, en évaluant conjointement tous les pays continentaux membres de la CEDEAO, elle a pu dresser un aperçu des investissements nécessaires au développement d'interconnexions électriques régionales. La totalité des données et des résultats présentés dans ce rapport est disponible sur le site Internet de l'IRENA : [www.irena.org/WAPP](http://www.irena.org/WAPP).

L'évaluation effectuée par l'IRENA montre qu'il est possible d'augmenter la part des technologies renouvelables dans la région. Ainsi, de 22% de la production d'électricité actuelle, elles pourraient passer à 52% en 2030, à condition que leur coût continue de baisser et que le prix des combustibles fossiles poursuive leur tendance actuelle à la hausse. Dans ce scénario, près de la moitié des investissements envisagés entre 2010 et 2030 impliqueraient des

technologies renouvelables. La technologie de production par mini-centrales hydroélectriques pourrait jouer un rôle significatif dans la satisfaction de la demande d'électricité rurale, dans les cas où les ressources adéquates existent. Au total, les investissements nécessaires dans la région s'élèveraient à près de 170 milliards de dollars US (non actualisés) entre 2010 et 2030. En dépit d'hypothèses prudentes sur la disponibilité des ressources renouvelables et les limites à la pénétration des technologies éolienne et solaire, ce scénario réserve aux technologies renouvelables une part du secteur énergétique nettement plus élevée en 2030 que l'objectif fixé par la politique de la CEDEAO en matière d'énergies renouvelables (selon laquelle 31% de la production d'énergie en réseau seraient issus des énergies renouvelables en 2030). À elle seule, la production hydroélectrique représenterait 33% de la production totale.

L'IRENA s'est basée sur des informations accessibles au public pour représenter l'infrastructure actuelle de production électrique. Une validation supplémentaire par des experts locaux rendrait donc le modèle plus fiable. En outre, l'évaluation se base sur un certain nombre d'hypothèses incluant, sans s'y limiter, le prix des combustibles ou le développement d'infrastructures et de politiques, sur lesquelles les responsables de la planification énergétique de la région peuvent avoir un regard différent. Nous recommandons aux experts locaux de se pencher sur les différentes hypothèses et de développer et comparer leurs propres scénarios afin d'analyser les bénéfices et les défis que représenterait le déploiement accéléré des énergies renouvelables.

Afin d'aider les États membres de la CEDEAO à développer des plans d'action nationaux favorables aux énergies renouvelables dans le cadre de la politique de la CEDEAO en matière d'énergies renouvelables, l'IRENA et le Centre régional de la CEDEAO pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique (CERECEC) ont dorénavant et déjà apporté à l'outil SPLAT-W des améliorations non documentées dans ce rapport. Au cours des deux années à venir, des améliorations méthodologiques supplémentaires seront apportées en matière de représentation des technologies renouvelables, et la qualité des données sera améliorée avec l'aide d'experts locaux de la région. En parallèle, l'IRENA prévoit, en collaboration avec des organisations partenaires, la mise en place d'une aide au renforcement des capacités d'utilisation de l'approche de modélisation pour la planification des énergies renouvelables.



Trevor Kiffelty©Homme Touareg marchant au sommet d'une dune de sable, dans le désert du Sahara/Shutterstock

# 1. Introduction



L'Afrique a besoin d'améliorer de manière significative son approvisionnement en électricité : sa population en pleine expansion bénéficierait alors d'un meilleur accès à l'énergie, et la croissance économique s'en trouverait encouragée. L'Afrique est riche d'un énorme potentiel domestique en énergies renouvelables, qu'elle pourrait mettre à profit pour le développement d'un approvisionnement électrique fiable et abordable plus que nécessaire et d'un accès universel aux sources d'énergie modernes, tout en évitant les impacts négatifs sur l'environnement. En raison de la nature pérenne des infrastructures énergétiques, il est nécessaire d'adopter une vision à long terme pour utiliser de manière optimale les ressources domestiques disponibles. Les différentes technologies d'approvisionnement en électricité présentent des caractéristiques opérationnelles propres, qui pourraient être complémentaires. C'est pourquoi le déploiement des technologies renouvelables ne peut être planifié indépendamment du reste du système énergétique. Au contraire, il doit être examiné dans une perspective d'intégration à ce système.

L'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) a pour objectif d'aider les États membres dans la planification de systèmes énergétiques, afin de passer à un système utilisant au maximum les technologies renouvelables non fossiles, respectueuses de l'environnement. Avec sa précédente publication intitulée *Scénarios et Stratégies pour l'Afrique* (Scenarios and strategies for Africa), l'IRENA a apporté une contribution majeure aux Consultations de haut niveau IRENA-Afrique le partenariat pour l'accélération de l'adoption des énergies renouvelables pour un développement durable de l'Afrique. Lors de ces consultations, menées à Abu Dhabi en juillet 2011, des ministres de l'énergie et chefs de délégation d'États africains ont présenté un communiqué reconnaissant le rôle de l'IRENA dans la promotion des énergies renouvelables pour l'accélération du développement africain (IRENA, 2011a).

Depuis, l'IRENA a entrepris un certain nombre de projets de recherche afin d'offrir une base factuelle solide facilitant les prises de décisions politiques. Le présent rapport dévoile un certain nombre de scénarios de planification des systèmes énergétiques à l'attention des États membres de la Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest

(CEDEAO). Ces scénarios décrivent une transition à long terme (c.-à-d., jusqu'en 2050) vers un avenir privilégiant les énergies renouvelables pour les systèmes énergétiques nationaux de la région. Il est possible d'accélérer cette transition en tenant compte du potentiel de réduction des coûts à long terme des technologies d'énergies renouvelables. Des voies de transition techniquement réalisables et économiquement favorables ont été calculées à l'aide d'un outil de modélisation de système énergétique, appelé modèle de Test de planification de système pour l'Afrique de l'Ouest (SPLAT-W, ou SPLAT pour faire plus court). Lors de ces travaux, un certain nombre de facteurs ont été pris en considération, notamment le déclassement des infrastructures énergétiques actuelles, la répartition géographique des ressources renouvelables et l'adéquation de la capacité de production du système. L'évaluation tient également compte des implications économiques et sociales de l'adoption des technologies d'énergies renouvelables : besoins en investissements, économies de combustibles, sécurité énergétique, etc. Cet exercice fait partie intégrante d'une série de travaux conduite par l'IRENA pour les cinq régions du pool énergétique en Afrique, couvrant tous les pays d'Afrique continentale.

Le modèle SPLAT-W s'appuie sur la base de données du système du Pool énergétique d'Afrique de l'Ouest (WAPP), dans laquelle sont renseignées les unités de production existantes, les lignes de transport international et une gamme d'options technologiques futures. Le SPLAT calcule les configurations futures du système énergétique en fonction des exigences de système spécifiées, afin de satisfaire une plage donnée de fluctuations de la demande d'électricité. La configuration du système énergétique est d'abord définie en minimisant les coûts totaux liés au système énergétique sur la période couverte (c.-à-d., 2010-2050).

Le WAPP a récemment publié un projet de rapport final de mise à jour du Plan directeur de la CEDEAO des moyens de production et de transport d'énergie électrique (WAPP, 2011), dans lequel plusieurs projets de production et de transport d'électricité font l'objet d'une analyse et d'une évaluation d'un point de vue techno-économique. À l'aide d'un outil d'optimisation des systèmes énergétiques, il a procédé à une évaluation économique des différents scénarios de planification, qui combinent un certain nombre d'actions et d'incertitudes politiques. C'est sur

ces scénarios que se base le Plan directeur du WAPP pour identifier les projets d'investissement prioritaires.

Le modèle SPLAT-W commence par dupliquer le Scénario de référence du Plan directeur du WAPP, afin de garantir que l'approche adoptée pour le modèle soit compatible avec les projets énergétiques régionaux réels. La principale valeur ajoutée de cette étude est qu'elle reflète, par la base de données utilisée comme par l'approche de modélisation adoptée, les apports des derniers travaux analytiques de l'IRENA sur le développement et le potentiel des technologies renouvelables.

Le scénario «Promotion des énergies renouvelables» présenté dans ce rapport montre qu'un déploiement des technologies renouvelables plus agressif que celui proposé par le Scénario de référence du Plan directeur serait réalisable et même viable du point de vue économique.

La seconde valeur ajoutée de cette étude réside dans le fait que le modèle SPLAT-W s'inscrit dans un cadre de modélisation bien entretenu et disponible gratuitement. SPLAT-W est conçu pour être transféré aux organisations intéressées des États membres de l'IRENA, afin qu'elles puissent l'utiliser pour l'étude de scénarios alternatifs de développement du secteur énergétique régional et national. Plusieurs tutoriaux de modèle SPLAT-W ont été développés par l'IRENA et le Centre régional de la CEDEAO pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique (CERECEC). Ils sont disponibles sur le site Internet [www.irena.org/WAPP](http://www.irena.org/WAPP).

L'outil SPLAT-W couvre tous les États continentaux membres de la CEDEAO : le Burkina Faso, la Côte d'Ivoire, la Gambie, le Ghana, la Guinée, la Guinée-Bissau, le Liberia, le Mali, le Niger, le Nigeria, le Sénégal, la Sierra Leone et le Togo/Bénin (traités comme un nœud unique).



Dennis Schroeder©Installation de test SolarTAC à Aurora, dans le Colorado/NREL

## 2. Aperçu de la méthodologie appliquée



L'outil SPLAT-W a été développé à l'aide d'une plateforme de modélisation intitulée MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact, ou Modèle pour des alternatives stratégiques d'alimentation énergétique et leur impact général sur l'environnement). Il s'agit d'un cadre de modélisation de systèmes énergétiques dynamique, de base et pluriannuel, qui applique des techniques d'optimisation linéaire et linéaire mixte. À l'origine, cette plateforme de modélisation a été développée par l'Institut international pour l'analyse appliquée des systèmes (IIASA), mais elle a été récemment modifiée par l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA). C'est cette plateforme de modélisation qui sert de cadre de développement au modèle lui-même.

La plateforme de modélisation MESSAGE consiste en une base de données devant être alimentée avec les projections de charge et de demande énergétique, les paramètres techniques et économiques des ressources énergétiques, ainsi que des options d'approvisionnement en électricité incluant les centrales électriques, les lignes de transport et de distribution (T&D), les échanges commerciaux d'électricité et des informations relatives aux stocks de capitaux existants et à la durée de vie restante des centrales électriques.

L'Irena a développé le modèle SPLAT-W en alimentant la base de données, en la configurant de manière à répliquer l'infrastructure énergétique existante dans chaque pays et en mettant en place plusieurs scénarios permettant d'obtenir une image quantitative du développement futur du système énergétique. Les «décisions» d'investissement et d'exploitation relatives aux centrales prises en considération (c.-à-d., planifiées mais pas encore construites), ainsi que la capacité générique représentant les développements futurs supplémentaires, reflètent l'approche d'optimisation au moindre coût adoptée pour la plateforme MESSAGE.

La procédure d'optimisation au moindre coût définit le plan d'investissement et d'exploitation minimisant les coûts actualisés totaux du système sur la période couverte (y compris les coûts d'investissement,

d'exploitation et de maintenance (E&M), de combustibles et autres coûts définis par l'utilisateur), tout en répondant à un certain nombre d'exigences de système (par ex., approvisionnement correspondant à la demande à un moment précis, ressources et capacités suffisantes pour offrir le niveau de production souhaité) et de contraintes définies par l'utilisateur (par ex., marge de réserve, vitesse de déploiement technologique, limites d'émissions, objectifs politiques). Le modèle établit un rapport sur le mix de technologies et de combustibles permettant d'obtenir une configuration de système énergétique capable de satisfaire les niveaux de demande donnés au moindre coût. Les implications économiques, environnementales et sociales des systèmes énergétiques au moindre coût identifiés sont facilement évaluables grâce à la plateforme.

L'AIEA a développé, à l'aide de la plateforme MESSAGE, un modèle et du matériel de formation permettant d'analyser les systèmes énergétiques les plus économiques pour les 20 prochaines années dans la région couverte par la CEDEAO. Le modèle développé par l'AIEA a été amélioré par l'Irena sur deux aspects. En premier lieu, afin de mieux refléter le rôle des systèmes énergétiques décentralisés, pour lesquels les énergies renouvelables peuvent offrir un avantage significatif en termes de coûts par rapport aux options basées sur les énergies fossiles, la demande d'électricité a été divisée en trois catégories principales :

- » industrielle ;
- » urbaine ;
- » rurale.

Il s'agit là d'un point important, la courbe de charge et le raccordement au réseau variant de manière importante entre ces catégories. Plusieurs options de production distribuée sont disponibles pour chaque catégorie. En deuxième lieu, l'ensemble d'options d'approvisionnement en énergies renouvelables a également été développé et étoffé de manière significative. Les données les plus récentes en matière de coûts technologiques et de facteurs de capacité ont été utilisées, tirées d'études menées par l'Irena sur le coût des énergies renouvelables et l'évaluation des technologies. Les données relatives à la quantité et la qualité des ressources d'énergies

renouvelables ont été mises à jour et étoffées sur la base des informations collectées lors des travaux de l'IRENA sur l'Atlas mondial des énergies renouvelables.

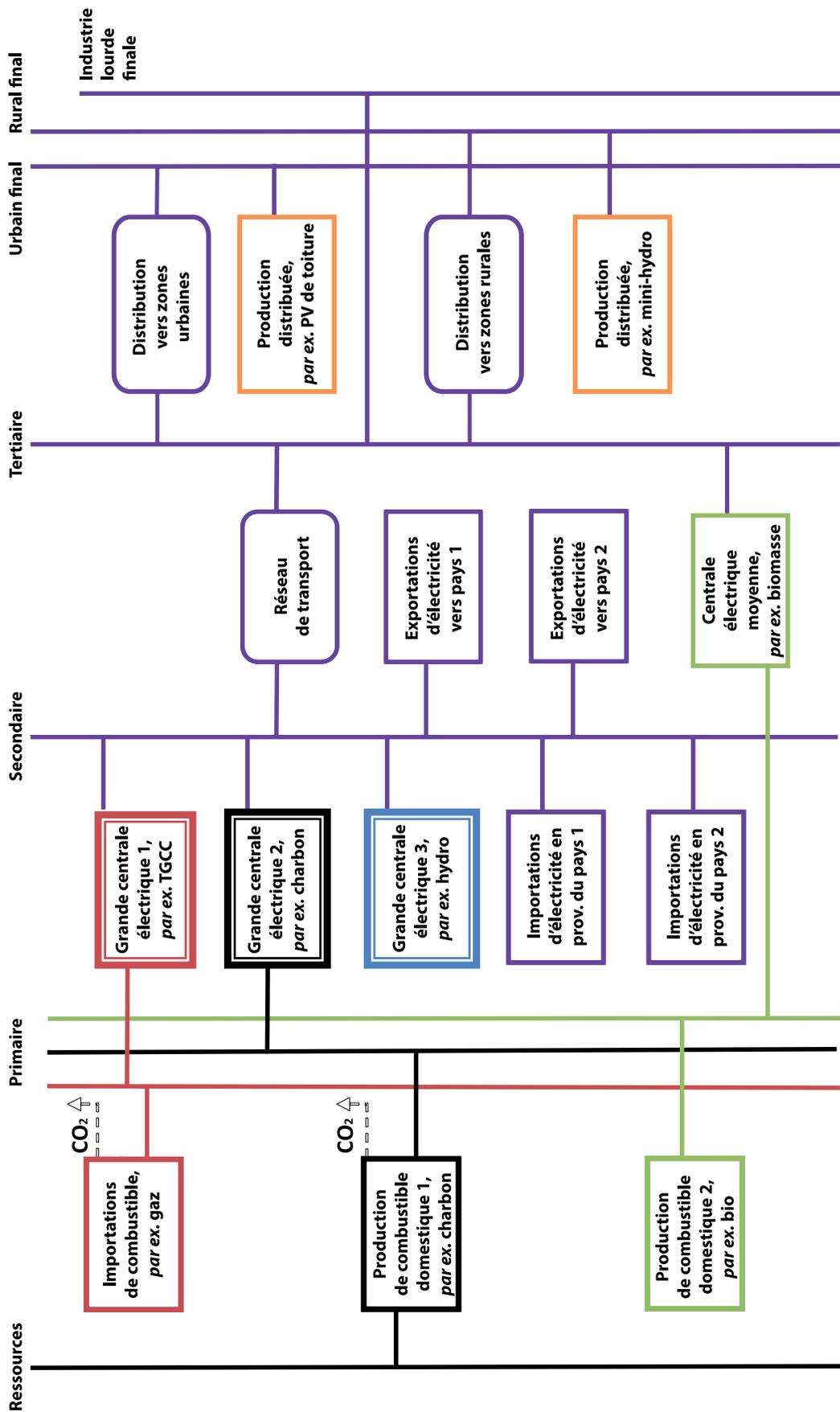
Dans le modèle SPLAT-W, les pays sont modélisés séparément, interconnectés par des lignes de transmission. Chaque zone, qui correspond au système énergétique d'un seul pays et, présente les caractéristiques illustrées dans le graphique 1. Une fois la demande spécifiée, un système électrique techniquement réalisable et de moindre coût répondant à la demande spécifiée tout en satisfaisant à toutes les exigences est calculé pour la

période de modélisation. Le «moindre coût» est défini pour la région dans son ensemble et pour toute la période de modélisation.

SPLAT-W prend en compte quatre types d'options de production énergétique : les centrales électriques existantes, les centrales électriques devant être mises en service, les projets de centrale électrique spécifiques à un site en cours d'étude (projets candidats) et la capacité énergétique future (générique) non spécifique à un site. Les centrales figurant sous les deux premières catégories suivent le Plan directeur du WAPP.



Énergie éolienne en Afrique de l'Ouest (CEREEC)



Graphique 1. Structure modèle du secteur énergétique au niveau national



Thorsten Schier@Lignes et pylônes électriques haute tension au crépuscule/Shutterstock

# 3. Hypothèses de base des scénarios



## 3.1 LES QUATRE SCÉNARIOS

Un Scénario de référence et trois variantes du scénario «Promotion des énergies renouvelables» («Politique en matière d'énergies renouvelables», «Absence d'importations d'Afrique centrale» et «Sécurité énergétique») ont fait l'objet d'une évaluation. Le Scénario de référence est compatible avec le Scénario de référence du Plan directeur du WAPP, mais il inclut la demande minière (qui est supérieure d'environ 8% au chiffre avancé par le Scénario de référence du Plan directeur du WAPP pour 2025). Le système a été optimisé au niveau régional, les échanges commerciaux d'électricité étant autorisés au sein de la CEDEAO. Seuls les projets de transport transfrontaliers actuellement à l'étude (adoptés ou candidats) sont inclus dans les options futures devant être optimisées par le modèle. Il existe des différences importantes par rapport au Scénario de référence du Plan directeur du WAPP. En voici certaines :

- » Inclusion d'options d'approvisionnement en électricité décentralisé ;
- » Différenciation de la demande d'électricité rurale, urbaine et industrielle ;
- » Mise à jour des données relatives aux coûts technologiques et au potentiel des ressources d'énergies renouvelables ;
- » Évaluation prudente des projets hydroélectriques par la prise en compte d'une hypothèse de production en cas d'«année de sécheresse».
- » Comme c'est déjà le cas dans le Plan directeur du WAPP, les projets adoptés sont mis en service à date fixe, alors que les projets candidats sont considérés comme des options d'investissement à compter d'une date donnée : 2014 pour les projets de centrale thermique et 2018 pour les projets de centrale hydroélectrique. Le Plan directeur du WAPP n'inclut pas d'option d'importation d'électricité en provenance d'Afrique centrale ; cette option est par conséquent absente de notre Scénario de référence.

Le scénario «Promotion des énergies renouvelables» tient compte des réductions de coûts obtenues grâce à la formation anticipée aux technologies pour les énergies renouvelables, comme par le passé (IRENA, 2013a). Ceci va à l'encontre de l'hypothèse adoptée dans le Scénario de référence du Plan directeur du WAPP, sur lequel nous avons calibré notre Scénario de référence. En outre, contrairement à l'hypothèse adoptée dans notre Scénario de référence, on considère que le prix des combustibles fossiles augmente.

Tous nos scénarios alternatifs, à l'exception d'un, comprennent une option d'importation d'électricité d'Afrique centrale, une région qui bénéficie de vastes ressources hydroélectriques (notamment le projet Grand Inga).

Le scénario «Absence d'importations d'Afrique centrale» exclut pour sa part cette option d'importation d'électricité en provenance d'Afrique centrale.

Enfin, le scénario «Sécurité énergétique», limite les importations à 25% de la demande totale d'électricité pour chaque pays. Les pays dont les importations sont déjà supérieures à 25% sont modélisés avec une réduction progressive, pour atteindre 25% en 2030.

Afin de garantir la fiabilité du système obtenu, une vision prudente est retenue tout au long de l'analyse concernant le potentiel des ressources, la capacité des ressources renouvelables intermittentes et les limites de pénétration. Il s'agit là d'une présentation abrégée de la fiabilité du système, qui sera étoffée lors du prochain cycle d'amélioration du modèle. Ainsi, la capacité des énergies renouvelables intermittentes sera affinée afin de refléter la dispersion géographique des ressources au sein de chaque pays, des coûts d'intégration de système seront ajoutés pour les énergies renouvelables, l'évaluation des zones d'exclusion lors de l'estimation du potentiel offert par les ressources solaires et éoliennes sera affinée, et une analyse de sensibilité relative à la production hydroélectrique sera effectuée. Une recherche est en cours au niveau mondial afin d'améliorer la représentation de la fiabilité

des systèmes dans les modèles de systèmes énergétiques donnant la part belle aux énergies renouvelables. L'IRENA se tient à la pointe de ces développements et applique les toutes dernières avancées méthodologiques dans les paramètres de la plateforme de modélisation actuelle.

### 3.2 HYPOTHÈSES GÉNÉRALES

Les hypothèses générales suivantes ont été adoptées pour tous les scénarios :

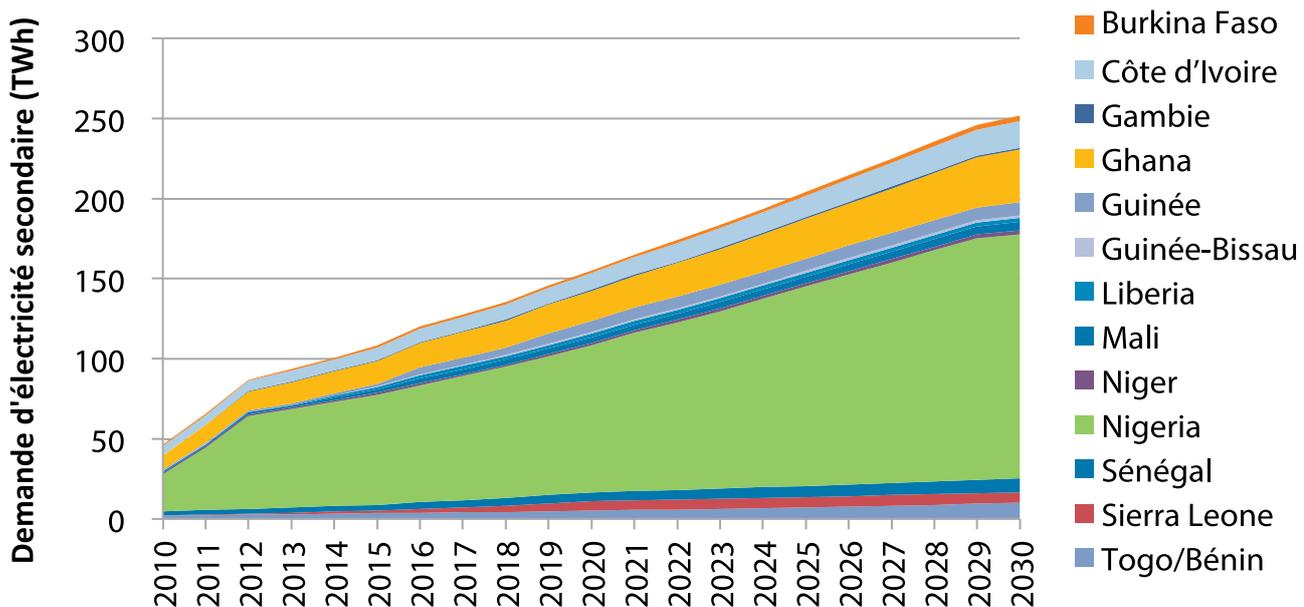
- » Le taux réel d'actualisation appliqué est de 10%, en ligne avec l'hypothèse adoptée pour le Plan directeur du WAPP.
- » L'unité monétaire utilisée est le dollar des États-Unis (USD) de 2010. Les données monétaires d'autres années sont ajustées à l'aide du déflateur du produit intérieur brut (PIB) pour les États-Unis de la Banque mondiale (Banque mondiale, 2011).
- » L'étude couvre une période allant de 2010 à 2050, l'accent étant mis sur les années 2010 à 2030.
- » Afin de mettre en évidence les caractéristiques clés des schémas de demande d'électricité, une année se caractérise par trois saisons : pré-été (de janvier à avril), été (de mai à août) et post-été (de septembre à décembre). Les journées de pré-été et d'été se

caractérisent par trois blocs de demande équivalente : journée (de 6 h à 18 h), soir (de 18 h à 23 h) et nuit (de 23 h à 6 h). Les journées post-été incluent un bloc supplémentaire (19 h) afin de mettre en évidence le pic de demande quotidien.

- » Afin de garantir la fiabilité du système, le niveau de pénétration des énergies renouvelables intermittentes est limité, de manière prudente, à 10% de la production totale (pré-transport) pour l'énergie solaire et à 20% pour l'énergie éolienne.

### 3.3 HYPOTHÈSES SUR LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

Les projections de demande d'électricité sont principalement basées sur le Plan directeur du WAPP (WAPP, 2011), qui présente une projection de la demande d'électricité secondaire (c.-à.-d. au niveau de l'installation, avant le transport) jusqu'en 2025, les projets miniers étant traités séparément dans certains cas. Les projets miniers sont cependant inclus dans les projections de demande prises en compte dans notre Scénario de référence. Le niveau de demande post-2025 est tout simplement extrapolé sur la base de la croissance projetée dans le Plan directeur du WAPP pour la période allant de 2020 à 2025. Le graphique 2 représente l'évolution de la demande d'électricité secondaire, dominée par le Nigeria.



Graphique 2. Projections de demande d'électricité secondaire, projets miniers inclus

Les projections pour la Guinée, la Guinée-Bissau, le Liberia et la Sierra Leone incluent la demande liée aux projets miniers, qui devrait être plusieurs fois supérieure à tous les autres types de demande d'électricité. Les autres projets miniers de la région Ouest-africaine, tels que l'exploitation aurifère au Burkina Faso, n'ont pas été identifiés dans le Plan directeur du WAPP et ne sont pas inclus dans cette analyse.

La demande d'électricité secondaire de chaque pays a été divisée selon les catégories suivantes :

- » Industrie lourde (par ex., exploitations minières), raccordée à une production haute tension et qui nécessite généralement peu d'infrastructures T&D ;
- » Demande urbaine (résidentielle, commerciale et petites industries), raccordée via une quantité modérée d'infrastructures T&D ;
- » Demande rurale (résidentielle et commerciale), qui nécessite l'infrastructure T&D la plus importante.

Une analyse de base détaillée, qui serait nécessaire pour calculer la répartition exacte de la demande parmi ces catégories, dépasse la portée de ce travail.

C'est une simple approche de base que nous avons adoptée ici :

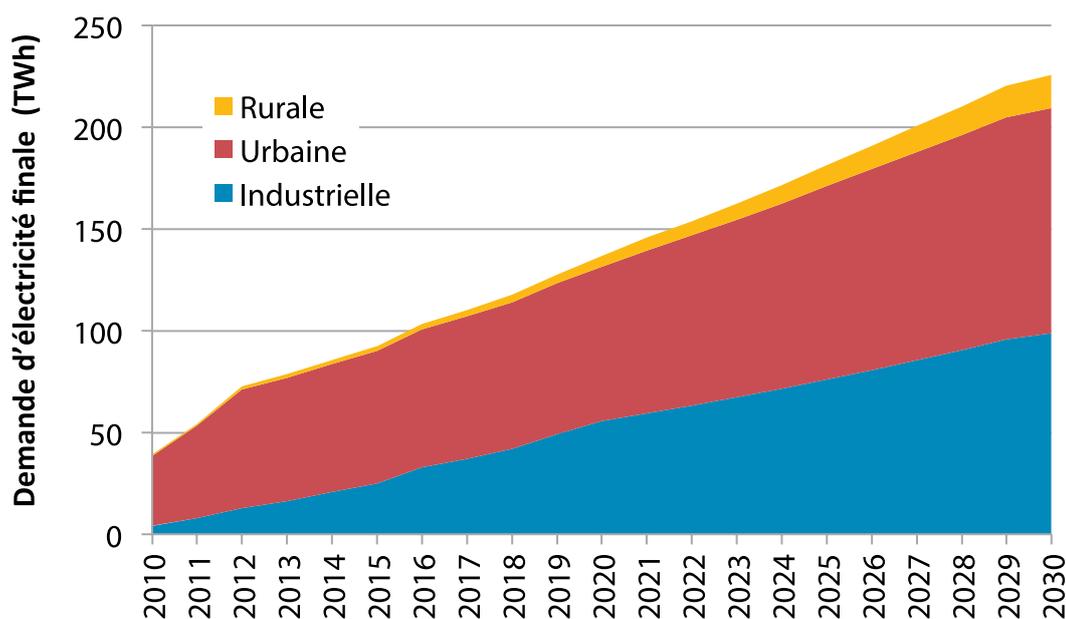
- » Les projections du Plan directeur du WAPP relatives à

la demande d'électricité secondaire ont servi de base aux projections de demande d'électricité. Les bilans énergétiques subséquents (si disponibles) ont ensuite permis de diviser la consommation annuelle entre «industrie lourde» et «autres», des ajustements étant effectués pour les différences de pertes, en partant du principe que l'industrie lourde enregistre des pertes moindres.

- » L'évolution dans le temps de la répartition de la consommation annuelle de base a été estimée en partant du principe qu'une petite part de la demande d'électricité émanait de zones rurales.
- » Pour certains pays, le Plan directeur du WAPP indique clairement la demande d'électricité liée à certains projets miniers ou industriels. Cette demande supplémentaire a été intégralement incluse dans la catégorie «industrie lourde», la demande restante étant partagée entre les secteurs «urbain» et «rural».

La demande finale d'électricité, extrapolée sur la base de cette approche, est indiquée dans le graphique 3 pour chaque catégorie de demande. Des données détaillées par pays figurent dans le tableau 13 de l'annexe A.

Chaque catégorie de demande se caractérise par un profil de charge différent. On part du principe que ces profils sont communs à tous les pays et qu'ils sont définis sous



Graphique 3. Demande finale d'électricité totale sur la période 2010-2030, par catégorie

forme de part de la demande pour chaque saison (pré-été, été et post-été) et pour chaque tranche journalière (sur 24 heures : journée, soirée et nuit).

Dans la réalité, la demande diffère en fonction des pays. C'est la raison pour laquelle les profils de charge réelle pour les différentes saisons et tranches journalières sont spécifiques à chaque pays. À titre d'exemple, le graphique 4 représente la courbe de la demande du Ghana pour l'année 2012.

### 3.4 HYPOTHÈSES SUR LE TRANSPORT ET LA DISTRIBUTION LOCAUX

Il est nécessaire d'investir dans les infrastructures T&D pour être en mesure de répondre aux pics de demande. Les investissements nécessaires à l'infrastructure T&D (en réseau, sans prise en compte de la demande satisfaite par les technologies hors réseau) sont modélisés de manière à dépasser les pics de demande d'une certaine marge, qui détermine à son tour la puissance installée. Les coûts et pertes sont définis pour chaque catégorie de demande, reflétant les différents niveaux d'infrastructures T&D

nécessaires. Les technologies hors réseau, qui ne nécessitent pas d'infrastructure T&D, n'impliquent pour leur part aucun coût ni perte. Dans un souci de simplification, les coûts et les pertes liés à la distribution via des solutions de mini-réseaux ont été ignorés.

On considère que les coûts d'infrastructure T&D sont plus bas pour l'industrie lourde, moyens pour la demande urbaine et plus élevés pour la demande rurale, et qu'ils sont constants dans le temps. Les hypothèses sur les pertes T&D sont spécifiques à chaque pays. En ce qui concerne l'industrie, elles sont évaluées à 7% pour l'année 2010, pour ne plus représenter que 5% en 2030. Pour la demande urbaine, elles passent de 17-30% en 2010 à 13% en 2030 dans tous les pays. C'est la demande rurale qui enregistre les pertes les plus importantes, avec 20-35% pour l'année 2010, puis 25% en 2030 dans tous les pays. L'annexe D récapitule les pertes par pays et par catégorie de demande. Les pertes T&D figurant dans le tableau 1 correspondent aux valeurs moyennes utilisées pour calculer le coût moyen de l'électricité (LCOE) ; elles sont reprises dans la section 3.7 et le tableau 9.

Graphique 4. Courbe de charge : le Ghana en 2012

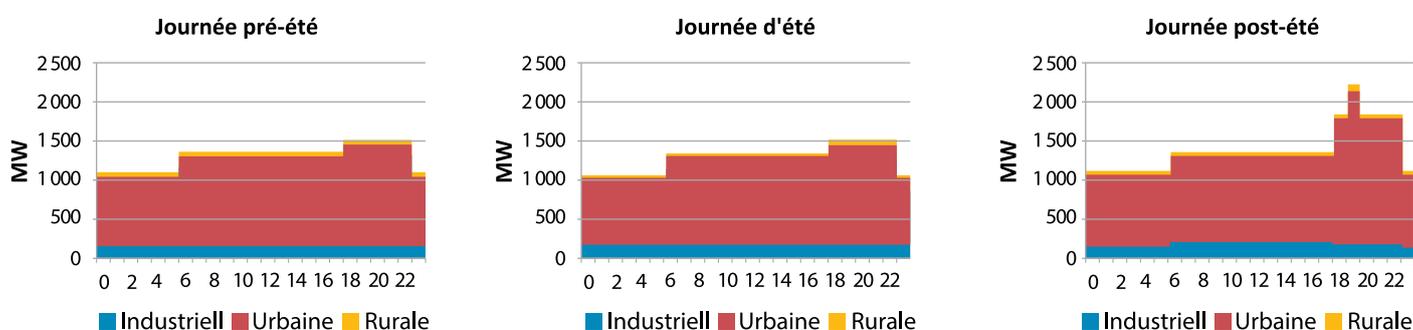


Tableau 1. Hypothèses sur les coûts et pertes des infrastructures de transport et de distribution par pays<sup>1</sup>

	Coût (USD/kWh)	Pertes moyennes		
		2010	2020	2030
<b>Industrie lourde</b>	0,015	7%	7%	5%
<b>Résidences urbaines/ Commerces/Petites industries</b>	0,05	20%	15%	13%
<b>Résidences rurales/Commerces</b>	0,10	30%	25%	25%

<sup>1</sup> Veuillez noter que les coûts des technologies de distribution sont modélisés comme des coûts d'investissement basés sur le facteur de charge de chacune des catégories de demande, et non pas comme des coûts variables. Le coût mentionné dans le tableau indique donc le coût moyen de distribution.

## 3.5 HYPOTHÈSES SUR LE POTENTIEL EN RESSOURCES RENOUVELABLES

### Projets hydroélectriques de grande envergure

Le potentiel hydroélectrique de grande envergure est limité aux sites hydroélectriques inclus dans le Plan directeur du WAPP (WAPP, 2011), dont le tableau 2 offre un récapitulatif. L'hypothèse d'une «année de sécheresse» est prise en compte pour tous les sites hydroélectriques

et pour toutes les années de la période de modélisation. Cette démarche minimise le rôle de l'hydroélectricité dans la région, mais elle est plus prudente compte tenu de la vulnérabilité de l'Afrique de l'Ouest aux années de sécheresse. Il était impossible d'adopter une approche plus complète et stochastique (telle que celle adoptée dans le WAPP, 2011) en raison des limites de la plateforme de modélisation MESSAGE. Les paramètres détaillés des projets hydroélectriques existants et planifiés figurent dans les tableaux 15 et 17 de l'annexe B.

Tableau 2. Centrales hydroélectriques existantes et projets de centrales hydroélectriques identifiés

Pay	Centrales hydroélectriques existantes			Projets de centrales hydroélectriques identifiés		
	Capacité Production	Production moyenne	Année de sécheresse	Capacité	Production moyenne	année de sécheresse
	MW	GWh	GWh	MW	GWh	GWh
<b>Burkina Faso</b>	23	91	41	60	192	146
<b>Côte d'Ivoire</b>	585	2 424	1 842	1 072	4 953	2 916
<b>Gambie</b>	0	0	0	68	241	92
<b>Ghana</b>	1 044	5 051	3 722	661	2 330	1 010
<b>Guinée</b>	95	482	379	3 346	14 296	10 974
<b>Guinée-Bissau</b>	0	0	0	14	48	18
<b>Liberia</b>	0	0	0	967	4 763	3 633
<b>Mali</b>	153	683	495	434	2 003	1 342
<b>Niger</b>	0	0	0	279	1 269	486
<b>Nigeria<sup>2</sup></b>	1 358	7 476	4 632	10 142	43 710	33 220
<b>Sénégal</b>	68	264	165	530	1 988	1 100
<b>Sierra Leone</b>	56	321	158	755	4 168	3 468
<b>Togo/Bénin</b>	65	173	91	357	1 004	722
<b>Total</b>	<b>3 447</b>	<b>16 965</b>	<b>11 525</b>	<b>18 682</b>	<b>80 964</b>	<b>59 129</b>

<sup>2</sup> Au Nigeria, on compte 3 300 mégawatts (Mw) de projets hydroélectriques identifiés. Le reste est basé sur le projet de rapport final de Plan directeur pour l'énergie renouvelable, réalisé en novembre 2005 par la Commission pour l'énergie nigériane (Energy Commission of Nigeria, ECN) et le Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD), et qui a identifié un potentiel total de 11 500 Mw de grandes centrales hydroélectriques pour le Nigeria.

## Potentiel des autres sources d'énergies renouvelables

Le tableau 3 récapitule les estimations de potentiel des ressources renouvelables autres que les projets hydroélectriques de grande envergure. Les estimations relatives à l'énergie solaire sont basées sur l'ensemble de données publié par les Mines ParisTech<sup>3</sup>, alors que celles relatives à l'énergie éolienne sont tirées de l'ensemble de données Vortex (résolution de 9 km), comme communiqué par l'IRENA (2013b). Il est possible qu'elles sous-estiment le potentiel réel, car seul 1% du terrain approprié est considéré comme disponible pour l'énergie solaire, et 0,25% pour l'énergie éolienne. Pourtant, le potentiel est si vaste que d'après les prévisions, aucun pays ne devrait avoir atteint ses contraintes de ressources en 2030<sup>4</sup>. Les données relatives aux mini-centrales hydroélectriques sont basées sur les informations fournies par l'ONUDI (Organisation des Nations unies pour le développement industriel)/ le CERECC (2010), alors que les données relatives aux technologies à base de biomasse sont basées sur les informations de l'IRENA (2011b).

## 3.6 HYPOTHÈSES SUR LA DISPONIBILITÉ ET LE PRIX DES COMBUSTIBLES

On considère que trois types d'approvisionnement en gaz sont disponibles : le gaz produit localement au Nigeria, en Côte d'Ivoire et au Ghana, les exportations de gaz nigérian, effectuées via gazoduc depuis l'Afrique de l'Ouest en direction du Ghana, du Togo et du Bénin, et le gaz naturel liquéfié (GNL) importé dans d'autres pays côtiers.

En ce qui concerne les produits pétroliers, on distingue trois types de combustibles : le fuel lourd (FL), le carburant diesel distillé (DDO) et le pétrole brut léger (LCO). On considère que le prix des produits pétroliers livrés aux pays côtiers diffère de celui des pays intérieurs.

En ce qui concerne le charbon, on part du principe que seuls le Nigeria et le Niger disposent des ressources nécessaires à une production locale. Outre le Nigeria, tous les autres pays côtiers disposent d'une option

Tableau 3. Hypothèses sur le potentiel des autres sources d'énergies renouvelables

Pays	Mini-centrales hydroélectriques	ESC	Technologie solaire PV	Biomasse	Énergie éolienne 20%	Énergie éolienne 30%
	MW	TWh	TWh	MW	MW	MW
<b>Burkina Faso</b>	140	18,1	77,4	2 250	4 742	29
<b>Côte d'Ivoire</b>	242	2,2	103	1 530	491	0
<b>Gambie</b>	12	3,2	4,74	23,75	197	5
<b>Ghana</b>	1	2,3	76,4	1 133	691	9
<b>Guinée</b>	332	4,7	52,0	656	2,4	0
<b>Guinée-Bissau</b>	2	9,0	14,9	71	142	0
<b>Liberia</b>	1 000	0,0	6,67	459	0	0
<b>Mali</b>	67	36,2	79,1	1 031	2 195	0
<b>Niger</b>	50	88,3	157	1 115	16 698	5 015
<b>Nigeria</b>	3 500	100	325	10 000	14 689	363
<b>Sénégal</b>	104	15,4	75,2	475	6 226	1 243
<b>Sierra Leone</b>	85	2,0	15,0	166	0	0
<b>Togo/Bénin</b>	336	0,0	51,6	957	551	0

<sup>3</sup> HelioClim-3, développée par les Mines ParisTech et exploitée par Transvalor, est une base de données satellites riche d'une longue histoire, dont les données et les cartes sont fournies via le portail en ligne SoDa. Pour en savoir plus, consultez : [www.pv-magazine.com/archive/articles/beitrag/solar-resource-mapping-in-africa-\\_100009438/501/#ixzz2Jndgfv6q](http://www.pv-magazine.com/archive/articles/beitrag/solar-resource-mapping-in-africa-_100009438/501/#ixzz2Jndgfv6q)

<sup>4</sup> Le potentiel solaire serait 2 à 100 fois supérieur à la demande totale d'électricité prévue dans chaque pays en 2030, et seuls 3% du potentiel solaire seraient utilisés dans le cadre du scénario «Promotion des énergies renouvelables».

d'importation de charbon, considérée comme disponible pour les besoins de la modélisation.

On considère que mis à part le Niger, les pays enclavés ne disposent pas de ressources domestiques en charbon ni d'infrastructure de transport du charbon, et que les coûts liés à ce combustible y sont prohibitifs.

On distingue deux types de biomasse en fonction de leur gamme de prix. Les pays dont le secteur agricole est suffisamment développé pour une production potentielle de biomasse à destination du secteur énergétique entrent dans la catégorie des prix «modérés». Le Burkina Faso, le Niger et le Mali – des pays intérieurs dont les ressources agricoles sont limitées – entrent pour leur part dans la catégorie des prix «élevés».

Le tableau 4 récapitule les hypothèses sur la disponibilité des combustibles. Les prix des combustibles fossiles pour l'année de référence

s'alignent sur ceux du Plan directeur du WAPP (WAPP, 2011). Les prix du gaz, des produits pétroliers et du charbon pour l'année de référence du Plan directeur ont été dérivés d'un prix de référence présumé de 100 USD par baril de pétrole. Dans le Scénario de référence comme dans le Plan directeur du WAPP, les prix des combustibles fossiles restent constants sur toute la période d'étude. Au contraire, dans le scénario «Promotion des énergies renouvelables» et ses variantes, les prix des produits pétroliers augmentent de 20% entre l'année de référence et 2020 et de 35% jusqu'en 2030. Les prix du gaz augmentent de 10% entre 2010 et 2020, et de 30% jusqu'en 2030. Au Niger et au Nigeria, le prix du charbon domestique est inférieur au prix au débarquement appliqué dans les pays côtiers.

Les prix du charbon domestique sont basés sur l'Idrissa (2004). Pour sa part, le Plan directeur du WAPP ne fait pas de distinction claire entre le prix du charbon produit localement au Niger/Nigeria et celui du charbon importé vers les pays côtiers.

Tableau 4. Hypothèses sur la disponibilité des combustibles

Pays	Charbon	Gaz	Pétrole	Biomasse
<b>Burkina Faso</b>	NA	NA	Terrestre	Rare
<b>Côte d'Ivoire</b>	Importation	Domestique	Littoral	Modérée
<b>Gambie</b>	Importation	GNL	Littoral	Modérée
<b>Ghana</b>	Importation	Domestique/ Pipeline	Littoral	Modérée
<b>Guinée</b>	Importation	GNL	Littoral	Modérée
<b>Guinée-Bissau</b>	Importation	GNL	Littoral	Modérée
<b>Liberia</b>	Importation	GNL	Littoral	Modérée
<b>Mali</b>	NA	NA	Terrestre	Rare
<b>Niger</b>	Domestique	NA	Terrestre	Rare
<b>Nigeria</b>	Domestique	Domestique	Littoral	Modérée
<b>Sénégal</b>	Domestique	GNL	Littoral	Modérée
<b>Sierra Leone</b>	Domestique	GNL	Littoral	Modérée
<b>Togo/Bénin</b>	Domestique	Pipeline	Littoral	Modérée

L'évolution présumée des prix des combustibles est récapitulée dans le tableau 5.

## 3.7 HYPOTHÈSES SUR LES OPTIONS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

### Capacité de production existante

La capacité de production thermique et hydroélectrique existante, basée sur les données du WAPP (2011), est récapitulée dans le tableau 6. Les paramètres détaillés figurent dans les tableaux 14 et 15 de l'annexe B.

### Options futures de production d'électricité

Le modèle propose deux types d'options futures de production d'électricité : les projets spécifiques à un site et les options technologiques génériques. Les projets spécifiques à un site sont tirés du Plan directeur du WAPP. Ils comprennent des informations sur la taille de la centrale, les facteurs de capacité, l'efficacité, les coûts

E&M, les coûts d'investissement, etc. Certains projets sont déjà «engagés» et feront partie du mix énergétique futur. D'autres sont «à l'étude», et il est possible de les inclure ou non dans chacun des scénarios calculés par notre modèle. De la même manière, il est possible d'inclure ou non un certain nombre d'options technologiques génériques.

Le tableau 7 récapitule les projets de production d'électricité sur la base des données du WAPP (2011), qui sont détaillées dans les tableaux 16 et 17 de l'annexe B.

Dans le modèle SPLAT-W, ce sont avant tout les technologies existantes et les projets engagés qui permettent de répondre à la demande. La demande restante est satisfaite par des projets spécifiques à un site ou par des technologies de production d'électricité génériques, pour lesquels la capacité a été modélisée sans référence à des tailles de centrale spécifiques. On considère que certaines technologies fournissent de l'électricité uniquement via le réseau, alors que d'autres offrent un approvisionnement sur place.

Tableau 5. Projections de prix des combustibles

USD/GJ	2010	2020*	2030*
<b>FL (acheminé jusqu'à la côte)</b>	12,9	15,5	17,4
<b>FL (acheminé jusqu'à l'intérieur du pays)</b>	16,3	19,6	22,0
<b>Diesel (acheminé jusqu'à la côte)</b>	21,9	26,3	29,6
<b>Diesel (acheminé jusqu'à l'intérieur du pays)</b>	25,2	30,2	34,0
<b>LCO (acheminé jusqu'à la côte)</b>	17,8	21,4	24,0
<b>LCO (acheminé jusqu'à l'intérieur du pays)</b>	18,9	22,7	25,5
<b>Gaz, domestique</b>	8,5	9,5	11,0
<b>Gaz, pipeline</b>	10,3	11,4	13,5
<b>Gaz, importé (GNL)</b>	11,0	12,3	14,2
<b>Charbon, domestique</b>	3,0	3,3	3,5
<b>Charbon, importé</b>	4,6	5,0	5,3
<b>Biomasse, non libre</b>	1,5	1,5	1,5
<b>Biomasse, rare</b>	3,6	3,6	3,6

\* Les prix des combustibles fossiles restent constants en 2020 et 2030, comme en 2010 dans le Scénario de référence.

Tableau 6. Capacité de production électrique existante (MW)

Pays	Pétrole	Charbon	Gaz	Hydro	Total
<b>Burkina Faso</b>	146			23	<b>169</b>
<b>Côte d'Ivoire</b>			765	585	<b>1 350</b>
<b>Gambie</b>	49			0	<b>49</b>
<b>Ghana</b>	685		180	1 044	<b>1 909</b>
<b>Guinée</b>	19			95	<b>114</b>
<b>Guinée-Bissau</b>	4			0	<b>4</b>
<b>Liberia</b>	13			0	<b>13</b>
<b>Mali</b>	114		20	153	<b>287</b>
<b>Niger</b>	15	32	20	0	<b>67</b>
<b>Nigeria</b>			3 858	1 358	<b>5 216</b>
<b>Sénégal</b>	395		49	68	<b>512</b>
<b>Sierra Leone</b>	44			56	<b>100</b>
<b>Togo/Bénin</b>	57			65	<b>122</b>
<b>Total</b>	<b>1 541</b>	<b>32</b>	<b>4 892</b>	<b>3 447</b>	<b>9 912</b>

Tableau 7. Capacité des projets futurs - MW (les chiffres entre parenthèses se réfèrent aux projets engagés)

Pays	Pétrole	Charbon	Gaz	Hydro-électricité	Biomasse	Énergie éolienne	Énergie solaire	Total
<b>Burkina Faso</b>	120 (112)	-	-	60	-	-	40	<b>220 (112)</b>
<b>Côte d'Ivoire</b>	-	-	1 313 (863)	1 072	-	-	-	<b>2 385 (863)</b>
<b>Gambie</b>	16 (16)	-	-	68	-	1 (1)	-	<b>85 (17)</b>
<b>Ghana</b>	100	-	2 265 (1 180)	661 (228)	-	150 (150)	10 (10)	<b>3 186 (1 568)</b>
<b>Guinée</b>	227 (227)	-	-	3 346 (287)	-	-	-	<b>3 573 (514)</b>
<b>Guinée-Bissau</b>	15 (15)	-	-	14	-	-	-	<b>29 (15)</b>
<b>Liberia</b>	45 (45)	-	-	967 (66)	35	-	-	<b>1 047 (111)</b>
<b>Mali</b>	332 (166)	-	-	434 (90)	33	-	40 (10)	<b>839 (266)</b>
<b>Niger</b>	32 (15)	200	18 (8)	279 (98)	-	30	50	<b>609 (121)</b>
<b>Nigeria</b>	-	-	13 581 (8 531)	3 300	-	-	-	<b>16 881 (8 531)</b>
<b>Sénégal</b>	540 (180)	1 000 (250)	-	530	30 (30)	225	8	<b>2 333 (460)</b>
<b>Sierra Leone</b>	-	-	-	755	115	-	5	<b>875</b>
<b>Togo/Bénin</b>	-	-	630 (580)	357 (147)	-	20	35	<b>1 042 (727)</b>
<b>Total</b>	<b>1 437 (776)</b>	<b>1 200 (250)</b>	<b>17 807 (11 162)</b>	<b>11 840 (916)</b>	<b>213 (30)</b>	<b>426 (151)</b>	<b>188 (20)</b>	<b>33 104 (13 305)</b>

Les options génériques incluses pour la production d'électricité thermique :

- » **Système diesel/essence de 1 kW**, pour utilisations urbaine et rurale
- » **Système diesel de 100 kW**, pour l'industrie lourde
- » **Diesel, centralisé**, alimentation du réseau (pré-transport)
- » **Fuel lourd**, alimentation du réseau (pré-transport)
- » **Turbine à gaz à cycle ouvert (TGCO)**, alimentation du réseau (pré-transport)
- » **Turbine à gaz à cycle combiné (TGCC)**, alimentation du réseau (pré-transport)
- » **Charbon supercritique**, alimentation du réseau (pré-transport)

Les options technologiques génériques sont incluses pour les technologies d'énergies renouvelables suivantes :

- » **Petite ou mini-centrale hydroélectrique**, alimentation des zones rurales en électricité.
- » **Technologie éolienne terrestre**, alimentation du réseau (pré-transport), basée sur deux régimes éoliens : l'un dont le facteur de capacité est de 30%, et l'autre dont il est de 20%.
- » **Technologie à base de biomasse**, principalement sous forme de cogénération devant être consommée sur place, les surplus étant exportés vers le réseau (pré-transport).
- » **Installation solaire photovoltaïque (PV)**, autrement dit fermes PV gérées par le réseau et alimentant le réseau (pré-transport), modélisées pour produire de l'électricité pendant la journée uniquement.
- » **Solaire PV de toiture ou distribué**, répondant à la demande urbaine ou rurale, modélisé de manière à produire de l'électricité pendant la journée uniquement.
- » **Solaire PV de toiture ou distribué, capacité de stockage de 1 heure**, avec batterie permettant une utilisation en début de période nocturne.
- » **Solaire PV de toiture ou distribué, capacité de stockage de 2 heures**, avec batterie permettant une utilisation plus avancée en période nocturne.

- » **Énergie solaire concentrée (ESC), sans capacité de stockage**, ESC d'échelle moyenne à large alimentant le réseau pré-transport.
- » **ESC, avec capacité de stockage**, ESC d'échelle moyenne à large avec stockage thermique, permettant de fournir de l'électricité en journée et en soirée.

En ce qui concerne l'énergie hydroélectrique, vu l'ampleur des délais nécessaires, seuls les projets spécifiques à un site figurent parmi les options de production future, à l'exception du Nigeria.<sup>5</sup>

### Coût des options de production électrique future

Le tableau 8 présente les hypothèses sur les coûts d'investissements "overnight" pour la production électrique générique (c.-à-d., non spécifique à un site) pendant l'année de référence. Pour les technologies énergétiques non renouvelables, ces hypothèses sont principalement basées sur le Plan directeur du WAPP, sauf en ce qui concerne les groupes diesel distribués dont les paramètres sont tirés du Programme d'assistance à la gestion du secteur énergétique (2007).

Aucune réduction des coûts résultant de l'apprentissage n'est considérée pour les énergies non renouvelables sur la période étudiée, et ce dans tous les scénarios.

En ce qui concerne les technologies d'énergies renouvelables, le scénario «Promotion des énergies renouvelables» part du principe d'une réduction des coûts d'investissements, comme l'indique le graphique 5. Les taux d'apprentissage anticipés sont basés sur une augmentation de la capacité globale installée pour ces technologies. On part ici du principe d'une réduction des coûts plus agressive, obtenue par des gouvernements et un secteur privé à la recherche active d'opportunités : augmentation du contenu local, simplification des régulations et des régimes fiscaux, élimination des goulots d'étranglement en matière d'approvisionnement en matériaux (problèmes de transport et contraintes logistiques compris), économies d'échelle et gains d'efficacité économique, etc.

Le tableau 18 de l'annexe C présente les hypothèses sur le facteur de charge, les coûts E&M, le rendement, la durée de construction et la durée de vie prévue des technologies

<sup>5</sup> Pour le Nigeria, des options hydroélectriques génériques sont incluses après l'année 2030. Pour les autres pays, les données relatives aux ressources hydroélectriques totales n'étaient pas disponibles.

pour toutes les options technologiques génériques. Ces hypothèses sont identiques dans tous les scénarios.

### Coûts moyens des options génériques

Nous avons calculé le LCOE des options technologiques génériques disponibles dans la région sur la base des mêmes hypothèses (présentées dans le tableau 18) en matière d'investissements, de coûts E&M et de combustible, de facteur de capacité, de capacité de production et d'années de fonctionnement prévues. Pour la livraison d'électricité par réseau vers différentes

catégories de demande, des coûts et des pertes T&D supplémentaires ont été ajoutés. Le tableau 1 détaille ces coûts et pertes pour les catégories de demande industrielle, urbaine et rurale.<sup>6</sup>

Le LCOE des options technologiques génériques prises en compte dans cette analyse a été calculé pour les années 2010, 2020 et 2030 sur la base des hypothèses émises pour chacune de ces années. Il est présenté dans le tableau 9 pour les années 2010 et 2030 du scénario «Promotion des énergies renouvelables». Un

Graphique 5. Hypothèses sur les coûts d'investissements quotidiens pour les technologies d'énergies renouvelables dans le cadre du scénario «Promotion des énergies renouvelables»

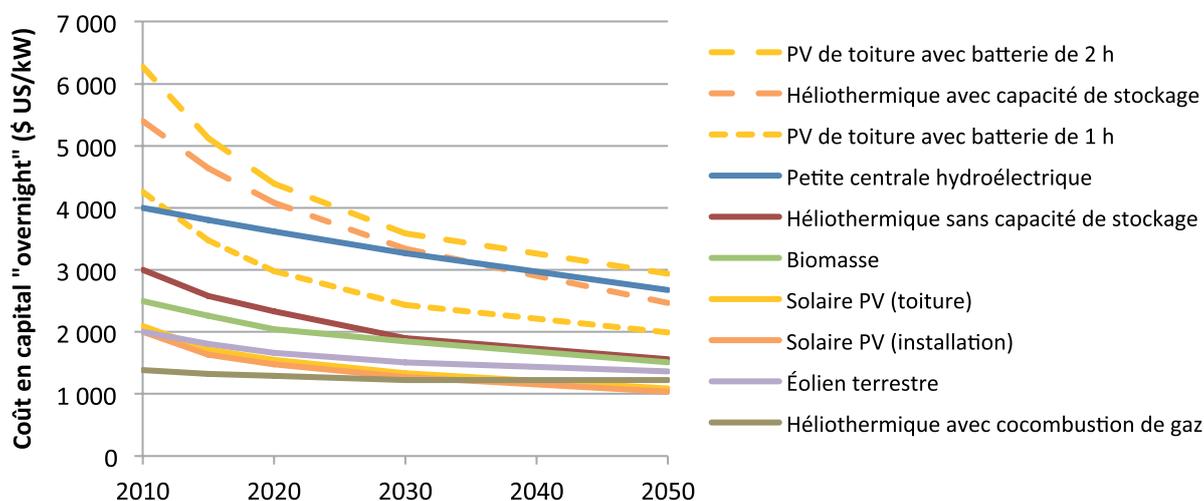


Tableau 8. Hypothèses sur les coûts d'investissements quotidiens pour les technologies énergétiques génériques

Coûts "overnight"	
	USD/kW
Système diesel/essence 1 kW (urbain/rural)	692
Système diesel 100 kW (industrie)	659
Diesel Centralisé	1 070
FL	1 350
TGCO	603
TGCC	1 069
Charbon supercritique	2 403
Hydroélectricité	2 000
Petite centrale hydroélectrique	4 000
Biomasse	2 500
Gros éolien (FC de 20%)	2 000
Gros éolien (FC de 30%)	2 000
Solaire PV (installation)	2 000
Solaire PV de 1 kW (toiture)	2 100
PV avec batterie (capacité de stockage de 1 heure)	4 258
PV avec batterie (capacité de stockage de 2 heures)	6 275
ESC sans stockage	3 000
ESC avec stockage	5 400
ESC avec cocombustion de gaz	1 388

<sup>6</sup> LCOE pour client industriel = LCOE de production / (1-perte) + coûts T&D industriels. Par exemple, pour le diesel centralisé, le LCOE pour le client industriel est : 291/(1-0,07)+15=328

récapitulatif plus complet des LCOE figure au tableau 9 ainsi que dans l'annexe C, tableaux 19-21.

Le tableau 9 montre qu'en 2010, pour la demande industrielle, qui est raccordée à un réseau haute tension, la technologie hydroélectrique est l'option la plus économique, suivie par le charbon dans les pays disposant de charbon domestique, et par les TGCC dans les pays disposant de gaz domestique. Le charbon et le gaz importés occupent la deuxième place des options les plus économiques.

Dans le scénario «Promotion des énergies renouvelables», l'énergie éolienne à facteur de capacité élevé dépasse le gaz et le charbon domestiques et importés en 2020, lorsque les coûts d'investissement dans l'éolien baissent et que le prix du charbon et du gaz augmente. La biomasse, lorsqu'elle est disponible, ainsi que les installations PV dépassent également le charbon et le gaz importés. L'ESC dépasse le gaz importé, mais reste derrière le charbon importé.

En 2030, les installations PV et biomasse dépassent le charbon domestique et le gaz. L'ESC sans capacité de stockage dépasse le charbon importé et le gaz (importé et domestique).

En ce qui concerne la demande urbaine, en 2010, le classement des options technologiques génériques en termes de LCOE est similaire à celui de l'industrie lourde. L'hydroélectricité est l'option la plus économique, suivie par les systèmes PV distribués ou de toiture sans batterie. Les systèmes PV avec batterie ne deviennent intéressants que plus tard dans la période de modélisation. Les systèmes PV de toiture sans capacité de stockage dépassent l'hydroélectricité pour devenir l'option la plus économique sur une base moyenne à compter de l'année 2020.

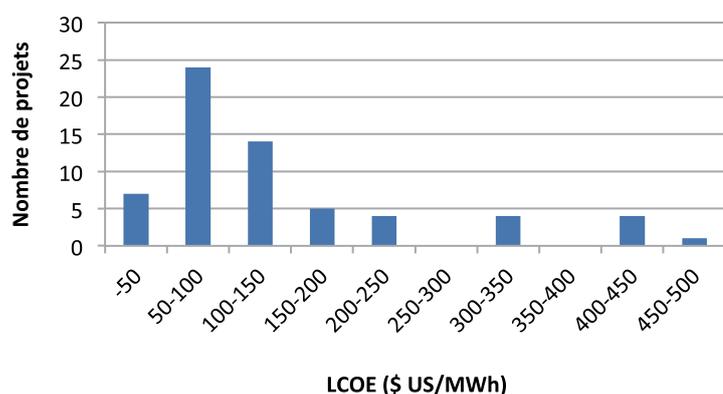
En ce qui concerne la *demande rurale*, les mini-centrales hydroélectriques restent la meilleure option lorsqu'elles

sont disponibles. Les systèmes PV distribués ou de toiture sans batterie se placent en deuxième position du point de vue économique, les options avec batterie devenant compétitives plus tard sur la période de modélisation.

Les résultats de LCOE indiqués ici supposent un facteur de charge égal au facteur de disponibilité pour chaque source d'énergie. Il est cependant à noter que le niveau de pénétration des technologies n'est pas uniquement basé sur le LCOE ; les exigences du système, tant en termes de fiabilité que de satisfaction de la demande, sont également prises en compte lors de l'optimisation. En outre, en raison des différences d'investissements et de prix des combustibles, le classement devrait varier selon les facteurs de charge. Par exemple, une usine à gaz affichant un facteur de charge de 80% peut être moins compétitive que le charbon sur une base moyenne, mais plus compétitive si son facteur de charge n'est que de 40%. Le diesel ou les turbines à gaz à cycle ouvert (TGCO) seraient compétitifs à des facteurs de charge très bas et pourraient bien jouer un rôle dans la réponse aux pics de demande sur de courtes périodes. Le cadre de modélisation MESSAGE tient compte de ceci lors de l'optimisation. C'est l'une des raisons pour lesquelles les résultats de l'optimisation peuvent différer des résultats escomptés si l'on n'effectue qu'une simple analyse du LCOE.

Pour l'hydroélectricité, le modèle SPLAT-W n'a pas tenu compte des options technologiques génériques ni des coûts génériques, même si le LCOE moyen d'une centrale hydroélectrique figure dans les tableaux relatifs au LCOE (19-21) de l'annexe C, fournissant une indication de référence sur la compétitivité des options hydroélectriques en termes de coûts. Le graphique 6 représente le classement des LCOE pour les 63 projets hydroélectriques inclus dans le modèle comme options futures. Les coûts dépendent pour grande partie du site et peuvent varier de manière considérable d'une centrale à l'autre.





Graphique 6. Coût moyen de production d'électricité : distribution de 63 projets hydroélectriques

LCOE (USD/MWh)	Production		Industrie		Urbain		Rural	
	2010	2030	2010	2030	2010	2030	2010	2030
<b>Diesel centralisé</b>	291	339	328	376	433	440	516	552
<b>Diesel dist. 100 kW</b>	320	371	320	371				
<b>Diesel dist./essence 1 kW</b>	604	740			604	740	604	740
<b>FL</b>	188	216	217	245	298	299	369	389
<b>TGCO (gaz domestique)</b>	141	161	167	187	236	235	301	315
<b>TGCC (gaz importé/GNL)</b>	111	126	134	150	196	195	258	269
<b>TGCC (gaz domestique)</b>	90	102	112	124	168	167	229	236
<b>Charbon supercritique</b>	101	106	124	127	183	172	244	241
<b>Charbon domestique supercritique</b>	81	93	102	114	157	157	216	224
<b>Hydroélectricité</b>	62	62	82	81	132	122	189	183
<b>Petite centrale hydroélectrique</b>	107	89					107	89
<b>Biomasse</b>	104	86	127	107	187	149	249	215
<b>Gros éolien (facteur de capacité de 20%)</b>	149	117	176	139	247	184	314	256
<b>Gros éolien (facteur de capacité de 30%)</b>	102	81	125	101	185	143	246	208
<b>Solaire PV (installation)</b>	121	84	145	104	209	146	272	212
<b>Solaire PV 1 kW (toiture)</b>	143	96			143	96	143	96
<b>PV avec batterie (capacité de stockage de 1 heure)</b>	250	151			250	151	250	151
<b>PV avec batterie (capacité de stockage de 2 heures)</b>	323	192			323	192	323	192
<b>ESC sans stockage</b>	147	102	173	123	244	167	311	236
<b>ESC avec stockage</b>	177	116	205	139	282	184	352	255
<b>ESC avec cocombustion de gaz</b>	106	115	129	137	189	182	251	253

Tableau 9. Coût moyen de production d'électricité : hypothèses

## 3.8 HYPOTHÈSES SUR LES ÉCHANGES COMMERCIAUX ENTRE PAYS

Les échanges commerciaux entre pays sont limités par l'infrastructure existante et les projets de transport planifiés. Les projets hypothétiques n'ayant pas été identifiés à ce jour ne figurent pas parmi les options. Les données sur les infrastructures de transport existantes et les projets de transport planifiés sont basées sur le Plan directeur du WAPP (WAPP, 2011) et récapitulées dans les tableaux 10 et 11, les tableaux 22 et 23 de l'annexe D fournissant de plus amples détails. Dans le scénario «Sécurité énergétique», les importations de chaque pays en électricité sont limitées à 25% de la demande d'électricité.

## 3.9 CONTRAINTES LIÉES À L'EXPLOITATION DU SYSTÈME ET DES UNITÉS

Les contraintes clés du système sont introduites dans le modèle SPLAT-W, afin de garantir une exploitation fiable du système.

### Marge de réserve

Afin d'améliorer la fiabilité d'un système énergétique, il est nécessaire de mettre en place une capacité opérationnelle excédentaire supérieure aux pics de demande. La marge de réserve est la différence entre la capacité de fonctionnement et les pics de demande pour une année donnée, exprimée en pourcentage de pic de demande. Dans tous les scénarios, une contrainte de marge de réserve de 10% a été imposée à chaque pays. On considère que seule la capacité «ferme», disponible en permanence, répond à cette exigence.

Le crédit de capacité, ou la part de capacité considérée comme «ferme», est de 1,0 pour les technologies acheminables, telles que la technologie thermique et les grandes centrales hydroélectriques avec barrages. Cependant, pour un certain nombre de technologies de production d'énergies renouvelables, le crédit de capacité dépend de la part de capacité totale et de la qualité des ressources intermittentes, y compris en présence d'une gamme de sites n'ayant qu'un faible degré de corrélation entre eux. Le crédit de capacité est généralement inférieur au facteur de disponibilité, aucun site ne pouvant être considéré comme capable de produire de l'électricité à tout moment, en raison du caractère variable des conditions météorologiques (vent et soleil).

La contrainte de marge de réserve est définie comme suit :

$$\sum_{i=1}^n \alpha(i) C_p(i) \geq (1 + RM) D$$

Où :

- »  $\alpha(i)$  est le crédit de capacité alloué à une centrale électrique/une technologie (i) ou la part de capacité considérée comme «ferme» (fraction) ;
- »  $C_p(i)$  est la capacité de la centrale électrique/technologie (i) exprimée en MW (centralisée uniquement) ;
- »  $D$  est le pic de demande sur le système en réseau centralisé exprimé en MW ; et
- »  $RM$  est la marge de réserve (fraction).

### Contraintes sur les énergies renouvelables variables

Le modèle offrant une représentation globale de la charge, la variabilité des énergies éolienne et solaire PV a été prise en compte de manière globale et prudente :

- » Le facteur de disponibilité a été soustrait de la capacité éolienne (ainsi, une centrale éolienne de 100 MW affichant un facteur de capacité de 30% ne peut délivrer que 30 MW à tout moment donné). La capacité ferme pour chaque mégawatt de capacité installée a été fixée à la moitié du facteur de capacité (dans cet exemple, 15%).
- » Les centrales PV centralisées et l'ESC se sont vues attribuer respectivement 5% et 30% de crédit de capacité.

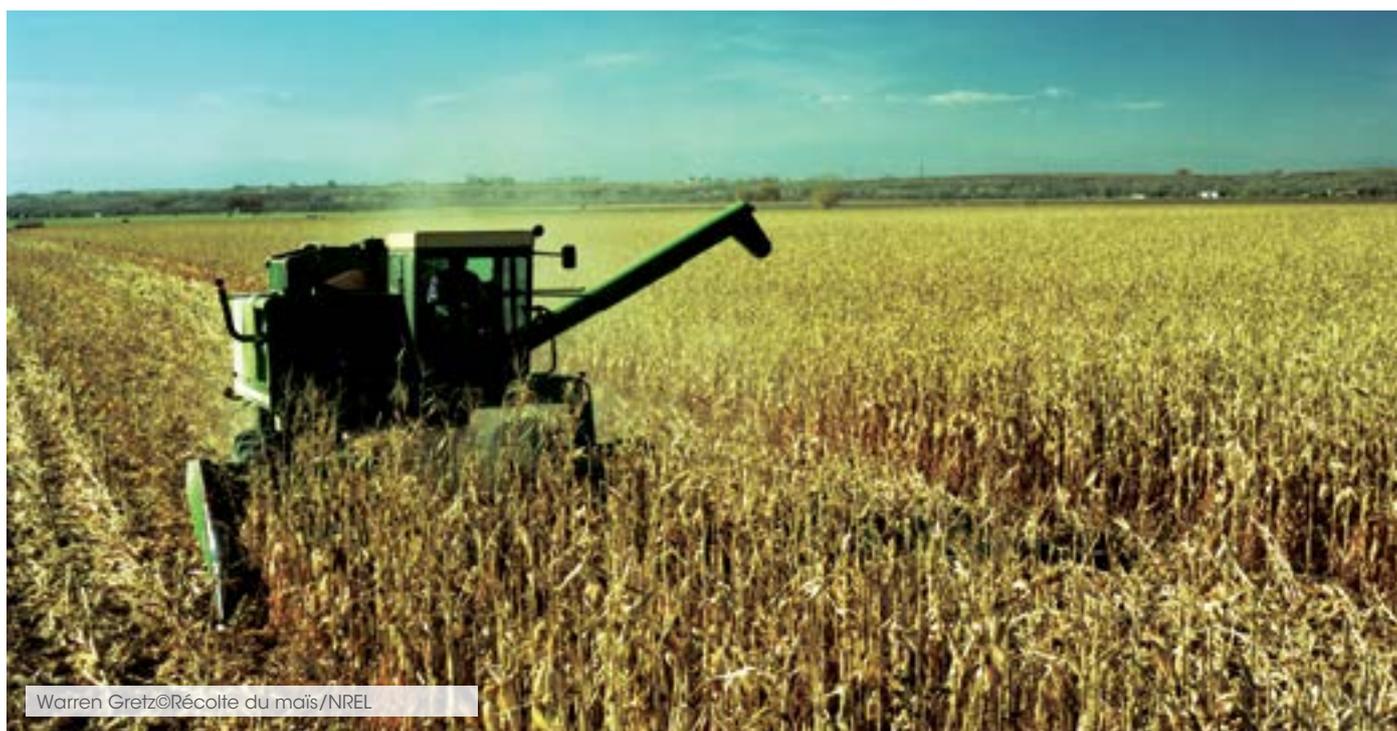
Lorsque les ressources sont réparties sur une vaste zone, il est possible que la capacité ferme augmente. En effet, les variations météorologiques sont plus dispersées, et la production d'électricité est donc moins affectée par les conditions météorologiques locales d'une zone spécifique. Cependant, l'étude en cours ne permettant pas d'entrer autant dans le détail, les limites supérieures ont été fixées à 20% pour la part d'électricité éolienne dans le réseau, et à 10% pour l'électricité PV centralisée. Ces limites ont été fixées avec prudence, afin de garantir des projections de système fiables en attendant l'amélioration de la méthodologie permettant une modélisation plus sophistiquée des options d'approvisionnement intermittentes.

Tableau 10. Récapitulatif des infrastructures de transport existantes

Pays 1	Pays 2	Capacité de ligne MW
Ghana	Côte d'Ivoire	327
Ghana	Togo/Bénin	310
Sénégal	Mali	100
Côte d'Ivoire	Burkina Faso	327
Nigeria	Togo/Bénin	686
Nigeria	Niger	169

Tableau 11. Nouveaux projets de transport transfrontalier

Nom du projet	Capacité de ligne approxi- mative MW	Première année
<b>Projets engagés</b>		
Dorsale 330 kV (Ghana, Togo/Bénin, Côte d'Ivoire)	650	2013
CLSG (Côte d'Ivoire, Liberia, Sierra Leone)	330	2014
OMVG (Sénégal, Guinée, Gambie, Guinée-Bissau)	315	2017
Hub Intrazonal (Ghana, Burkina Faso, Mali, Côte d'Ivoire, Guinée)	320	2014-2020
<b>Projets envisagés</b>		
Corridor Nord (Nigeria, Niger, Togo/Bénin, Burkina Faso)	650	2014
<b>Autres projets</b>		
Dorsale Médiane (Nigeria, Togo/Bénin, Ghana)	650	2020
OMVS (Mali, Sénégal)	330	2020



Warren Gretz/Récolte du maïs/NREL

## Capacité de suivi de charge des centrales électriques

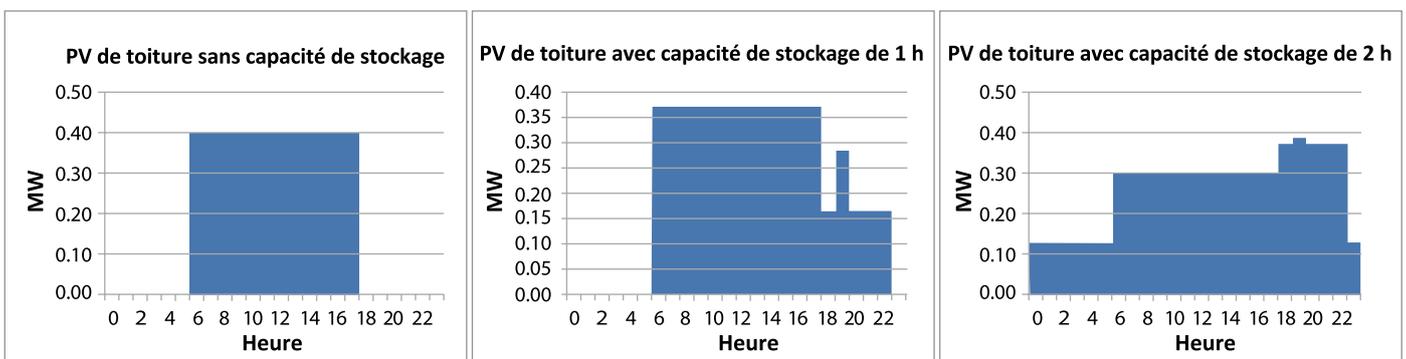
Il existe des limites techniques à la vitesse d'augmentation et de diminution de la cadence de production des centrales à charbon et biomasse. Pour une évaluation approximative de cette limite, toutes les centrales à charbon et biomasse du modèle ont vu leur facteur de disponibilité soustrait de leur niveau de capacité. Par exemple, à tout moment donné, une centrale à charbon de 100 MW dont le facteur de disponibilité est de 85% ne peut produire qu'un maximum de 85 MW.

Les centrales électriques au fil de l'eau, tout comme les mini-centrales hydroélectriques, sont modélisées

comme étant non acheminables. Leur facteur de disponibilité adonc également est soustrait de leur niveau de capacité.

Les centrales hydroélectriques avec barrages sont modélisées comme acheminables afin de refléter le fonctionnement plus flexible facilité par la présence d'un barrage. Une hypothèse d'«année de sécheresse» définit également leur facteur de disponibilité pour toutes les options hydroélectriques.

Enfin, des schémas d'acheminement modélisés pour les trois types de systèmes solaires PV de toiture sont illustrés dans le graphique 7, qui représente le rendement pour 1 MW de modules solaires PV installés.



Graphique 7. Fluctuation journalière du rendement solaire photovoltaïque



# 4. Résultats de la modélisation



## 4.1 SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE

Le Scénario de référence est étalonné sur le Scénario de référence du Plan directeur du WAPP, qui se base sur un certain nombre d'hypothèses prudentes en ce qui concerne les coûts de déploiement des technologies renouvelables.

Le Scénario de référence de cette étude a été développé principalement pour démontrer la compatibilité de l'outil SPLAT-W avec l'outil utilisé pour le développement du Plan directeur du WAPP.

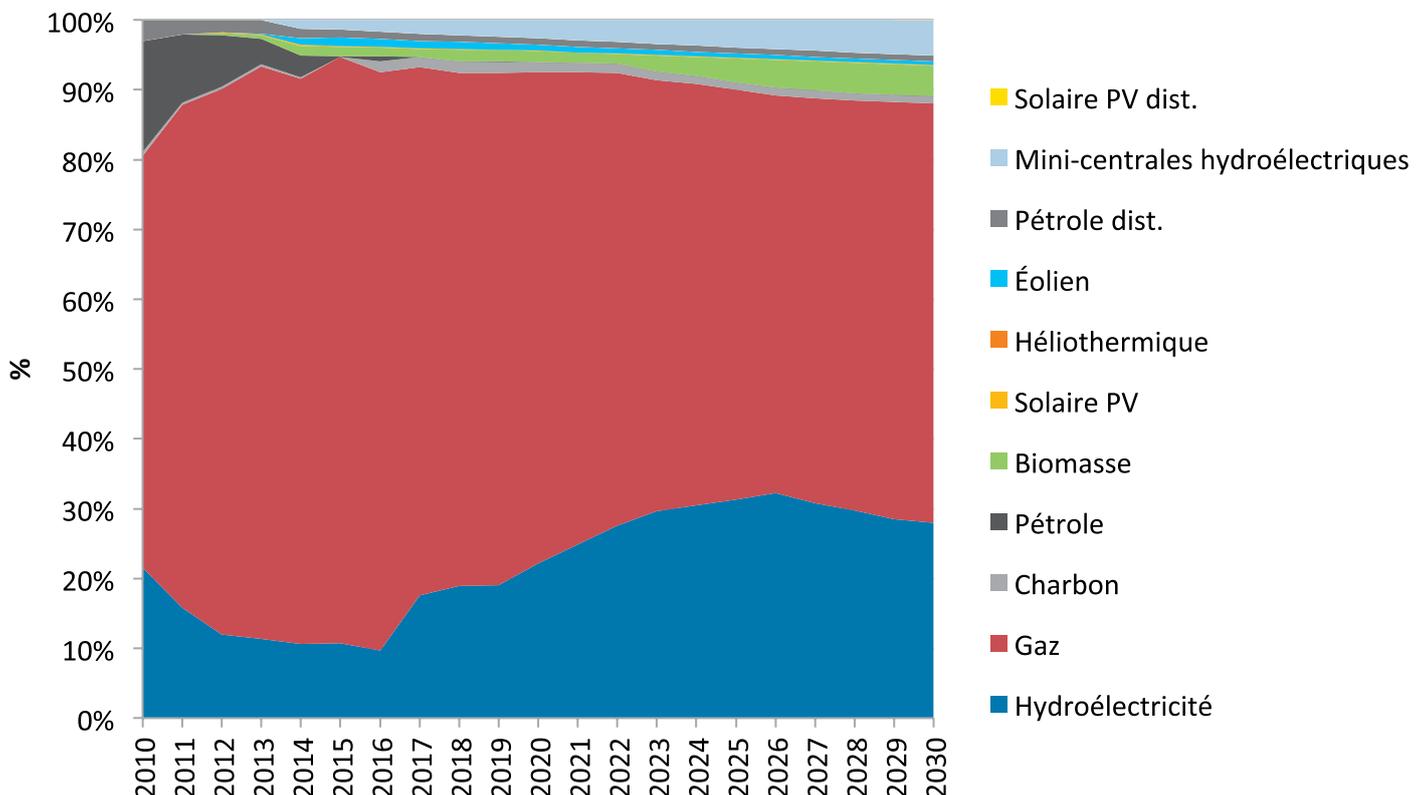
Conformément aux attentes, les résultats escomptés se trouvent dans la droite ligne de ceux présentés dans le Scénario de référence du Plan directeur du WAPP. Le graphique 8 présente le mix de production électrique du Scénario de référence.

La principale différence entre les résultats du SPLAT-W et ceux du Plan de référence du WAPP

réside dans la part plus basse de l'hydroélectricité dans le modèle SPLAT-W, en raison de l'hypothèse d'«année de sécheresse» imposée sur toute la période de modélisation.

L'outil SPLAT-W comble notamment les écarts existants entre l'offre et la demande actuelles grâce à des groupes diesel sur site. À mesure que de nouvelles options d'approvisionnement en électricité deviennent disponibles, ces écarts sont rapidement comblés et remplacés par de l'électricité fournie via des options technologiques d'énergies renouvelables connectées au réseau ou présentes sur site, principalement des mini-centrales hydroélectriques.

La part de l'hydroélectricité augmente de 18% à 34% de la production d'électricité totale (ou de 22% à 29% de l'électricité en réseau) jusqu'en 2030, alors que la part des autres sources d'énergies renouvelables reste limitée à 5%, la majeure partie provenant de la biomasse.



Graphique 8. Production d'électricité dans le cadre du Scénario de référence

## 4.2 SCÉNARIO «PROMOTION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES» : INVESTISSEMENTS ET MIX DE PRODUCTION JUSQU'EN 2030

Dans les pays du WAPP, on prévoit une hausse de la demande d'électricité, qui devrait être multipliée par près de six entre l'année de référence et 2020 et par 14 jusqu'en 2050. En 2010, la capacité installée en réseau était estimée à près de 9,4 gigawatts (GW), dont plus de la moitié était issue du gaz, 33% de l'hydroélectricité et le reste principalement du pétrole.

La capacité actuelle en réseau n'est pas suffisante pour couvrir la demande, et plus de 1 GW de groupes diesels décentralisés sont installés afin de combler cette lacune.

Le graphique 9 représente le programme de déclassement de la capacité existante. D'ici à 2030, la moitié de la capacité existante sera déclassée. Pour être en mesure de répondre à la demande en pleine expansion, plus de 60 GW de capacité supplémentaire seront donc nécessaires

d'ici à 2030 dans le scénario «Promotion des énergies renouvelables».

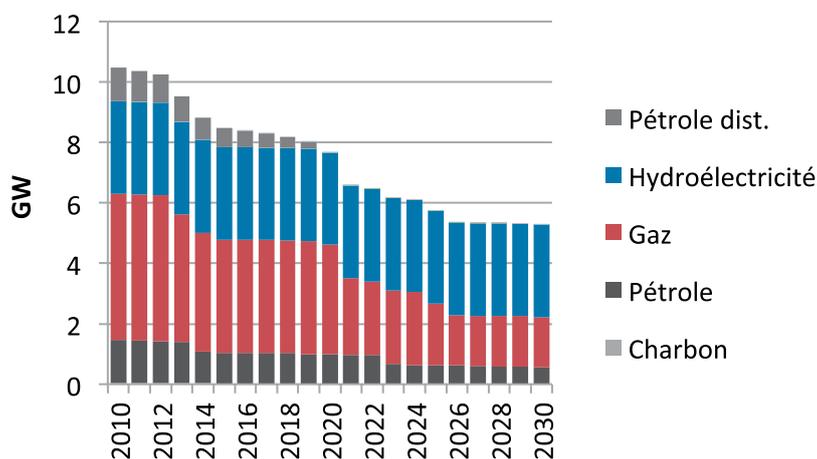
Le graphique 10 représente le programme d'investissement du scénario «Promotion des énergies renouvelables». L'annexe E récapitule tous les projets «sélectionnés» dans le cadre de ce scénario. Des 23 GW de gaz déployés au cours de la première décennie, près de 11 GW proviennent de projets déjà engagés. Dans le cas de l'hydroélectricité, près de 16 GW sont déployés jusqu'en 2030, dont près de la moitié au cours de la première décennie (2010-2020), et le reste au cours des 10 années suivantes. Le déploiement de groupes diesel distribués se poursuit, principalement dans la catégorie de demande industrielle. Le déploiement de technologies renouvelables autres que les grandes centrales hydroélectriques dépasse le seuil des 13 GW d'ici à 2030.

Le tableau 12 représente les apports de capacité par pays pendant la période 2010-2030, pour la production d'énergie centralisée et décentralisée.

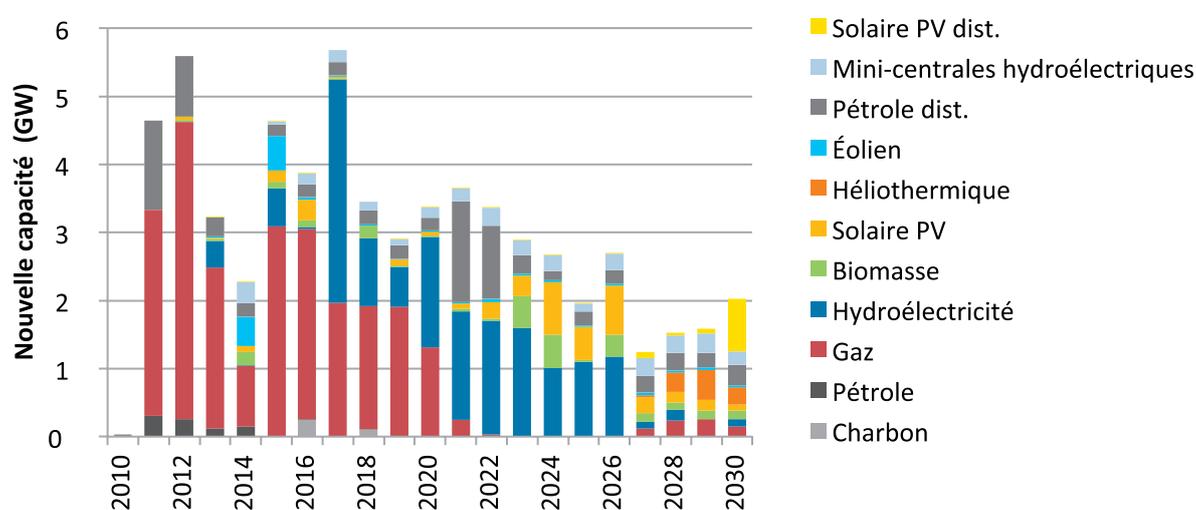
Les technologies d'énergies renouvelables comptent pour 46% des 63 GW de capacité totale supplémentaire.



Panneaux solaires en Afrique de l'Ouest (CEREEC)



Graphique 9. Mix de capacité énergétique des centrales existantes



Graphique 10. Nouvelle augmentation de capacité dans le cadre du scénario «Promotion des énergies renouvelables» jusqu'en 2030

MW	Centralisé		Décentralisé	
	Total	Renouvelable	Total	Renouvelable
<b>Burkina Faso</b>	800	688	258	121
<b>Côte d'Ivoire</b>	3 543	962	702	152
<b>Gambie</b>	254	179	91	36
<b>Ghana</b>	5 182	2 928	2 177	896
<b>Guinée</b>	3 842	3 615	244	120
<b>Guinée-Bissau</b>	294	145	62	17
<b>Liberia</b>	560	402	78	46
<b>Mali</b>	890	682	162	72
<b>Niger</b>	645	469	130	47
<b>Nigeria</b>	29 057	10 504	7 506	2 568
<b>Sénégal</b>	2 299	1 869	471	104
<b>Sierra Leone</b>	1 418	1 185	258	120
<b>Togo/Bénin</b>	1 919	1 296	500	90
<b>Total</b>	<b>50 704</b>	<b>24 924</b>	<b>12 640</b>	<b>4 389</b>

Tableau 12. Capacité supplémentaire par pays, 2010-2030 : scénario «Promotion des énergies renouvelables»

Grâce à ces nouveaux investissements, la part des énergies renouvelables dans la capacité de production totale passe de 29% (hydroélectricité uniquement) à 51% (où l'hydroélectricité représente 30% et les autres énergies renouvelables 21%) entre l'année de référence et 2030. Ceci va au-delà des objectifs fixés par la politique en matière d'énergies renouvelables de la CEDEAO, selon laquelle la capacité de production basée sur les énergies renouvelables devrait représenter 48% du total en 2030. Le graphique 11 représente l'évolution de la répartition de la capacité dans la région dans le cadre du scénario «Promotion des énergies renouvelables».

L'implication de ces investissements sur le mix d'approvisionnement en électricité dans le cadre du scénario «Promotion des énergies renouvelables» est illustrée par le graphique 12. Notez que ce graphique inclut l'approvisionnement en électricité en provenance d'Afrique centrale (qui figure en tant qu'«importations nettes»). La tendance générale est au remplacement des technologies de production au gaz, au profit de l'hydroélectricité et de l'électricité importée.

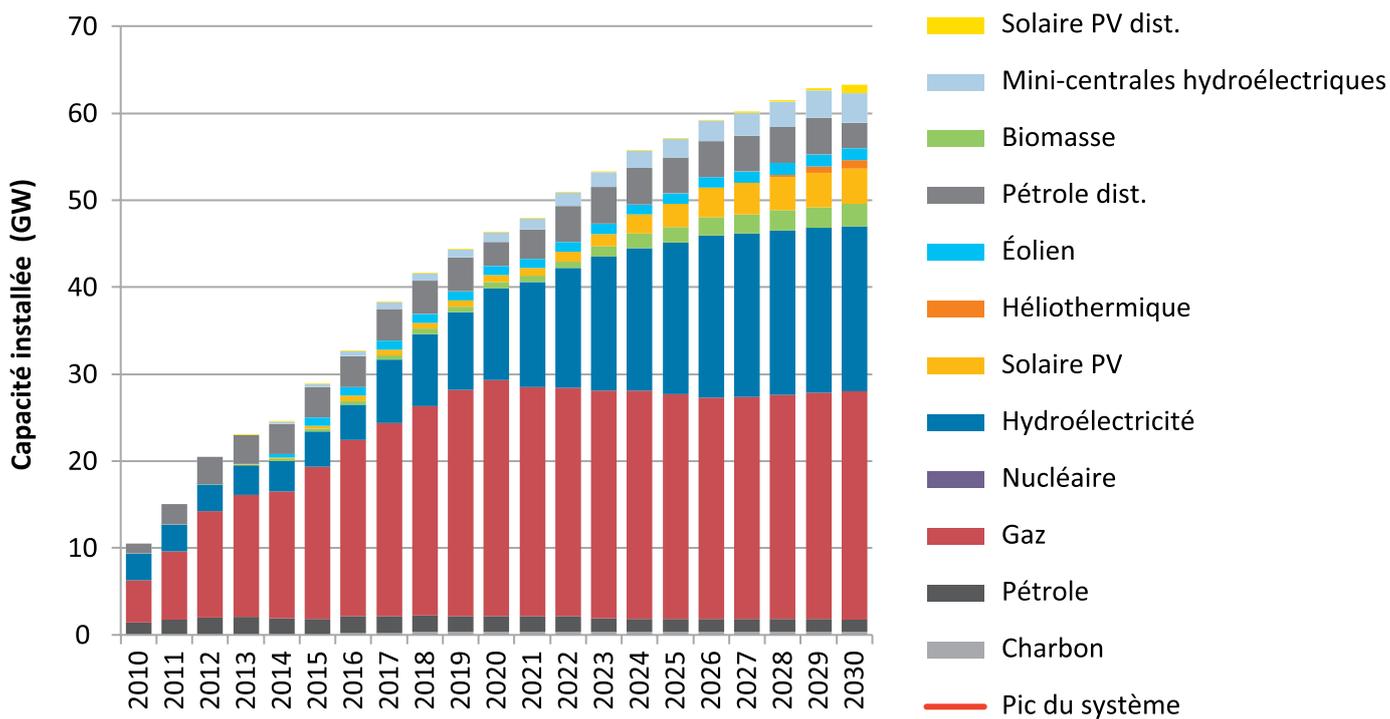
Lorsque l'on observe le mix d'approvisionnement en électricité sur la période 2010-2030, on remarque que la part des grandes centrales hydroélectriques augmente de 22% à 41% (les importations d'Afrique centrale étant incluses dans cette catégorie). Les autres énergies renouvelables augmenteraient de 17% sur la même période, amenant la part totale des énergies renouvelables à 58% de l'approvisionnement en électricité total de la région d'ici à 2030. En termes de mix de production stricts (donc, importations exclues), la part des énergies renouvelables dans le mix de production passe de 22% en 2010 à 52% (33% pour l'hydroélectricité, 19% pour le reste) en 2030.

La part des énergies renouvelables dans la production en réseau est de 48%, l'hydroélectricité à elle seule représentant 35% de ce total. Dans sa politique en matière d'énergies renouvelables, la CEDEAO s'est donnée pour objectif régional d'atteindre 31% d'énergies renouvelables dans la production en réseau totale en 2030. Le scénario «Promotion des énergies renouvelables» est quant à lui plus optimiste<sup>7</sup>, et atteint cet objectif dès le début des années 2020.

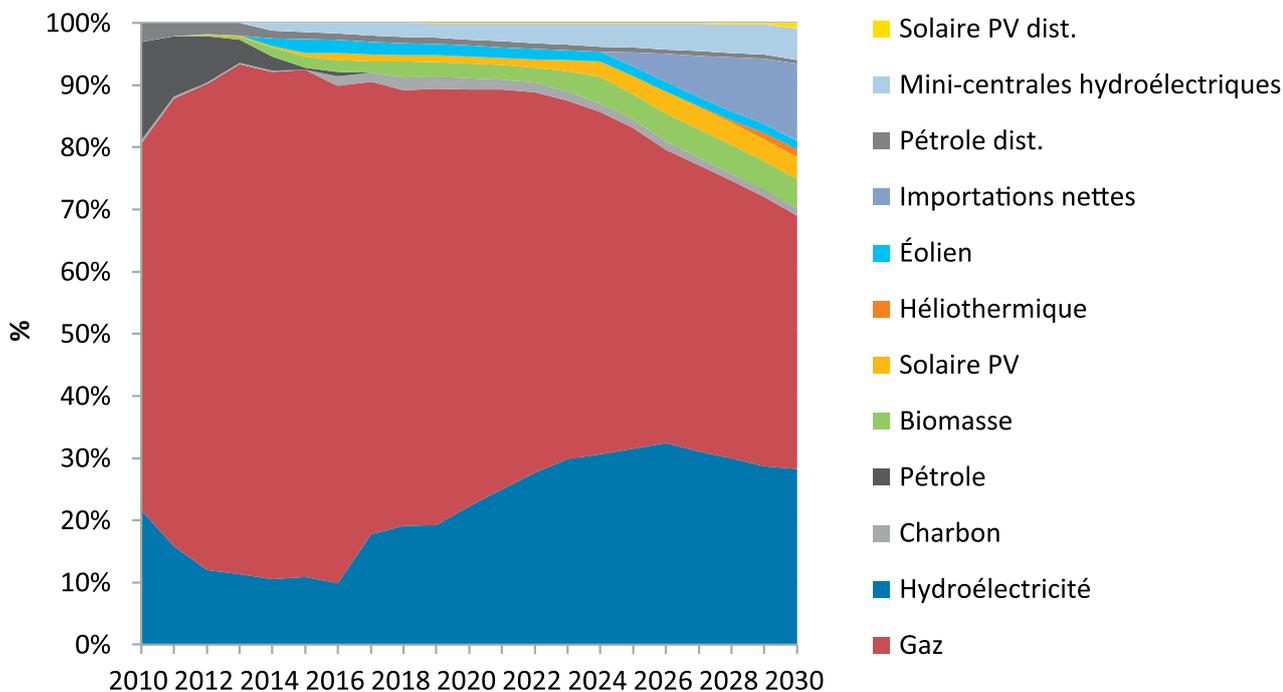


ZSM@Akosombo Barrage rejetant de l'eau, Ghana/Wikimedia

<sup>7</sup> Lorsque l'on compare nos résultats avec ceux de la politique en matière d'énergies renouvelables de la CEDEAO en termes de part des énergies renouvelables basée sur la capacité jusqu'en 2030, la différence est beaucoup moins importante (51% dans notre scénario et 49% dans la politique de la CEDEAO). Ceci s'explique principalement par le fait que dans notre portefeuille technologique, nous avons explicitement tenu compte de la production diesel décentralisée, qui représente une grande part de la capacité totale par rapport à la production actuelle.



Graphique 11. Répartition de la capacité dans le cadre du scénario «Promotion des énergies renouvelables»



Graphique 12. Approvisionnement en électricité dans le cadre du scénario «Promotion des énergies renouvelables» : production régionale et importations d'Afrique centrale

Les options d’approvisionnement décentralisé en électricité représentent 7% de l’approvisionnement total en électricité en 2030 ; elles sont majoritairement basées sur les ressources renouvelables.

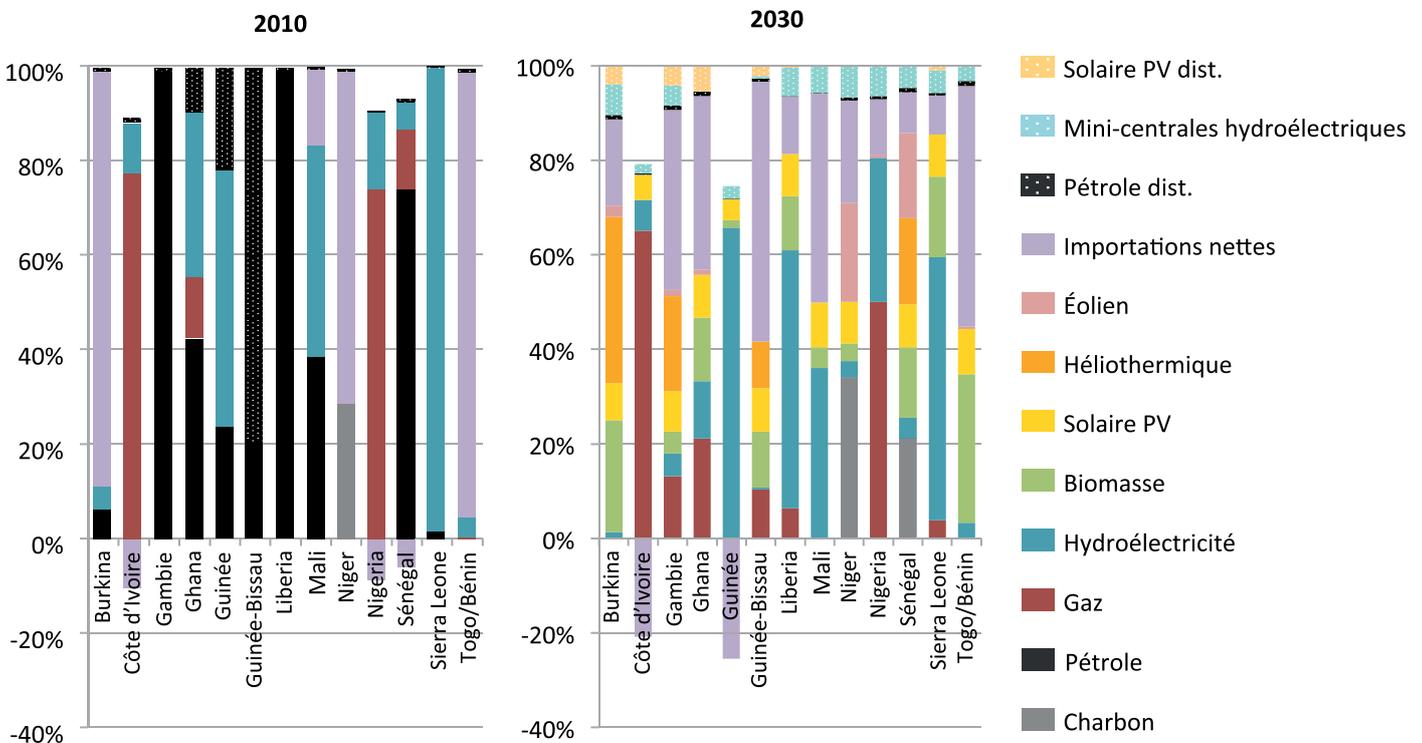
Dans une large mesure, l’ensemble est dominé par les développements au Nigeria et au Ghana, qui représentent respectivement près de 60% et 10% de la demande d’électricité régionale totale. Le graphique 13 illustre le mix de production de chaque pays en 2010 et 2030 dans le cadre du scénario «Promotion des énergies renouvelables». En 2010, la production d’électricité est principalement basée sur le gaz, le pétrole et l’hydroélectricité. Certains pays enregistrent des taux d’importations extrêmement élevés. Selon ce scénario, la production électrique se diversifie dans tous les pays jusqu’en 2030.

Dans le scénario «Promotion des énergies renouvelables», les énergies renouvelables représentent 52% de l’approvisionnement électrique régional en 2030, mais ce chiffre varie selon les pays, un niveau de pénétration bien supérieur ayant des conséquences économiques favorables dans certains États. L’hydroélectricité joue un rôle majeur en Côte d’Ivoire, en Guinée-Bissau, au Liberia, au Nigeria et

en Sierra Leone, alors que le taux de pénétration total des énergies renouvelables atteint pratiquement les 100% en 2030 au Burkina Faso, en Guinée et au Mali.

La production d’électricité basée sur le solaire PV, l’éolien et la biomasse ne représente qu’une faible part dans le mix de production totale d’électricité, mais selon les pays, ces technologies peuvent prendre de l’importance dans le portefeuille de production électrique. Ensemble, elles représentent par exemple plus de 90% de l’électricité produite localement en réseau au Burkina Faso et au Togo/Bénin<sup>8</sup>, et 60% en Gambie, en Guinée-Bissau et au Sénégal.

Le graphique 14 représente les flux commerciaux régionaux d’électricité en 2030 dans le cadre du scénario «Promotion des énergies renouvelables». Comme il le montre, les principaux flux partent de la République démocratique du Congo (RDC) et du Cameroun en direction du Nigeria, une part de cette électricité étant ensuite exportée vers le Ghana via le Togo/Bénin, ou vers le Niger. Il existe également des flux d’exportation de la Guinée vers les pays voisins : Guinée-Bissau, Mali, Sénégal et Sierra Leone, ainsi que vers la Côte d’Ivoire via le Liberia. La Côte d’Ivoire elle-même exporte vers le Mali, le Burkina Faso et le Ghana.

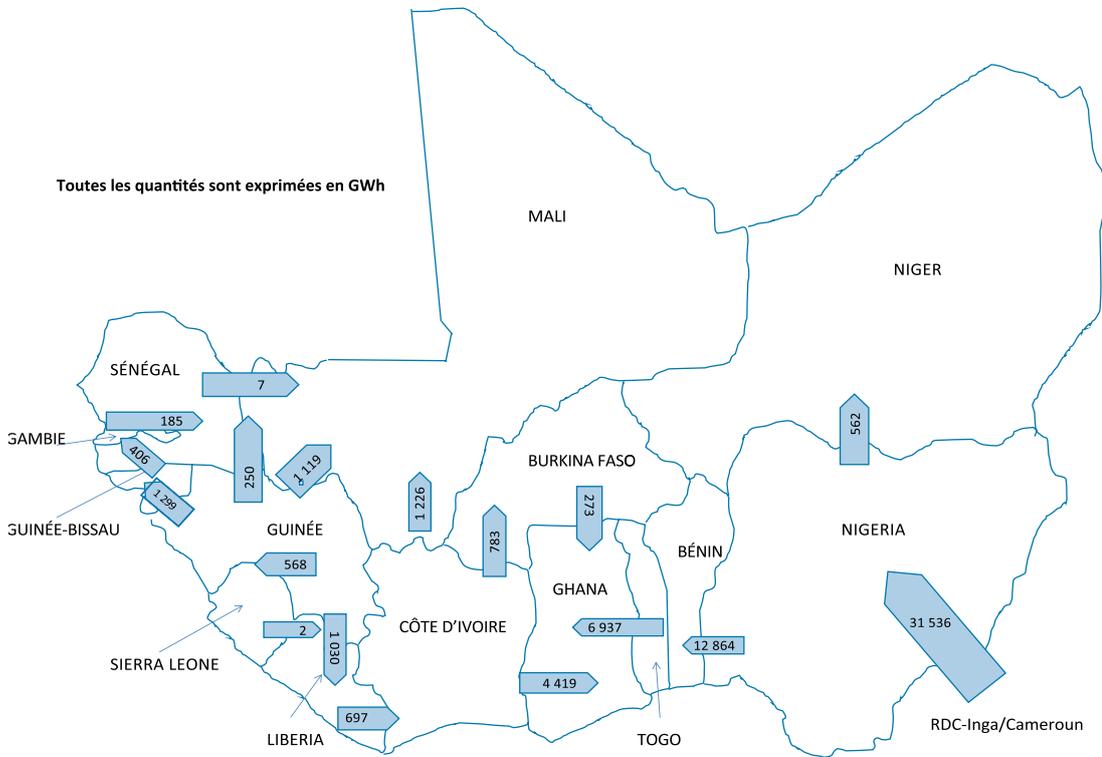


Graphique 13. Parts de production d’électricité par pays en 2010 et 2030 dans le scénario «Promotion des énergies renouvelables»

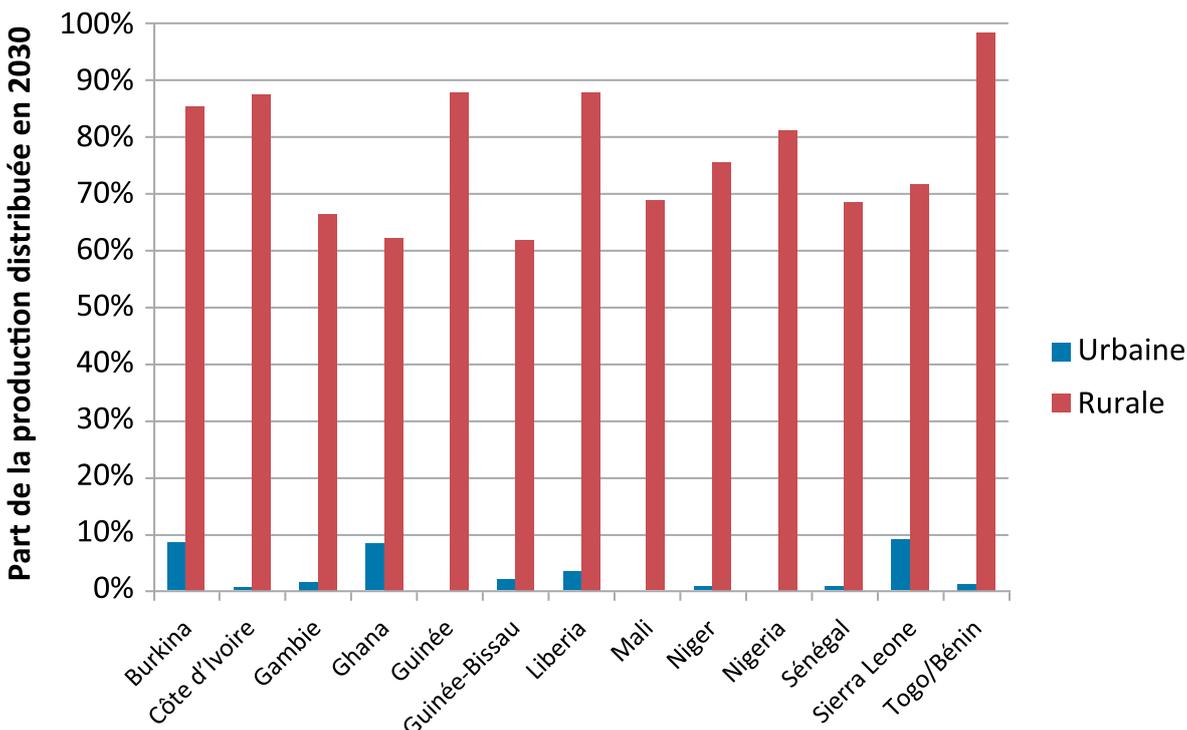
<sup>8</sup> Cependant, la part de la production domestique dans la demande domestique totale est relativement faible, avec 19% pour le Burkina Faso et 30% pour la Gambie, les résultats incluant une large part d’importations d’électricité.

Le graphique 15 représente la part de la demande d'électricité urbaine et rurale satisfaite par la production distribuée en 2030 dans le cadre du scénario «Promotion des énergies renouvelables». Dans la catégorie de demande urbaine, la majeure partie de cette production distribuée est issue

d'installations PV de toiture avec batterie et de la technologie de production diesel. Dans la catégorie de demande rurale, la production distribuée provient de l'hydroélectricité (si disponible), le reste de la demande étant satisfait via un mix de productions diesel et de PV de toiture avec batterie.



Graphique 14. Échanges commerciaux régionaux en 2030 dans le cadre du scénario «Promotion des énergies renouvelables»



Graphique 15. Part de production distribuée dans la demande urbaine et rurale en 2030 dans le cadre du scénario «Promotion des énergies renouvelables»

### 4.3 IMPLICATIONS ÉCONOMIQUES DU SCÉNARIO «PROMOTION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES»

Le modèle SPLAT-W calcule les implications économiques d'un scénario donné en termes d'investissements (production et T&D), de dépenses de combustibles et d'E&M, et de gains issus de la finance carbone. La somme de ces dépenses constitue le coût du système, que le modèle tente de minimiser.

Le graphique 16 représente les coûts du système non actualisés pour des années données dans le cadre du scénario «Promotion des énergies renouvelables». Les coûts d'investissements augmentent de manière substantielle afin de répondre à la demande d'électricité en pleine croissance. Les besoins en investissements généraux dans la région entre 2010 et 2030 atteignent 170 milliards de dollars US (non actualisés) ou 47 milliards de dollars US (actualisés). Cette somme inclut les coûts T&D domestiques et les lignes de transport transfrontaliers, qui représentent près de 37% des coûts d'investissements totaux. Le prix moyen de l'électricité baisserait légèrement, passant de 0,14 USD/kWh en 2010 à 0,13 USD/kWh en 2030, reflétant une baisse de la confiance dans les combustibles liquides coûteux pour la production d'électricité.

Si ces combustibles occupent une place significative au début de la période de modélisation, ils sont remplacés d'abord par l'hydroélectricité, puis par une combinaison de charbon, gaz, énergies renouvelables (hydroélectricité comprise) et importations d'Afrique centrale. Ceci contraste avec notre analyse du Pool énergétique d'Afrique australe (SAPP), dans laquelle un scénario similaire de promotion des énergies renouvelables suggère une augmentation des prix moyens de l'électricité (IRENA, 2013b). Ceci

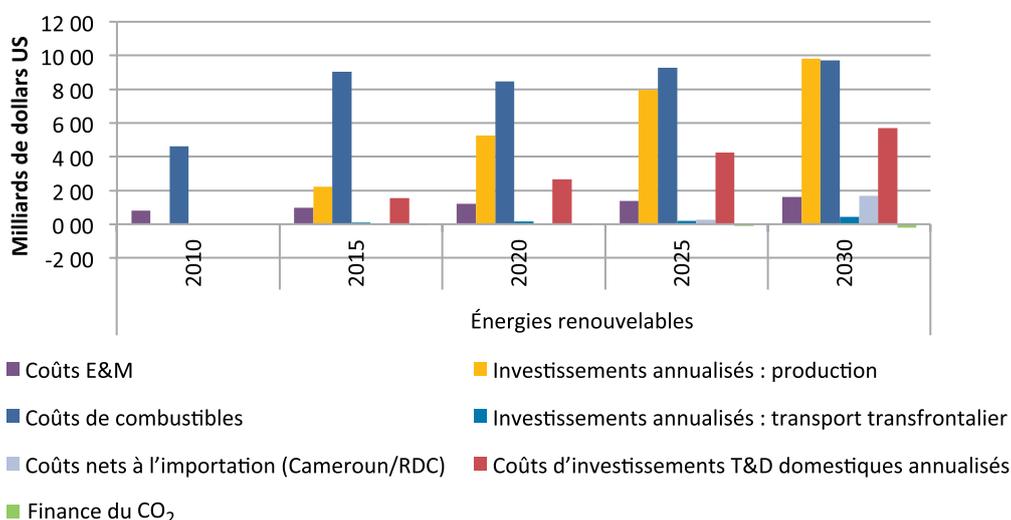
s'explique par le fait que les pays SAPP s'appuient actuellement sur le charbon et l'hydroélectricité meilleurs marché, mais devraient passer à des modes de production à faibles émissions de CO<sub>2</sub> plus onéreux, principalement pour répondre aux souhaits de réduction des émissions de l'Afrique du Sud. Cependant, les prix moyens de l'électricité sont très similaires dans les deux régions en 2030.

### 4.4 COMPARAISON AVEC LES SCÉNARIOS ALTERNATIFS

Le scénario «Promotion des énergies renouvelables» explore dans quelle mesure les technologies d'énergies renouvelables pourraient contribuer aux solutions les plus économiques dans des conditions favorables. Parmi ces conditions, on compte la réduction des coûts d'investissements dans les technologies d'énergies renouvelables, l'augmentation du prix des combustibles fossiles et les importations d'électricité en provenance d'une Afrique centrale offrant un accès à ses ressources hydroélectriques riches. Le graphique 17 représente les parts d'approvisionnement en électricité dans le cadre du scénario «Promotion des énergies renouvelables» et des deux scénarios alternatifs en faveur des énergies renouvelables, à savoir le scénario «Absence d'importations d'Afrique centrale» et le scénario «Sécurité énergétique».

Dans le scénario «Promotion des énergies renouvelables», les importations en provenance d'Afrique centrale sont comprises dans les options à compter de 2025. Lorsque ces importations ne sont pas autorisées, l'électricité nécessaire est fournie par technologie solaire PV et à base de biomasse.

Dans le scénario « Sécurité énergétique », qui limite les parts d'importation d'électricité à 25% jusqu'en 2030, le résultat régional général présenté dans le graphique 17 n'enregistre



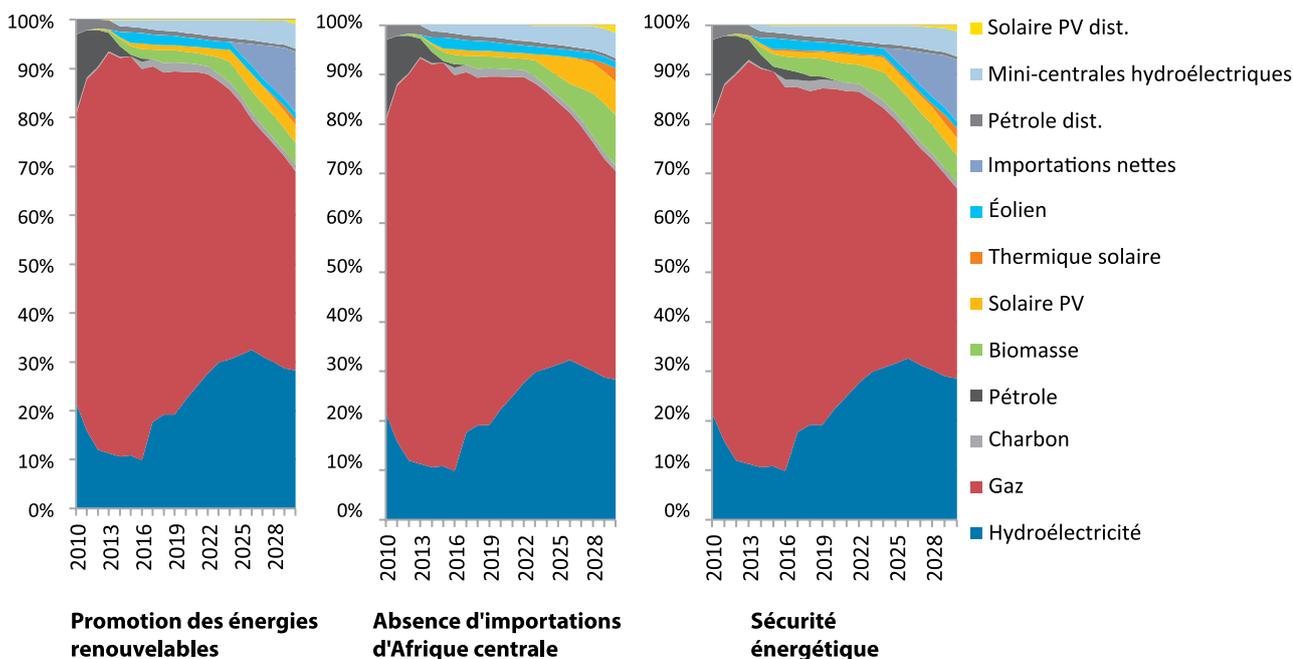
Graphique 16. Coûts des systèmes annualisés non actualisés dans le cadre du scénario «Promotion des énergies renouvelables»

pas de changement important, les pays les plus affectés par cette nouvelle contrainte étant relativement petits. Les résultats détaillés par pays figurent dans le graphique 18. La réduction des importations d'électricité est en grande partie compensée par le déploiement des technologies solaires.

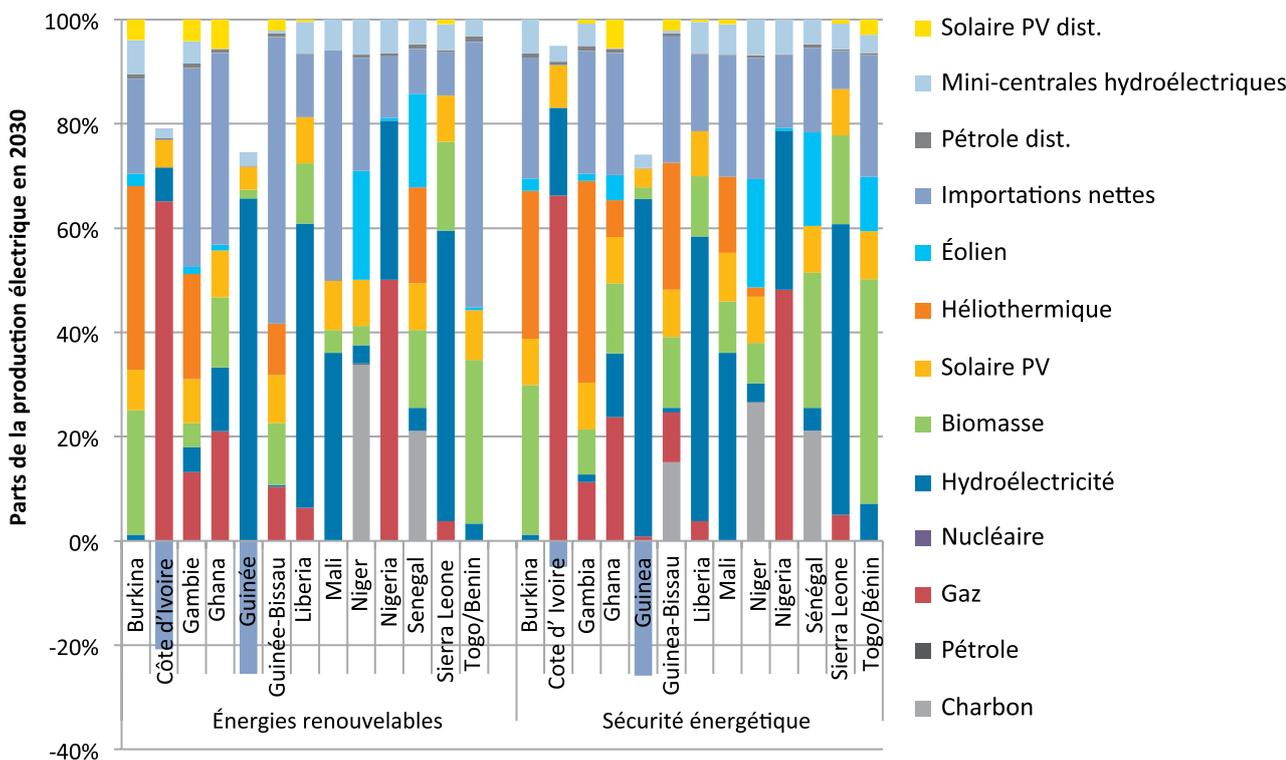
Le coût moyen de la production d'électricité diminue ; entre 2010 et 2030, il passe de 139 à 128 USD par mégawattheure (MWh) dans le scénario « Promotion des énergies

renouvelables », mais seulement à 132 USD par MWh dans le scénario « Absence d'importations d'Afrique centrale ». Le développement du commerce inter-régional d'électricité pourrait donc entraîner une baisse des coûts de production moyens de l'Afrique de l'Ouest de l'ordre de 3% d'ici à 2030.

La réduction des importations d'électricité est en grande partie compensée par le déploiement des technologies solaires.



Graphique 17. Parts d'approvisionnement en électricité dans le cadre des trois scénarios alternatifs



Graphique 18. Sources d'approvisionnement en électricité par pays : scénario «Promotion des énergies renouvelables» contre scénario «Sécurité énergétique»



Steve Heap©Cascade de 487 mètres aux chutes de Wli, près de Hohoe, au Ghana/Shutterstock

# 5. Planification énergétique à long terme et intégration des énergies renouvelables aux systèmes énergétiques



À l'origine, le modèle SPLAT-W utilisé dans cette analyse a été développé pour aider les États membres de l'IRENA à prendre en main le processus de développement de scénarios et stratégies d'intégration des énergies renouvelables à long terme, en transférant ces scénarios et stratégies aux services de planification énergétique des pays intéressés. Comme le montre le présent rapport, une technique formelle de modélisation de systèmes énergétiques pourrait jouer un rôle de taille dans le développement de tels scénarios et stratégies à long terme, principalement pour deux raisons.

D'abord, elle fournirait une base rationnelle à la prise de décision. Une technique formelle de modélisation permet d'évaluer les investissements généraux nécessaires pour répondre à la demande et de classer les options d'investissement alternatives selon un ordre de priorité, sur la base de critères économiques (par exemple, la minimisation des coûts). Elle tient également compte d'autres considérations, y compris d'ordre social (dépendance à l'importation, fiabilité de l'approvisionnement, électrification rurale, etc.) et environnemental (émission de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre, etc.). Ainsi, elle permet de procéder à plusieurs analyses d'hypothèses afin de comparer les implications des différentes options politiques.

Ensuite, les processus de développement de scénarios à long terme s'appuyant sur une technique de modélisation offrent une plateforme permettant d'obtenir un consensus entre des parties prenantes pouvant avoir des objectifs contradictoires. L'utilisation d'un modèle présente l'avantage de permettre la comparaison entre différents objectifs tout en évitant les incohérences.

Pour obtenir une vision du développement du secteur énergétique à long terme, il est nécessaire d'effectuer un travail d'analyse préalable à l'aide d'outils de modélisation formels. Habituellement, les plans

directeurs relatifs à l'électricité sont développés sur la base d'analyses complètes du secteur énergétique, effectuées avec de tels outils de modélisation. Cependant, dans de nombreux pays d'Afrique, la capacité locale à obtenir ou à utiliser ces outils est bien souvent limitée.

Le processus de planification est aussi important que le plan lui-même, d'où l'importance de la possibilité, au niveau local, d'utiliser les outils de modélisation du secteur énergétique. Ceci permettrait en outre d'actualiser les plans en temps et en heure, ce qui s'avère souvent problématique lorsque l'on dépend d'analyses effectuées par des consultants étrangers. Le paysage englobant le secteur énergétique, et en particulier celui des technologies renouvelables, connaît une évolution rapide ; une évolution à laquelle les outils de modélisation permettent de répondre.

Le fait de posséder un processus de planification énergétique offre un avantage supplémentaire : il permet d'apprécier à leur juste mesure les éventuelles réserves liées à l'utilisation des outils de planification énergétique. Tout résultat obtenu par utilisation du modèle doit être examiné à la lumière des données renseignées, de la structure du modèle et des limites imposées par le cadre de modélisation.

C'est dans ce contexte que l'IRENA a développé le modèle SPLAT-W. Une attention particulière a été donnée à la représentation des options d'approvisionnement en énergies renouvelables et à leur intégration dans le système électrique. L'objectif est ici de mettre le modèle SPLAT-W à la disposition des responsables et des chercheurs en planification énergétique de la région, de sorte qu'ils puissent l'utiliser pour l'étude de scénarios alternatifs de développement du secteur énergétique régional et national. Le modèle SPLAT-W fournit des liens vers les dernières évaluations de l'IRENA sur les coûts liés aux ressources et aux technologies. Il est configuré La planification énergétique est un processus continu, et les outils de modélisation servant à la prise de La

avec des informations relevant du domaine public et est facilement actualisable par les experts des pays de la région, qui peuvent disposer d'informations plus récentes ne relevant pas du domaine public.

Cette analyse n'a pas pour objectif de développer ni d'allouer un plan de transition vers les énergies renouvelables pour la région. Les scénarios présentés ici sont plutôt destinés à fournir un point de départ adéquat permettant aux analystes de la région de s'engager dans des discussions approfondies. En plus de mettre en valeur les hypothèses de départ et les résultats obtenus, l'objectif est de permettre le transfert éventuel du modèle afin de permettre aux experts locaux de l'utiliser pour la planification du secteur énergétique. Il est possible de créer d'autres scénarios pour des évaluations de politiques spécifiques.



John Copland©Dattes de palmier/Shutterstock

La planification énergétique est un processus continu, et les outils de modélisation servant à la prise de décisions doivent être maintenus à jour par des révisions constantes à mesure que de nouvelles informations sont disponibles.

En décembre 2012, l'IRENA a organisé, en coopération avec le CEREEC, un atelier visant à discuter du rôle de la planification dans la promotion du développement du secteur énergétique et des énergies renouvelables, à présenter le modèle SPLAT-W de l'IRENA et à identifier les zones de collaboration dans le secteur. Les participants invités des États membres de la CEDEAO, représentant les services de planification énergétique des gouvernements et services publics de la région, ont reconnu l'importance de l'accès à des outils de planification tels que le modèle SPLAT-W, même si l'accès à de tels outils et la capacité à les utiliser étaient limités dans certains pays.

Suite à l'adoption de la politique en matière d'énergies renouvelables de la CEDEAO au mois d'octobre 2012, les pays de la région sont en train de développer des projets nationaux de déploiement des énergies renouvelables ; c'est donc le moment opportun pour lancer SPLAT-W. Des plans d'action nationaux en faveur de l'énergie renouvelable doivent être développés au cours des deux prochaines années, et le modèle SPLAT-W est considéré comme un outil approprié de soutien à ce processus. L'IRENA, en collaboration avec ses organisations partenaires, a prévu la formation d'un cadre de soutien au renforcement des capacités pour cette entreprise régionale.



Jojje©La Terre sur fond blanc/Shutterstock

## 6. Conclusions



Le modèle SPLAT-W a été développé pour fournir un outil de planification aux preneurs de décisions et aux analystes des États d'Afrique de l'Ouest membres de l'IRENA, et pour leur permettre de concevoir des systèmes énergétiques à moyen et long terme, de classer les options d'investissement par ordre de priorité et d'évaluer les implications économiques d'une voie d'investissement donnée.

Plus spécifiquement, SPLAT-W permet aux analystes de concevoir des systèmes énergétiques répondant à un certain nombre d'exigences (dont la fiabilité) tout en tenant compte des coûts d'investissement et de fonctionnement, afin de répondre à une demande quotidienne/saisonnière fluctuante.

En bref, les principales caractéristiques du modèle SPLAT-W sont les suivantes :

- » Le dernier Plan directeur du WAPP pour la production et la transmission d'électricité (WAPP, 2011) met en relief la demande d'électricité projetée, les données relatives aux infrastructures de production existantes et de transport transfrontalier, les projets planifiés ou proposés en Afrique de l'Ouest pour augmenter la capacité de production et les lignes de transport transfrontalier.
- » La demande d'électricité est divisée en trois catégories : industrie lourde ; résidences urbaines, commerces et petites industries ; résidences et commerces ruraux. Ceci permet d'obtenir une meilleure image de l'approvisionnement en électricité décentralisé et d'améliorer la représentation de la courbe de charge.
- » Trois catégories de demande sont modélisées, nécessitant différents niveaux d'infrastructures T&D et impliquant différents niveaux de pertes d'électricité. Chaque catégorie de demande implique un accès à un mix différent d'options de production distribuée.
- » L'évolution des coûts et des performances des technologies d'énergies renouvelables est tirée de l'étude la plus récente menée par l'IRENA (IRENA, 2013a).

- » Le potentiel des énergies renouvelables suit les études les plus récentes d'évaluation des ressources menées par l'IRENA (IRENA, 2013b)
- » L'option nucléaire a été exclue de l'analyse : elle nécessite de plus amples investigations sur les défis techniques, légaux et économiques impliqués, et elle sort de la portée de cette étude.

Les résultats présentés ici devraient être considérés comme une base pour les discussions futures. La méthodologie servira de cadre pour l'affinement des hypothèses générales, afin de refléter les perspectives des responsables de la planification énergétique dans les différents pays de la région.

Quatre scénarios ont été développés à l'aide de SPLAT-W : un Scénario de référence, un scénario «Promotion des énergies renouvelables» et deux variantes de ce dernier. Ces quatre scénarios forment une base pour les analyses futures et les développements possibles.

- » Le Scénario de référence a été développé sur la base d'hypothèses identiques à celles utilisées dans le Plan directeur du WAPP, y compris sur le commerce international de l'électricité, l'absence de réductions des prix des technologies d'énergies renouvelables et le maintien des prix des combustibles fossiles.
- » Le scénario «Promotion des énergies renouvelables» prévoit des échanges commerciaux internationaux et inter-régionaux (par ex., en provenance d'Afrique centrale), une légère augmentation du prix des combustibles fossiles et une diminution du prix des énergies renouvelables.
- » Le scénario «Absence d'importations d'Afrique centrale» exclut les importations d'électricité en provenance d'Afrique centrale (RDC/Cameroun).
- » Le scénario «Sécurité énergétique» limite les importations à 25% de l'électricité de chaque pays d'ici à 2030.

Le Scénario de référence a été développé principalement pour permettre une comparaison du modèle SPLAT-W avec le Plan directeur du WAPP. Notre analyse s'est

principalement concentrée sur le scénario «Promotion des énergies renouvelables» et ses variantes.

La part de l'énergie renouvelable dans la production d'électricité de la région était de 22% en 2010. Dans le scénario «Promotion des énergies renouvelables», elle atteint 56% en 2030. Si l'on part de l'hypothèse d'une demande d'électricité presque multipliée par cinq sur cette période, on obtient une production d'électricité plus que décuplée en termes absolus. La contribution générale des énergies renouvelables à la production d'électricité varie, d'environ 22% en Côte d'Ivoire à 100% au Burkina Faso, en Guinée et au Mali. En 2013, les trois quarts de cet approvisionnement en énergies renouvelables viennent de la production hydroélectrique de la CEDEAO, à laquelle vient s'ajouter l'hydroélectricité importée d'Afrique centrale. Dans le scénario «Promotion des énergies renouvelables», les énergies renouvelables pourraient jouer un rôle de taille dans l'augmentation de l'accès à l'électricité en zone rurale.

L'augmentation totale de la capacité nécessaire pour répondre à la demande sur la période 2010-2030 est évaluée à 68 GW, dont un tiers provient d'options décentralisées. Les technologies d'énergies renouvelables représentent 48% de l'augmentation de capacité totale dans le scénario «Promotion des énergies renouvelables». Dans le scénario «Absence d'importations d'Afrique centrale», leur part augmente à 56%, alors qu'elle reste à 55% avec le scénario «Sécurité énergétique». Les options décentralisées jouent un rôle important dans les trois variantes du scénario «Promotion des énergies renouvelables», en particulier dans les zones rurales.

Les investissements nécessaires entre 2010 et 2030 dans le scénario «Promotion des énergies renouvelables» s'élèvent à 55 milliards de dollars US (actualisés). Comme cela a été abordé au sein de l'IRENA (2011b), l'approvisionnement adéquat en électricité a représenté un véritable défi pour le continent africain. Un approvisionnement fiable, abordable et économique est nécessaire à la croissance économique, et les énergies renouvelables peuvent jouer un rôle important pour combler cette lacune.

Les pays d'Afrique ont l'avantage particulier d'être en mesure de choisir leur futur énergétique. Le scénario «Promotion des énergies renouvelables» postule

pour une réduction relativement rapide des coûts d'investissements liés aux énergies renouvelables. Sa faisabilité dépend du niveau d'engagement des secteurs politique et privé. Le cadre politique est un élément crucial pour le développement réussi des énergies renouvelables.

Ce rapport présente une analyse quantitative du scénario «Promotion des énergies renouvelables», dans laquelle toutes ces opportunités sont réalisées grâce à l'engagement des gouvernements. Le modèle démontre le rôle précieux que les énergies renouvelables peuvent jouer en répondant à la demande d'électricité croissante de la région. Une analyse par pays prend en compte les particularités de chaque État en termes de composition de la demande et de ressources disponibles. Le modèle tient également compte de facteurs régionaux et identifie les opportunités commerciales pouvant bénéficier aux pays disposant de nombreuses ressources comme à ceux n'en ayant pas ou peu.

L'évaluation présentée ici se base sur un certain nombre d'hypothèses clés reprises du Plan directeur du WAPP, telles que le prix des combustibles ou les développements infrastructurels et politiques. Ces hypothèses peuvent être remises en question par les responsables de la planification énergétique des États membres de la CEDEAO, et tous les pays sont libres d'apporter des mises à jour d'informations. Une évaluation est toujours fortement influencée par les hypothèses de départ. C'est pourquoi l'IRENA encourage les responsables de la planification énergétique à tester des hypothèses et scénarios politiques différent(e)s, ceci pouvant permettre de justifier ou d'articuler les défis associés aux décisions en matière d'investissements.

L'IRENA et le CERECC ont initié une procédure de validation des données impliquant des experts locaux, afin d'améliorer la méthodologie de modélisation. Les améliorations de modélisation incluent : l'analyse détaillée des zones d'exclusion d'exploitation des terres lors de l'évaluation du potentiel en matière d'énergies renouvelables ; la différenciation des pays en termes de facteurs de capacité pour les technologies solaire et éolienne ; une meilleure représentation des investissements dans les lignes de transport domestiques liés à la part croissante des technologies solaire et éolienne.

## 7. Références

- » Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP) (2007), *Technical and Economic Assessment of Off-grid, Mini-grid and Grid Electrification Technologies ESMAP*, décembre.
- » Idrissa, H. (2004), «Projet de création d'une société de traitement et de commercialisation du charbon minéral à des fins domestiques (SNTCD)», Ministère des Mines et de l'Énergie, République du Niger, p. 49, [www.cilss.bf/predas/Activites%20par%20Pays/NE/34-Projet%20de%20creation%20societe%20charbon%20mineral.pdf](http://www.cilss.bf/predas/Activites%20par%20Pays/NE/34-Projet%20de%20creation%20societe%20charbon%20mineral.pdf).
- » IRENA (Agence internationale pour les énergies renouvelables) (2011a), *Abu Dhabi Communiqué on Renewable Energy for Accelerating Africa's Development*, IRENA, Abu Dhabi, juillet.
- » IRENA (2011b), *Scenarios and Strategies for Africa*, Version finale éditée, Document de travail préparé pour la réunion ministérielle des 8 et 9 juillet, Abu Dhabi.
- » IRENA (2012a), *Prospects for the African Power Sector*, IRENA, Abu Dhabi.
- » IRENA (2013a), *Renewable Power Generation Costs in 2012 : An Overview*, IRENA, Abu Dhabi.
- » IRENA (2013b), «Estimating the Renewable Potentials in Africa», *KTH-IRENA Joint Working Paper*, Abu Dhabi, à paraître.
- » Ummel, K. (2010), *Concentrating Solar Power in China and India : A Spatial Analysis of Technical Potential and the Cost of Deployment*, Centre for Global Development, juillet.
- » ONUDI (Organisation des Nations unies pour le développement industriel)/CEREEC (Centre régional de la CEDEAO pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique) (2010), *An affordable approach to mini-hydro based rural energy development in Rwanda : Impacts, problems faced and lessons learned*, Vienne (révisé par le CEREEC).
- » WAPP (Pool énergétique d'Afrique de l'Ouest) (2011), *Update of the ECOWAS Revised Master Plan for the Generation and Transmission of Electrical Energy*, WAPP.
- » Banque mondiale (2011), <http://search.worldbank.org/data?qterm=gdp%20deflator%20%22south%20africa%22&language=EN>.





Sierra Pacific©Centrale géothermique

# Annexe A : Données détaillées relatives à la demande

Tableau 13. Projections de demande finale d'électricité (GWh)

	Sénégal	Gambie	Guinée Bissau	Guinée	Sierra Leone	Liberia	Mali	Côte d'Ivoire	Ghana	Togo/Bénin	Burkina	Niger	Nigeria	Total
<b>2010</b>	2 494	219	141	608	162	34	1 098	5 814	9 022	2 083	859	835	23 179	47 554
<b>2011</b>	2 654	239	141	608	552	47	1 136	6 005	11 107	2 383	873	849	39 102	65 696
<b>2012</b>	2 991	337	149	760	617	138	1 232	6 390	11 735	2 763	934	912	58 069	87 027
<b>2013</b>	3 147	414	157	934	994	294	1 382	6 799	13 064	3 004	1 006	977	61 321	93 493
<b>2014</b>	3 319	496	167	1 102	1 397	883	2 111	7 245	13 735	3 268	1 087	1 044	64 964	100 818
<b>2015</b>	3 744	586	176	1 563	1 498	1 446	2 226	7 731	14 455	3 547	1 173	1 235	68 830	108 210
<b>2016</b>	4 311	747	538	4 361	2 327	2 119	2 896	8 197	15 223	3 841	1 265	1 306	72 926	120 057
<b>2017</b>	4 536	771	584	4 448	3 102	2 136	2 997	8 680	16 041	4 151	1 362	1 379	77 258	127 445
<b>2018</b>	4 774	796	632	4 542	3 841	2 154	3 153	9 182	16 912	4 478	1 466	1 454	81 856	135 240
<b>2019</b>	5 026	821	683	6 739	5 003	2 174	3 248	9 703	17 840	4 822	1 576	1 530	86 717	145 882
<b>2020</b>	5 306	847	1 086	6 873	6 163	2 195	3 398	10 244	18 828	5 185	1 694	1 609	91 873	155 301
<b>2021</b>	5 624	879	1 142	7 043	6 213	2 218	3 567	10 807	19 879	5 567	1 820	1 691	98 732	165 182
<b>2022</b>	5 933	912	1 166	7 187	6 263	2 242	3 740	11 391	20 998	5 971	1 953	1 774	104 604	174 134
<b>2023</b>	6 261	945	1 192	7 332	6 313	2 268	3 916	11 998	22 189	6 395	2 095	1 860	110 821	183 585
<b>2024</b>	6 611	980	1 218	7 477	6 363	2 295	4 097	12 628	23 456	6 842	2 247	1 948	117 412	193 574
<b>2025</b>	6 983	1 017	1 246	7 626	6 413	2 324	4 282	13 284	24 803	7 314	2 408	2 039	124 393	204 132
<b>2026</b>	7 364	1 055	1 275	7 769	6 462	2 354	4 470	13 963	26 237	7 809	2 579	2 132	131 033	214 502
<b>2027</b>	7 761	1 094	1 306	7 915	6 511	2 387	4 661	14 665	27 764	8 327	2 761	2 226	137 629	225 007
<b>2028</b>	8 175	1 134	1 337	8 061	6 559	2 420	4 855	15 392	29 389	8 870	2 954	2 323	144 139	235 608
<b>2029</b>	8 605	1 176	1 371	8 206	6 605	2 456	5 052	16 144	31 118	9 438	3 159	2 421	150 518	246 269
<b>2030</b>	8 998	1 219	1 403	8 323	6 619	2 491	5 193	16 798	32 985	9 917	3 357	2 497	152 232	252 032
<b>2031</b>	9 466	1 264	1 439	8 470	6 664	2 531	5 397	17 606	34 944	10 540	3 587	2 600	158 507	263 015
<b>2040</b>	14 940	1 751	1 825	9 864	7 146	3 017	7 637	26 862	59 196	18 234	6 523	3 743	227 997	388 733
<b>2050</b>	24 805	2 514	2 436	11 631	7 878	3 967	11 232	42 954	107 560	33 526	12 674	5 611	341 469	608 257

# Annexe B : Hypothèses détaillées sur les centrales électriques

Tableau 14. Centrales thermiques existantes

Nom de la centrale	Combustible	Capacité de la centrale <sup>9</sup>	Capacité disponible	Coefficient de chaleur	Année de déclassement	Arrêt forcé	Arrêt planifié	E&M variable
		MW	MW					
<b>Sénégal</b>								
Turbine à vapeur	FOL	87,5	53	12,9		8%	613	3,1
Groupes diesel	FOL	280,5	275,5	9,0		10%	960	10
Turbine à gaz	DO	76	66	16,3		8%	613	2,5
Cycle combiné	GAZ	52	49	9,2		8%	613	2
<b>Gambie</b>								
Groupes diesel	ODS	6	2,6	12,5		10%	960	10
Groupes diesel	OHF	61	46,6	9,7		10%	960	10
<b>Guinée-Bissau</b>								
Groupes diesel	ODS	5,6	3,7	9,9		25%	960	10
<b>Guinée</b>								
Groupes diesel	OHF	67,7	19	8,9	2012	10%	960	10
<b>Sierra Leone</b>								
Groupes diesel	OHF	45,9	38,7	9,5		10%	960	10
Groupes diesel	ODS	5	5	10,4		10%	960	10
<b>Liberia</b>								
Groupes diesel	ODS	12,6	12,6	11,8		10%	960	10
<b>Mali</b>								
Groupes diesel	ODS	56,9	56,9	9,7		10%	960	10
Turbine à gaz	ODS	24,6	20	15,6		8%	613	2,5
Groupes diesel	OHF	57,5	57,5	9,4		10%	960	10

<sup>9</sup> FOL : fuel lourd ; DO : diesel/naphta ; GAZ : gaz naturel

Nom de la centrale	Combus- tible	Capacité de la cen- trale <sup>9</sup>	Capacité disponible	Coeff- cient de chaleur	Année de déclassement	Arrêt forcé	Arrêt planifié	E&M variable
		MW	MW	GJ/MWh				
<b>Cote D'Ivoire</b>								
Turbine à gaz	GAZ	2 960	290	11,4	2013	5%	684	2,5
Turbine à gaz	GAZ	95,6	84	14,4		3%	693	2,5
Turbine à gaz	GAZ	214,5	210	12,1		5%	638	2,5
Turbine à gaz	GAZ	111	111	12,1		5%	636	2,5
Turbine à gaz e	GAZ	70	70	12,1	2013	5%	626	2,5
<b>Ghana</b>								
Cycle combiné	BL	330	300	8,7		22%	720	5
Turbine à gaz	BL	346	300	12,5		13%	576	6,5
Turbine à gaz	DO	129,5	85	12,3		14%	576	4,5
Cycle combiné	GAZ	200	180	8,2		7%	720	2
<b>Togo/Bénin</b>								
Turbine à gaz	GAZ	156	139	13,3	2025	8%	613	2,5
Groupes diesel	DO	99,3	51,5	10,7	2013	10%	960	10
Groupes diesel	FOL	16	5	12,9	2015	10%	960	10
<b>Burkina Faso</b>								
Groupes diesel	DO	46	27	10,5		8%	1 289	10
Groupes diesel	FOL	1 328	119	9,6		9%	1 095	10
<b>Niger</b>								
Turbine à vapeur	CHA	32	32	10,8		8%	613	3,1
Groupes diesel	DO	15,4	4,6	10,4		10%	960	10
Groupes diesel	FOL	12	10	9,5		10%	960	10
Turbine à gaz	GAZ	20	20	12,7		8%	613	2,5
<b>Nigeria</b>								
Turbine à gaz	GAZ	4 147,7	2 558,7	12,7		8%	613	2,5
Turbine à vapeur	GAZ	2 229,3	1 299,1	10,6		8%	613	3,1

Tableau 15. Centrales hydroélectriques existantes

Nom de la centrale	Type Hydro <sup>10</sup>	Capacité de la centrale	Capacité disponible	Année de mise en route	Année de déclassement	Arrêt forcé	Arrêt planifié	E&M variable	Année moyenne	Année de sécheresse GWh
		MW	MW							
<b>Sénégal</b>										
<b>Manantali (OMVS), partie sénégalaise 33%</b>	BAR	67,6	67,6	1988		5%	570	2	264	165
<b>Guinée</b>										
<b>Baneah</b>	BAR	5	1	1989	2015	5%	570	2	6,4	5
<b>Donkea</b>	FDE	15	11	1970	2015	5%	570	2	72,4	56
<b>Grandes Chutes</b>	BAR	27	3	1954	2015	5%	570	2	127	99
<b>Garafiri</b>	BAR	75	75	1999		5%	570	2	258	204
<b>Kinkon</b>	BAR	3,4	3,4	2006		5%	570	2	11,6	11
<b>Tinkisso</b>	FDE	1,7	1,5	2005		5%	570	2	6,4	5
<b>Sierra Leone</b>										
<b>Goma 1</b>	FDE	6	6	2007		5%	570	2	30,8	1
<b>Bumbuna 1</b>	BAR	50	50	2010		5%	570	2	290	157
<b>Mali</b>										
<b>Selingué</b>	BAR	46,2	43,5	1980		5%	570	2	224,7	198
<b>Sotuba</b>	FDE	5,7	5,7	1966		5%	570	2	38,6	37
<b>Manantali (OMVS) partie malienne 52%</b>	BAR	104	104	1988		5%	570	2	420	260
<b>Cote d'Ivoire</b>										
<b>Ayame 1</b>	BAR	19,2	19,2	1998		3%	632	2	60	46
<b>Ayame 2</b>	BAR	30,4	30,4	1998		3%	1920	2	90	68
<b>Buyo</b>	BAR	164,7	164,7	1980		3%	752	2	900	684
<b>Kossou</b>	BAR	175,5	175,5	2004		3%	856	2	505	384
<b>Taabo</b>	BAR	210,6	190	2004		3%	872	2	850	646
<b>Faye</b>	FDE	5	5	1984		3%	96	2	19	14

<sup>10</sup> DAM : Hydro with a dam ; ROR : Run of river.

Nom de la centrale	Type Hydro	Capacité de la	Capacité disponible	Année de mise en route	Année de déclasserement	Arrêt forcé	Arrêt planifié	E&M variable	Année moyenne	Année de sécheresse
		MW	MW				h/an	USD/MWh	GWh	GWh
<b>Ghana</b>										
<b>Akosombo</b>	BAR	1,020	900	2005		2%	359	0	4 171	3 100
<b>Kpong</b>	FDE	160	144	1982		2%	359	0,1	880	622
<b>Togo/Bénin</b>										
<b>Nangbeto</b>	BAR	65.6	65	1987		5%	504	0	172.7	91
<b>Burkina Faso</b>										
<b>Bagre</b>	BAR	14,4	11	1993	2018	5%	570	2	55,8	21
<b>Kompienga</b>	BAR	12	9	1988	2013	5%	570	2	30,9	16
<b>Niofila</b>	FDE	1,7	1,3	1996	2021	5%	570	2	3,3	3
<b>Tourni</b>	FDE	0,6	0,5	1996	2021	5%	570	2	1	1
<b>Nigeria</b>										
<b>Shiroro</b>	BAR	600	480,3	1989		5%	570	2	2 628	1 945
<b>Jebba</b>	BAR	607,2	458	1986		5%	570	2	2 373	1 401
<b>Kainji</b>	BAR	781,2	420	1968		5%	570	2	2 475	1 286

Tableau 16. Projets de centrales thermiques à l'étude et engagés

Nom du projet	Type de centrale <sup>11</sup>	Carburant <sup>12</sup>	Capacité disponible	Coefficient de chaleur	Année de mise en route	Statut	Arrêt forcé	Arrêt planifié	E&M variable	E&M fixe	Coût d'inv.	Durée de vie
			MW	GJ/MWh					h/an	USD/MWh	USD/kW	USD/kW
<b>Sénégal</b>												
<b>Location</b>	DI	DO	150	10,4	2011	Engagé	10%	960	10	0	1 124	30
<b>New Mobile</b>	DI	FOL	150	9,5	2011	Arrêt	10%	960	10	0	1 418	30
<b>Relocation</b>	DI	FOL	120	9,5	2017	À l'étude	10%	960	10	0	1 418	30
<b>IPP Tou</b>	DI	FOL	60	9,5	2017	À l'étude	10%	960	10	0	1 418	30
<b>Belair</b>	DI	FOL	30	9,5	2012	Engagé	10%	960	10	0	1 418	30
<b>Inconnu</b>	DI	FOL	30	9,5	2017	À l'étude	10%	960	10	0	1 418	30
<b>Sendou</b>	TV	CHA	250	10,8	2016	Engagé	8%	613	3,1	0	971	35
<b>Kayar</b>	TV	CHA	500	10,8	2017	À l'étude	8%	613	3,1	0	2 489	35
<b>St Louis</b>	TV	CHA	250	10,8	2017	À l'étude	8%	613	3,1	0	2 489	35
<b>Ross Betio</b>	BIO	BIO	30	9,6	2014	Engagé	8%	613	0	130	3 910	30
<b>St Louis WP</b>	ÉOL	ÉOL	125	0	2014	À l'étude	70%	0	10	17	1 934	20
<b>Ziguinchor</b>	SOL	SOL	7,50	0	2014	À l'étude	75%	0	0	20	5 030	20
<b>Taiba Ndiaye</b>	ÉOL	ÉOL	100	0	2016	À l'étude	70%	0	10	17	1 934	20
<b>Gambie</b>												
<b>Brikama</b>	DI	FOL	15,5	9,5	2012	Engagé	10%	960	10	0	1 418	30
<b>Batokunku</b>	ÉOL	ÉOL	1	0	2012	Engagé	70%	0	10	17	1 750	20
<b>Guinée-Bissau</b>												
<b>Bissau</b>	DI	FOL	15	9,5	2012	Engagé	10%	960	10	0	1 124	30
<b>Guinée</b>												
<b>Tombo (Rehab.)2012</b>	DI	FOL	66,2	9,2	2012	Engagé	10%	960	10	0	1 124	30
<b>Maneah</b>	DI	FOL	126	9,5	2014	Engagé	10%	960	10	0	1 124	30
<b>Sierra Leone</b>												
<b>Energieon</b>	TV	BIO	500	10,8	2018	À l'étude	8%	613	3,1	0	2 489	35
<b>Naanovo</b>	SOL	SOL	5	0	2018	À l'étude	75%	0	0	20	3 660	20
<b>Addax</b>	BIO	BIO	15	9,6	2018	À l'étude	8%	613	0	130	3 604	30
<b>Liberia</b>												
<b>Bushrod</b>	DI	DO	10	11,8	2011	Engagé	10%	960	10	0	1 124	30
<b>Bushrod 2</b>	DI	FOL	40	9,5	2013	Engagé	10%	960	10	0	1 124	30
<b>Kakata (Buchanan)</b>	BIO	BIO	35	9,6	2013	Arrêt	8%	613	0	130	3 604	30

<sup>11</sup> DI : systèmes diesel, TV : turbine à vapeur, CC : cycle combiné, BIO : biomasse, ÉOL : éolienne, SOL : solaire

<sup>12</sup> DO : diesel ordinaire, FOL : fuel lourd, CHA : charbon, BIO : biomasse, ÉOL : éolienne, SOL : solaire

Nom du projet	Type de centrale	Carburant	Capacité disponible	Coefficient de chaleur	Année de mise en route	Statut	Arrêt forcé	Arrêt planifié	E&M variable	E&M fixe	Coût de vie d'inv.	Durée de vie
			MW	GJ/MWh				h/an	USD/MWh	USD/kW	USD/kW	années
<b>Mali</b>												
SIKASSO (CO)	DI	DO	9,2	10,5	2011	Engagé	10%	960	10	0	1124	30
KOUTIALA (CI)	DI	DO	4,4	10,8	2012	Engagé	10%	960	10	0	1124	30
KANGABA (CI)	DI	DO	0,5	11,5	2014	Engagé	10%	960	10	0	1124	30
BOUGOUNI (CI)	DI	DO	2,5	11	2015	Arrêt	10%	960	10	0	1124	30
OUESSEBOUGOU (CI)	DI	DO	0,4	11,7	2016	Arrêt	10%	960	10	0	1124	30
SAN (CI)	DI	DO	3,7	10,4	2017	Arrêt	10%	960	10	0	1124	30
TOMINIAN (CI)	DI	DO	0,4	11,6	2017	Arrêt	10%	960	10	0	1124	30
MOPTI (CI)	DI	DO	8,4	10,6	2018	Arrêt	10%	960	10	0	1124	30
DJENNE (CI)	DI	DO	0,9	12,4	2018	Arrêt	10%	960	10	0	1124	30
Balingue BID	DI	FOL	60	9,5	2011	Engagé	10%	960	10	0	1124	30
VICA BOOT	CC	BIO	30	8,8	2012	Arrêt	8%	613	2	0	957	25
Albatros BOOT	DI	FOL	92	9,5	2012	Engagé	10%	960	10	0	1124	30
Sosumar 1	BIO	BIO	3	9,6	2014	Arrêt	8%	613	0	130	3 604	30
WAPP CC	CC	DO	150	8,8	2019	À l'étude	8%	613	2	0	957	25
WAPP SOLAR	SOL	SOL	30	0	2019	À l'étude	75%	0	0	20	3 660	20
Mopti SOLAR	SOL	SOL	10	0	2012	Engagé	75%	0	0	20	3 660	20
<b>Côte d'Ivoire</b>												
Vridi (CIPREL)	CC	GAZ	333	8,8	2014	Engagé	8%	613	2	0	957	25
4e centrale IPP (Abbata)	CC	GAZ	450	8,8	2014	Arrêt	8%	613	2	0	957	25
Azito3	CC	GAZ	430	8,8	2013	Engagé	8%	613	2	0	957	25
G2	CC	GAZ	100	8,8	2013	Engagé	8%	613	2	0	957	25
<b>Ghana</b>												
Effasu	TG	DO	100	11,2	2015	Planifié	20%	576	4	0	633	25
Aboadze T3 phase 1	CC	BL	120	8,2	2012	Engagé	7%	672	2	0	957	25
Domini T1	CC	BL	300	11,6	2013	Planifié	7%	504	2	0	957	25
Tema T1	CC	BL	210	11,6	2012	Engagé	7%	504	2	0	957	25
Aboadze T2	CC	BL	100	8,1	2014	Engagé	7%	672	2	0	957	25
Sunon Asogli phase 2	CC	GAZ	327,2	7,8	2013	Engagé	7%	672	2	0	957	25
Aboadze T3 phase 2	CC	BL	127,3	8,2	2016	Engagé	7%	672	2	30	957	25
SolarPV	SOL	SOL	10	0	2012	Engagé	75%	0	0	20	3 660	20
Wind	ÉOL	ÉOL	150	0	2014	Engagé	75%	0	0	20	1 750	20
Aboadze T4 (WAPP)	CC	GAZ	400	7,3	2015	Engagé	7%	672	2	30	957	25

Tableau 16. Projets de centrales thermiques à l'étude et engagés (suite)

Nom du projet	Type de centrale	Carburant	Capacité disponible	Coefficient de chaleur	Année de mise en route	Statut	Arrêt forcé	Arrêt planifié	E&M variable	E&M fixe	Coût d'inv.	Durée de vie
			MW	GJ/MWh					h/an	USD/MWh		
<b>Togo/Bénin</b>												
CAI	TG	GAZ	80	12,7	2011	Engagé	8%	613	2,5	0	633	25
IPP_SOLAR	SOL	SOL	20	0	2012	Planifié	75%	0	0	20	3 660	20
IPP_WIND	ÉOL	ÉOL	20	0	2013	Planifié	70%	0	10	17	1 750	20
IPP_THERMAL	TG	GAZ	100	12,7	2013	Planifié	8%	613	2,5	0	633	25
CEB_SOLAR	SOL	SOL	10	0	2015	Planifié	75%	0	0	20	3 660	20
AFD_SOLAR	SOL	SOL	5	0	2014	Planifié	75%	0	0	20	3 660	20
MariaGleta	CC	GAZ	450	8,8	2015	Engagé	8%	613	2	0	1 984	25
<b>Burkina Faso</b>												
Ouahigouya	DI	DO	4,3	10,4	2012	Planifié	10%	960	10	0	1 124	30
Diebougou	DI	DO	0,9	10,4	2011	Planifié	10%	960	10	0	1 124	30
Gaoua	DI	DO	1,3	10,4	2011	Planifié	10%	960	10	0	1 124	30
Dori	DI	DO	1,5	10,4	2011	Planifié	10%	960	10	0	1 124	30
Gorom-Gorom	DI	DO	0,3	10,4	2011	Planifié	10%	960	10	0	1 124	30
Diapaga	DI	DO	0,5	10,4	2013	Planifié	10%	960	10	0	1 124	30
Komsilga	DI	FOL	91,5	9,5	2011-2013	Engagé	10%	960	10	0	1 124	30
Bobo 2	DI	FOL	20	9,5	2012	Engagé	10%	960	10	0	1 124	30
Ouaga Solaire	SOL	SOL	20	0	2014	Planifié	75%	0	0	20	3 660	20
Mana (SEMAFO)	SOL	SOL	20	0	2012	Planifié	75%	0	0	20	3 660	20
<b>Niger</b>												
TAG Niamey 2	GT	GAZ	10	12,7	2011	Planifié	8%	613	2,5	0	633	25
Niamey 2	DI	FOL	15,4	9,5	2011	Engagé	10%	960	10	0	1 124	30
Goudel	DI	FOL	12	9,5	2012	Planifié	10%	960	10	0	2 058	30
Salkadamna	TV	CHA	200	10,8	2015	À l'étude	8%	613	3,1	0	8 575	35
Zinder	CC	GAZ	8	8,8	2013	Engagé	8%	613	2	0	1 749	25
Wind	ÉOL	ÉOL	30	0	2014	Planifié	70%	0	10	17	1 578	20
Solar	SOL	SOL	50	0	2014	Planifié	75%	0	0	20	4 322	20
<b>Nigeria</b>												
2011	TG	GAZ	2 953	12,7	2011	Engagé	8%	613	2,5	0	633	25
2012	TG	GAZ	4 126	12,7	2012	Engagé	8%	613	2,5	0	633	25
2013	TG	GAZ	1 452	12,7	2013	Engagé	8%	613	2,5	0	633	25
ICSPower	TG	GAZ	600	12,7	2015	Planifié	8%	613	2,5	0	633	25
SupertekNig.	TG	GAZ	1 000	12,7	2017	Planifié	8%	613	2,5	0	633	25
Ethiope	TG	GAZ	2 800	12,7	2017	Planifié	8%	613	2,5	0	633	25
FarmElectric	TG	GAZ	150	12,7	2015	Planifié	8%	613	2,5	0	633	25
Westcom	TG	GAZ	500	12,7	2015	Planifié	8%	613	2,5	0	633	25



Panneaux solaires en Afrique de l'Ouest (CEREEC)

Tableau 17. Projets de centrales hydroélectriques à l'étude et engagés

Nom de la centrale	Type hydro	Capacité dis- ponible	Année de mise en route	Statut	Arrêt forcé	Arrêt planifié	E&M variable	Coût d'inv.	Année moyenne	Année de sécher- esse
		MW				h/an	USD/MWh	USD/kW	GWh	GWh
<b>Sénégal</b>										
<b>Sambangalou (OMVG) partie Sénégalaise 40%</b>	BAR	51	2017	Engagé	5%	570	2	3 386	160,8	83,2
<b>Kaleta (OMVG) partie Sénégalaise 40%</b>	FDE	96	2016	Arrêt	5%	570	2	1 114	378,4	90,8
<b>Digan(OMVG) partie Sénégalaise 40%</b>	FDE	37	2018	À l'étude	5%	570	2	1 201	97,0	9,5
<b>FelloSounga (OMVG) part Senegal 40%</b>	BAR	33	2018	À l'étude	5%	570	2	3 474	133,2	114,4
<b>Saltinho(OMVG) partie Sénégalaise 40%</b>	FDE	8	2018	À l'étude	5%	570	2	4 273	32,8	9,5
<b>Felou(OMVS) partie Sénégalaise 15%</b>	FDE	15	2013	Engagé	5%	570	2	2 400	87,5	80,0
<b>Gouina(OMVS) partie Sénégalaise 25%</b>	FDE	35	2017	Engagé	5%	570	2	2 347	147,3	56,8
<b>DAMConsidered</b>	BAR	255	2019	À l'étude	5%	570	2	4 311	950,8	656,1
<b>Gambie</b>										
<b>Sambangalou (OMVG) partie Gambienne 12%</b>	BAR	15	2016	Arrêt	5%	570	2	3 386	48,2	25,0
<b>Kaleta (OMVG) partie Gambienne 12%</b>	FDE	29	2016	Arrêt	5%	570	2	1 114	113,5	27,2
<b>Digan (OMVG) partie Gambienne 12%</b>	FDE	11	2018	À l'étude	5%	570	2	1 201	29,1	2,8
<b>FelloSounga (OMVG) partie Gambienne 12%</b>	BAR	10	2018	À l'étude	5%	570	2	3 474	40,0	34,3
<b>Saltinho (OMVG) partie Gambienne 12%</b>	FDE	2	2018	À l'étude	5%	570	2	4 273	9,8	2,8
<b>Guinée-Bissau</b>										
<b>Sambangalou (OMVG) partie Bissau- Guinéenne 8%</b>	BAR	3	2016	Arrêt	5%	570	2	3 386	9,7	5,0
<b>Kaleta (OMVG) partie Bissau-Guinéenne 8%</b>	FDE	6	2016	Arrêt	5%	570	2	1 114	22,7	5,5
<b>Digan (OMVG) partie Bissau-Guinéenne 8%</b>	FDE	2	2018	À l'étude	5%	570	2	1 201	5,8	0,6
<b>FelloSounga (OMVG) partie Bissau-Guinéenne 8%</b>	BAR	2	2018	À l'étude	5%	570	2	3 474	8,0	6,9
<b>Saltinho (OMVG) partie Bissau-Guinéenne 8%</b>	FDE	0,5	2018	À l'étude	5%	570	2	4 273	2,0	0,6

Nom de la centrale	Type hydro	Capacité disponible	Année de mise en route	Statut	Arrêt forcé	Arrêt planifié	E&M variable	Coût d'inv.	Année moyenne	Année de sécheresse
		MW				h/an	USD/MWh	USD/kW		GWh
<b>Guinée</b>										
<b>Baneah (Réhab)</b>	BAR	5	2015	Engagé	5%	570	2	2 400	6,4	4,9
<b>Donkéa (Réhab)</b>	BAR	15	2015	Engagé	5%	570	2	2 400	72,4	55,5
<b>Grandes Chutes (Réhab)</b>	BAR	27	2015	Engagé	5%	570	2	2 400	127,0	99,2
<b>Sambangalou (OMVG) partie Guinéenne 40%</b>	BAR	51,2	2016	Arrêt	5%	570	2	3 386	160,8	83,2
<b>Kaleta (OMVG) partie Guinéenne 40%</b>	BAR	240	2015	Engagé	5%	570	2	1 114	946,0	227,0
<b>Digan (OMVG) partie Guinéenne 40%</b>	BAR	37	2018	Engagé	5%	570	2	1 201	97,0	9,5
<b>FelloSounga (OMVG) partie Guinéenne 40%</b>	BAR	32,8	2018	À l'étude	5%	570	2	3 474	133,2	114,4
<b>BAR À l'étude</b>	BAR	2 929	2019	À l'étude	5%	570	2	2 400	12 720,3	10 370,8
<b>Saltinho (OMVG) partie Guinéenne 40%</b>	BAR	8	2018	À l'étude	5%	570	2	4 273	32,8	9,5
<b>Sierra Leone</b>										
<b>Goma2 (Bo-Kenema)</b>	FDE	6	2015	Arrêt	5%	570	2	6 709	30,8	1,4
<b>Bumbuna2</b>	BAR	40	2015	Arrêt	5%	570	2	1 950	220,0	237,0
<b>Bumbuna3 (Yiben)</b>	BAR	90	2017	Arrêt	5%	570	2	1 950	396,0	317,0
<b>Bumbuna 4&amp;5</b>	BAR	95	2017	Arrêt	5%	570	2	1 950	494,0	463,0
<b>Benkongor 1</b>	BAR	35	2020	Arrêt	5%	570	2	2 447	237,2	199,7
<b>Benkongor 2</b>	BAR	80	2022	Arrêt	5%	570	2	2 447	413,7	338,3
<b>Benkongor 3</b>	BAR	86	2025	Arrêt	5%	570	2	2 447	513,1	421,1
<b>BAR À l'étude</b>	BAR	323	2026	À l'étude	5%	570	2	2 561	1 863,2	1 490,5
<b>Liberia</b>										
<b>Mount Coffee (+Via réservoir)</b>	BAR	66	2015	Engagé	5%	570	2	5 803	435,0	344,0
<b>SaintPaul -1B</b>	BAR	78	2017	À l'étude	5%	570	2	3 123	512,0	389,1
<b>SaintPaul -2</b>	BAR	120	2017	À l'étude	5%	570	2	3 123	788,0	598,9
<b>BAR À l'étude</b>	BAR	702,5	2019	À l'étude	5%	570	2	3 123	3 027,7	2 301,1

Tableau 17. Projets de centrales hydroélectriques à l'étude et engagés (suite)

Nom de la centrale	Type hydro	Capacité dis- ponible	Année de mise en route	Statut	Arrêt forcé	Arrêt planifié	E&M variable	Coût d'inv.	Année moyenne	Année de sécher- esse
		MW					h/an	USD/MWh		USD/kW
<b>Mali</b>										
Sotuba2	FDE	6	2014	Arrêt	5%	570	2	2 400	39,0	37,4
Kenié	FDE	42	2015	Arrêt	5%	570	2	3 670,7	199,0	162,6
Gouina (OMVS) partie Maliennne 45%	FDE	63	2017	Engagé	5%	570	2	2 347	265,1	102,0
Felou (OMVS) partie Maliennne 45%	FDE	27	2013	Engagé	5%	570	2	2 347	265,1	102,0
BAR À l'étude	BAR	303	2018	À l'étude	5%	570	2	4 025	1 085,8	825,2
<b>Côte d'Ivoire</b>										
Soubre	BAR	270	2018	Arrêt	5%	570	2	2 400	1 116,0	0,0
Aboisso Comoé	BAR	90	2026	À l'étude	5%	570	2	2 756	392,0	297,9
Gribo Popoli	BAR	112	2027	À l'étude	5%	570	2	3 249	515,0	391,4
Boutoubré	BAR	156	2028	À l'étude	5%	570	2	2 570	785,0	596,6
Louga	BAR	280	2029	À l'étude	5%	570	2	4 751	1 330,0	1 010,8
Tiboto / Cavally (Intl.) partCI 50%	BAR	112	2030	À l'étude	5%	570	2	2 570	600,0	456,0
Tiassalé	FDE	51	2030	À l'étude	5%	570	2	4 068	215,0	163,4
<b>Ghana</b>										
Bui	BAR	342	2013	Engagé	1%	350	0	2 400	1 000,0	0,0
Juale	BAR	87	2014	À l'étude	1%	350	0,1	3 552	405,0	307,8
Pwalugu	BAR	48	2014	À l'étude	1%	350	0,1	3 625	184,0	139,8
Hemang	FDE	93	2014	À l'étude	1%	350	0,1	2 688	340,0	258,4
Kulpawn	BAR	36	2014	À l'étude	1%	350	0,1	8 111	166,0	126,2
Daboya	BAR	43	2014	À l'étude	1%	350	0,1	4 698	194,0	147,4
Noumbiel (Intl.) partie Ghanéenne 20%	BAR	12	2014	À l'étude	1%	350	2	4 767	40,6	30,9

Nom de la centrale	Type hydro	Capacité disponible MW	Année de mise en route	Statut	Arrêt forcé	Arrêt planifié h/an	E&M variable USD/MWh	Coût d'inv. USD/kW	Année moyenne GWh	Année de sécheresse GWh
<b>Togo/Bénin</b>										
Adjarala	BAR	147	2017	Engagé	5%	570	2	2 264	366,0	237,0
Ketou	BAR	160	2018	À l'étude	5%	570	2	2 105	490,0	372,4
Tetetou	BAR	50	2018	À l'étude	5%	570	2	3 174	148,0	112,5
<b>Burkina Faso</b>								5 839	192	146
Noumbiel	BAR	48	2021	À l'étude	5%	570	2	4 767	162,4	123,4
Bougouriba	BAR	12	2021	À l'étude	5%	570	2	10 125	30,0	22,8
<b>Niger</b>										
Kandadji	BAR	130	2015	Engagé	5%	570	2	2 400	629,0	0,0
Gambou	BAR	122	2016	À l'étude	5%	570	2	4 712	528,0	401,3
Dyodyonga	BAR	26	2016	À l'étude	5%	570	2	2 293	112,1	85,2
<b>Nigeria</b>										
Mambilla	BAR	2 600	2017	À l'étude	5%	570	2	1 538	11 205,8	8 516,4
Zungeru	BAR	700	2018	À l'étude	5%	570	2	1 538	3 016,9	2 292,9



Richard Waters©Installation héliothermique fournissant de l'eau chaude/Shutterstock

## Annexe C: Paramètres technologiques génériques

Tableau 18. Autres paramètres relatifs aux technologies d'énergies renouvelables

	Facteur de charge	E&M USD/MWh	Rendement thermique	Durée de construction Années	Durée de vie Années
<b>Système diesel/essence de 1 kW (urbain/rural)</b>	30%	33,2	16%	0	10
<b>Système diesel de 100 kW (industrie)</b>	80%	55,4	35%	0	20
<b>Diesel centralisé</b>	80%	17,0	35%	2	25
<b>Fuel lourd</b>	80%	15,0	35%	2	25
<b>Turbine à gaz à cycle ouvert (TGCO)</b>	85%	19,9	30%	2	25
<b>Turbine à gaz à cycle combiné (TGCC)</b>	85%	2,9	48%	3	30
<b>Charbon supercritique</b>	85%	14,3	37%	4	35
<b>Petite centrale hydroélectrique</b>	50%	5,4	-	2	30
<b>Biomasse</b>	50%	20,0	38%	4	30
<b>Gros éolien (FC de 20%)</b>	20%	17,4	-	2	25
<b>Gros éolien (FC de 30%)</b>	30%	14,3	-	2	25
<b>Solaire PV (installation)</b>	25%	20,1	-	1	25
<b>Solaire PV (toiture)</b>	20%	23,8	-	1	20
<b>PV avec batterie à capacité de stockage de 1 h</b>	22.5%	19,0	-	1	20
<b>PV avec batterie à capacité de stockage de 2 h</b>	25%	17,1	-	1	20
<b>ESC sans stockage</b>	35%	22,3	-	4	25
<b>ESC avec stockage</b>	63%	18,9	-	4	25
<b>ESC avec cocombustion de gaz</b>	85%	18,9	53%	4	25

Tableau 19. Coût moyen de production d'électricité : comparaisons pour l'année 2010

	Connexion au réseau	Production (sans T&D)	Ind.	Urbain	Rural	Urbain + CO <sub>2</sub>	Production (sans T&D)	Ind.	Urbain	Rural	Urbain + CO <sub>2</sub>
	Coût moyen de production d'électricité (USD/MWh)						Classement (du moins cher au plus cher)				
<b>Diesel centralisé</b>	Y	291	328	433	516	452	18	16	18	19	18
<b>Diesel dist. 100 kW</b>	N	320	320				19	15			
<b>Diesel dist./essence 1 kW</b>	N	604		604	604	645	21		19	20	19
<b>FL</b>	Y	188	217	298	369	319	16	14	16	18	16
<b>TGCO (gaz domestique)</b>	Y	141	167	236	301	252	11	10	11	13	14
<b>TGCC (gaz importé/GNL)</b>	Y	111	134	196	258	206	9	8	9	11	8
<b>TGCC (gaz domestique)</b>	Y	90	112	168	229	179	3	3	4	5	3
<b>Charbon supercritique</b>	Y	101	124	183	244	206	4	4	5	6	9
<b>Charbon domestique supercritique</b>	Y	81	102	157	216	180	2	2	3	4	4
<b>Hydroélectricité</b>	Y	62	82	132	189	132	1	1	1	3	1
<b>Petite centrale hydroélectrique</b>	N	107			107		8			1	
<b>Biomasse</b>	Y	104	127	187	249	187	6	6	7	8	6
<b>Gros éolien (FC de 20%)</b>	Y	149	176	247	314	247	14	12	13	15	12
<b>Gros éolien (FC de 30%)</b>	Y	102	125	185	246	185	5	5	6	7	5
<b>Solaire PV (installation)</b>	Y	121	145	209	272	209	10	9	10	12	10
<b>Solaire PV (toiture)</b>	N	143		143	143	143	12		2	2	2
<b>PV avec batterie (capacité de stockage de 1 heure)</b>	N	250		250	250	250	17		14	9	13
<b>PV avec batterie (capacité de stockage de 2 heures)</b>	N	323		323	323	323	20		17	16	17
<b>ESC sans stockage</b>	Y	147	173	244	311	244	13	11	12	14	11
<b>ESC avec stockage</b>	Y	177	205	282	352	282	15	13	15	17	15
<b>ESC avec cocombustion de gaz</b>	Y	106	129	189	251	199	7	7	8	10	7

Tableau 20. Coût moyen de production d'électricité : comparaisons pour l'année 2020

	Connexion au réseau	Production (sans T&D)	Ind.	Urbain	Rural	Urbain + CO <sub>2</sub>	Production (sans T&D)	Ind.	Urbain	Rural	Urbain + CO <sub>2</sub>
	Coût moyen de production d'électricité (USD/MWh)						Classement (du moins cher au plus cher)				
<b>Diesel centralisé</b>	Y	325	364	432	533	451	19	16	18	19	18
<b>Diesel dist. 100 kW</b>	N	355	355				20	15			
<b>Diesel dist./essence 1 kW</b>	N	693		693	693	735	21		19	20	19
<b>FL</b>	Y	208	238	295	377	315	17	14	17	18	17
<b>TGCO (gaz domestique)</b>	Y	154	180	231	305	247	15	13	15	17	16
<b>TGCC (gaz importé/GNL)</b>	Y	120	144	192	261	202	12	10	12	14	13
<b>TGCC (gaz domestique)</b>	Y	98	120	165	230	175	7	6	7	9	6
<b>Charbon supercritique</b>	Y	104	127	173	239	196	8	7	8	11	11
<b>Charbon domestique supercritique</b>	Y	89	110	154	218	178	3	3	4	6	7
<b>Hydroélectricité</b>	Y	62	82	123	183	123	1	1	2	4	2
<b>Petite centrale hydroélectrique</b>	N	97			97		6			1	
<b>Biomasse</b>	Y	92	114	158	222	158	4	4	5	7	4
<b>Gros éolien (FC de 20%)</b>	Y	128	152	200	270	200	13	11	13	15	12
<b>Gros éolien (FC de 30%)</b>	Y	88	109	153	217	153	2	2	3	5	3
<b>Solaire PV (installation)</b>	Y	94	116	161	226	161	5	5	6	8	5
<b>Solaire PV (toiture)</b>	N	109		109	109	109	9		1	2	1
<b>PV avec batterie (capacité de stockage de 1 heure)</b>	N	181		181	181	181	16		9	3	8
<b>PV avec batterie (capacité de stockage de 2 heures)</b>	N	231		231	231	231	18		16	10	15
<b>ESC sans stockage</b>	Y	119	143	190	259	190	11	9	11	13	9
<b>ESC avec stockage</b>	Y	138	164	213	284	213	14	12	14	16	14
<b>ESC avec cocombustion de gaz</b>	Y	111	135	181	248	191	10	8	10	12	10

Tableau 21. Coût moyen de production d'électricité : comparaisons pour l'année 2030

	Connexion au réseau	Production (sans T&D)	Ind.	Urbain	Rural	Urbain + CO <sub>2</sub>	Production (sans T&D)	Ind.	Urbain	Rural	Urbain + CO <sub>2</sub>
	Coût moyen de production d'électricité (USD/MWh)						Classement (du moins cher au plus cher)				
<b>Diesel centralisé</b>	Y	339	376	440	552	459	16	16	18	19	18
<b>Diesel dist. 100 kW</b>	N	371	371				15	15			
<b>Diesel dist./essence 1 kW</b>	N	740		740	740	782			19	20	19
<b>FL</b>	Y	216	245	299	389	319	14	14	17	18	17
<b>TGCO (gaz domestique)</b>	Y	161	187	235	315	252	13	13	16	17	16
<b>TGCC (gaz importé/GNL)</b>	Y	126	150	195	269	206	12	12	15	16	15
<b>TGCC (gaz domestique)</b>	Y	102	124	167	236	178	7	7	9	11	8
<b>Charbon supercritique</b>	Y	106	127	172	241	195	8	8	10	12	14
<b>Supercritical domestic coal</b>	Y	93	114	157	224	180	5	5	7	9	9
<b>Hydroélectricité</b>	Y	62	81	122	183	122	1	1	2	4	2
<b>Petite centrale hydroélectrique</b>	N	89			89					1	
<b>Biomasse</b>	Y	86	107	149	215	149	4	4	5	8	5
<b>Gros éolien (FC de 20%)</b>	Y	117	139	184	256	184	11	11	13	15	11
<b>Gros éolien (FC de 30%)</b>	Y	81	101	143	208	143	2	2	3	6	3
<b>Solaire PV (installation)</b>	Y	84	104	146	212	146	3	3	4	7	4
<b>Solaire PV (toiture)</b>	N	96		96	96				1	2	1
<b>PV avec batterie (capacité de stockage de 1 heure)</b>	N	151		151	151				6	3	6
<b>PV avec batterie (capacité de stockage de 2 heures)</b>	N	192		192	192				14	5	13
<b>ESC sans stockage</b>	Y	102	123	167	236	167	6	6	8	10	7
<b>ESC avec stockage</b>	Y	116	139	184	255	184	10	10	12	14	10
<b>ESC avec cocombustion de gaz</b>	Y	115	137	182	253	191	9	9	11	13	12



ZSM©Barrage d'Akosombo rejetant de l'eau, Ghana/Wikimedia



Dennis Schroeder © Réacteur de prétraitement, Integrated Biorefinery Research Facility/NREL

## Annexe D : Données détaillées relatives au transport

Tableau 22. Données détaillées relatives aux infrastructures de transport existantes

Pays 1	Pays 2	Tension de ligne	Capacité de ligne	Coefficient de perte	Taux d'arrêt forcé
		kV	MW		
Ghana	Côte d'Ivoire	225	327	220%	3,03%
Ghana	Togo/Bénin	161x2*	310	91,3%	2,50%
Sénégal	Mali	225	100	1200%	5,46%
Côte d'Ivoire	Burkina	225	327	221,8%	3,48%
Nigeria	Togo/Bénin	330	686	75%	2,50%
Nigeria	Niger	132x2*	169	162%	2,62%

\* Deux lignes de transport sont représentées. Les liaisons entre le Ghana et le Togo/Bénin incluent Akosomba—Loma et Dapaong—Bawku. Les liaisons entre le Nigeria et le Niger incluent Birnin-Kebbi—Niamey et Katsina—Gazaoua.

Tableau 23. Données détaillées relatives aux projets de transport futurs

De	À	Centrales	Tension	Capacité par ligne	Distance	Pertes	Investissement total	Coût d'investissement	Pre-mière année
			kV	MW	km		millions de USD	USD/kW	
<b>Dorsale 330 kV (engagé)</b>									
<b>Ghana</b>	<b>Togo/Bénin</b>	Volta - Sakete	330	655,2	240	2,50%	90,0	137,4	2013
<b>Côte d'Ivoire</b>	<b>Ghana</b>	Riviera - Presea	330	655,2	240	2,00%	90,0	137,4	2015
<b>CLSG (engagé)</b>									
<b>Côte d'Ivoire</b>	<b>Liberia</b>	Man (CI) - Yekepa (LI)	225	337,6	140	2,50%	59,7	176,9	2014
<b>Liberia</b>	<b>Guinée</b>	Yekepa (LI) - Nzerekore (GU)	225	337,6	140	2,50%	59,7	176,9	2014
<b>Liberia</b>	<b>Sierra Leone</b>	Yekepa (LI) - Buchanan (LI) - Monrovia (LI) - Bumbuna (SI)	225	303,4	580	6,79%	247,5	815,6	2014
<b>Sierra Leone</b>	<b>Guinée</b>	Bumbuna (SI) - Linsan (GU)	225	333,7	190	2,50%	81,1	242,9	2014
<b>OMVG (engagé)</b>									
<b>Sénégal</b>	<b>Guinée</b>	Kaolack (SE) - Linsan (GU)	225	286,3	800	9,37%	289,8	1 012,3	2017
<b>Sénégal</b>	<b>Gambie</b>	Birkelane (SE) - Soma (GA)	225	340,7	100	2,50%	36,2	106,3	2017
<b>Gambie</b>	<b>Guinée- Bissau</b>	Soma (GA) - Bissau (GB)	225	329,1	250	2,93%	90,6	275,3	2017
<b>Guinée- Bissau</b>	<b>Guinée</b>	Mansoa (GB) - Linsan (GU)	225	309,6	500	5,86%	181,2	585,0	2017
<b>Corridor Nord</b>									
<b>Nigeria</b>	<b>Niger</b>	Birnin Kebbi (NG) -Niamey (NI)	330	653,1	268	3,14%	143,1	219,1	2014
<b>Niger</b>	<b>Togo/Bénin</b>	Zabori (NI) - Bembereke (TB)	330	649,7	312	3,65%	166,6	256,4	2014
<b>Niger</b>	<b>Burkina Faso</b>	Niamey (NI) - Ouagadougou (BU)	330	637,5	469	5,49%	250,4	392,8	2014

De	À	Centrales	Tension	Capacité par ligne	Distance	Pertes	Investissement total	Coût d'investissement	Première année
			kV	MW	km		millions de USD	USD/kW	
<b>Hub Intraazonal</b>									
<b>Ghana</b>	<b>Burkina Faso</b>	Han (GH) - Bobo Dioulassa (BU)	225	332,2	210	2,50%	67,0	201,7	2014
<b>Burkina</b>	<b>Mali</b>	Bobo Dioulassa (BU) - Sikasso (MA)	225	305,8	550	6,44%	175,5	573,9	2015
<b>Mali</b>	<b>Côte d'Ivoire</b>	Segou (MA) - Ferkessedougou (CI)	225	319,7	370	4,33%	136,9	428,3	2016
<b>Guinée</b>	<b>Mali</b>	Fomi (GU) - Bamako (MA)	225	321,3	350	4,10%	117,6	366,1	2020
<b>Dorsale Mediane</b>									
<b>Nigeria</b>	<b>Togo/Bénin</b>	Kaindji (NG) - Kara/Bembereke/Parakou (TB)	330	646,7	350	4,10%	164,6	254,6	2020
<b>Togo/Bénin</b>	<b>Ghana</b>	Kara/Bembereke/Parakou (TB) - Yendi (GH)	330	654,5	250	2,93%	117,6	179,7	2020
<b>OMVS</b>									
<b>Mali</b>	<b>Sénégal</b>	Gouina (MA) - Tambacounda (SE)	225	329,1	250	2,93%	94,6	287,6	2020

Table 24. Pertes détaillées relatives au transport et à la distribution par pays

	Pertes de transport	Pertes de distribution			
		2010	2020	2030	2050
<b>Sénégal</b>					
Industrie lourde	5%	2%	2%	0%	0%
Urbain/Services/Petite industrie	5%	20,5%	10%	8%	8%
Rural	5%	25%	20%	20%	20%
<b>Gambie</b>					
Industrie lourde	5%	2%	2%	0%	0%
Urbain/Services/Petite industrie	5%	25%	10%	8%	8%
Rural	5%	30%	20%	20%	20%
<b>Guinée-Bissau</b>					
Industrie lourde	5%	2%	2%	0%	0%
Urbain/Services/Petite industrie	5%	25%	10%	8%	8%
Rural	5%	30%	20%	20%	20%
<b>Guinée</b>					
Industrie lourde	5%	2%	2%	0%	0%
Urbain/Services/Petite industrie	5%	25%	10%	8%	8%
Rural	5%	30%	20%	20%	20%
<b>Sierra Leone</b>					
Industrie lourde	5%	2%	2%	0%	0%
Urbain/Services/Petite industrie	5%	25%	10%	8%	8%
Rural	5%	30%	20%	20%	20%
<b>Liberia</b>					
Industrie lourde	5%	2%	2%	0%	0%
Urbain/Services/Petite industrie	5%	25%	10%	8%	8%
Rural	5%	30%	20%	20%	20%

	Pertes de transport	Pertes de distribution			
		2010	2020	2030	2050
<b>Mali</b>					
Industrie lourde	5%	2%	2%	0%	0%
Urbain/Services/Petite industrie	5%	19%	10%	8%	8%
Rural	5%	25%	20%	20%	20%
<b>Côte d'Ivoire</b>					
Industrie lourde	5%	2%	2%	0%	0%
Urbain/Services/Petite industrie	5%	19,5%	10%	8%	8%
Rural	5%	25%	20%	20%	20%
<b>Ghana</b>					
Industrie lourde	5%	2%	2%	0%	0%
Urbain/Services/Petite industrie	5%	19,5%	10%	8%	8%
Rural	5%	25%	20%	20%	20%
<b>Togo/Bénin</b>					
Industrie lourde	5%	2%	2%	0%	0%
Urbain/Services/Petite industrie	5%	19,5%	10%	8%	8%
Rural	5%	25%	20%	20%	20%
<b>Burkina</b>					
Industrie lourde	5%	2%	2%	0%	0%
Urbain/Services/Petite industrie	5%	12%	10%	8%	8%
Rural	5%	15%	15%	15%	15%
<b>Niger</b>					
Industrie lourde	5%	2%	2%	0%	0%
Urbain/Services/Petite industrie	5%	12%	10%	8%	8%
Rural	5%	20%	20%	20%	20%
<b>Nigeria</b>					
Industrie lourde	5%	2%	2%	0%	0%
Urbain/Services/Petite industrie	5%	12%	10%	8%	8%
Rural	5%	30%	20%	20%	20%



Ocean Power Technologies© Power Buoy OPT

# Annexe E : Plan de construction détaillé dans le cadre du scénario «Promotion des énergies renouvelables»

## PROJETS DE TRANSPORT

### Dorsale

2013 Ghana vers Togo/Bénin 655 MW

2017 Côte d'Ivoire vers Ghana 655 MW

### CLSG

2015 Côte d'Ivoire vers Liberia 338 MW, Liberia vers Guinée 338 MW, Liberia vers Sierra Leone 303 MW, Sierra Leone vers Guinée 334 MW

### OMVG

2017 Sénégal vers Guinée 286 MW, Sénégal vers Gambie 341 MW, Guinée vers Sénégal 286 MW, Gambie vers Sénégal 341 MW

### Hub Intrazonal

2012 Mali vers Côte d'Ivoire 320 MW

2013 Ghana vers Burkina Faso 332 MW

2015 Ghana vers Burkina Faso 332 MW

2016 Guinée vers Mali 95 MW

### Dorsale Mediane

2026 Nigeria vers Togo/Bénin 67 MW

2030 Nigeria vers Togo/Bénin 418 MW

### Nigeria – Bénin

2025 Nigeria vers Togo/Bénin 43 MW

2026 Nigeria vers Togo/Bénin 286 MW

### Afrique centrale – Nigeria

2025 Afrique centrale vers Nigeria 1 000 MW

2026 Afrique centrale vers Nigeria 1 000 MW

2027 Afrique centrale vers Nigeria 1 000 MW

2028 Afrique centrale vers Nigeria 1 000 MW

2029 Afrique centrale vers Nigeria 1 000 MW

2030 Afrique centrale vers Nigeria 1 000 MW

## PROJETS DE PRODUCTION PAR PAYS

### Burkina Faso

#### Centralisé

- » 2011 Komsilga 56 MW
- » 2012 Bobo-2 20 MW
- » 2013 Komsilga 36 MW
- » 2014 Gros éolien (FC de 30%) 29 MW
- » 2020 Biomasse 12 MW
- » 2021 Biomasse 26MW
- » 2022 Biomasse 24 MW, solaire PV (installation) 79 MW
- » 2023 Biomasse 22 MW, solaire PV (installation) 5 MW
- » 2024 Biomasse 22 MW, solaire PV (installation) 6 MW
- » 2025 Biomasse 30 MW, solaire PV (installation) 6 MW
- » 2026 Biomasse 24 MW, solaire PV (installation) 6 MW
- » 2027 Biomasse 17 MW, solaire PV (installation) 7 MW, héliothermique sans stockage 26 MW
- » 2028 Solaire PV (installation) 7 MW, héliothermique sans stockage 108 MW
- » 2029 Héliothermique sans stockage 150 MW
- » 2030 Héliothermique sans stockage 83 MW

#### Décentralisé

- » 2010 Système diesel/essence de 1 kW (urbain) 1 MW
- » 2012 Système diesel/essence de 1 kW (urbain) 4 MW
- » 2013 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 11 MW
- » 2014 Petite centrale hydroélectrique 4 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 11 MW
- » 2015 Petite centrale hydroélectrique 1 MW
- » 2016 Petite centrale hydroélectrique 2 MW
- » 2017 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 3 MW
- » 2018 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 2 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 3 MW
- » 2019 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 2 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 5 MW

- » 2020 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 3 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 11 MW
- » 2021 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 2 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 3 MW
- » 2022 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 3 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 2 MW
- » 2023 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 3 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 15 MW
- » 2024 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 4 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 16 MW
- » 2025 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 4 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 5 MW
- » 2026 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 4 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 5 MW
- » 2027 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 8 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 4 MW
- » 2028 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 6 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 7 MW
- » 2029 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 2 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 3 MW
- » 2030 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 3 MW, petite centrale hydroélectrique 6 MW, système diesel/essence 1 kW (urbain) 12 MW, PV pour toiture avec batterie de 1 h 64 MW

## Côte d'Ivoire

### Centralisé

- » 2013 5ème centrale IPP (Bassam) 430 MW, Lushann 100 MW
- » 2014 Vridi (CIPREL) 222 MW, 4ème centrale IPP (Abbata) 150 MW
- » 2015 Vridi (CIPREL) 111 MW, 4ème centrale IPP (Abbata) 150 MW
- » 2016 4ème centrale IPP (Abbata) 150 MW, TGCC 1 000 MW
- » 2017 TGCC 268 MW
- » 2024 Solaire PV (installation) 112 MW
- » 2026 Solaire PV (installation) 468 MW
- » 2027 Solaire PV (installation) 29 MW
- » 2028 Boutoubré 156 MW, solaire PV (installation) 30 MW
- » 2029 Solaire PV (installation) 30 MW
- » 2030 Tiboto/Cavally(Intl.) partie CI 50% 113 MW, solaire PV (installation) 25 MW

## Décentralisé

- » 2011 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 6 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 26 MW
- » 2012 Système diesel/essence de 1 kW (urbain) 86 MW
- » 2014 Petite centrale hydroélectrique 25 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 27 MW
- » 2015 Petite centrale hydroélectrique 3 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 24 MW
- » 2016 Petite centrale hydroélectrique 8 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 23 MW
- » 2017 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 7 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 23 MW
- » 2018 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 5 MW, petite centrale hydroélectrique 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 23 MW
- » 2019 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 5 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 23 MW
- » 2020 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 3 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 9 MW
- » 2021 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 7 MW, petite centrale hydroélectrique 11 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 38 MW
- » 2022 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 8 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 98 MW
- » 2023 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 8 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 13 MW
- » 2024 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 9 MW
- » 2025 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 3 MW
- » 2026 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 3 MW, petite centrale hydroélectrique 9 MW
- » 2027 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 4 MW, petite centrale hydroélectrique 10 MW
- » 2028 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 7 MW, petite centrale hydroélectrique 12 MW
- » 2029 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 5 MW, petite centrale hydroélectrique 20 MW
- » 2030 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 4 MW, petite centrale hydroélectrique 12 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 83 MW

## Gambie

### Centralisé

- » 2012 Brikama 16 MW, Batokunku 1 MW
- » 2014 Biomasse 7 MW, gros éolien (FC de 30%) 5 MW, solaire PV (installation) 11 MW
- » 2015 TGCC 60 MW, biomasse 6 MW, solaire PV (installation) 5 MW
- » 2016 Solaire PV (installation) 15 MW

- » 2019 Solaire PV (installation) 3 MW
- » 2021 Kaleta (OMVG), partie gambienne 12% 1 MW, solaire PV (installation) 2 MW
- » 2022 Kaleta (OMVG), partie gambienne 12% 5 MW, solaire PV (installation) 1 MW
- » 2023 Kaleta (OMVG), partie gambienne 12% 5 MW, solaire PV (installation) 1 MW
- » 2024 Kaleta (OMVG), partie gambienne 12% 6 MW, solaire PV (installation) 1 MW
- » 2025 Kaleta (OMVG), partie gambienne 12% 6 MW, solaire PV (installation) 1 MW
- » 2026 Kaleta (OMVG), partie gambienne 12% 6 MW, solaire PV (installation) 1 MW
- » 2027 Kaleta (OMVG), partie gambienne 12% 1 MW, FelloSouna (OMVG), partie gambienne 12% 9 MW, solaire PV (installation) 2 MW
- » 2028 Solaire PV (installation) 2 MW, héliothermique sans stockage 22 MW
- » 2029 Héliothermique sans stockage 23 MW
- » 2030 Héliothermique sans stockage 31 MW

## Décentralisé

- » 2012 Système diesel/essence de 1 kW (urbain) 6 MW
- » 2013 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 7 MW
- » 2014 Petite centrale hydroélectrique 2 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 3 MW
- » 2015 Petite centrale hydroélectrique 1 MW
- » 2016 Petite centrale hydroélectrique 2 MW
- » 2017 Système diesel/essence de 1 kW (urbain) 1 MW
- » 2018 Petite centrale hydroélectrique 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 1 MW
- » 2019 Petite centrale hydroélectrique 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 1 MW
- » 2020 Petite centrale hydroélectrique 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 2 MW
- » 2021 Petite centrale hydroélectrique 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 1 MW
- » 2022 Petite centrale hydroélectrique 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 7 MW
- » 2023 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 7 MW
- » 2024 Petite centrale hydroélectrique 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 4 MW
- » 2025 Système diesel/essence de 1 kW (urbain) 1 MW
- » 2026 Système diesel/essence de 1 kW (urbain) 1 MW
- » 2027 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 2 MW
- » 2028 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 2 MW
- » 2029 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, PV avec batterie de 1 h (toiture - rural) 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 2 MW

- » 2030 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, PV avec batterie de 2 h (toiture - rural) 4 MW, PV pour toiture avec batterie de 1 h 20 MW

## Ghana

### Centralisé

- » 2012 Aboadze-T3 phase-1 120 MW, Tema-T1 110 MW, 10 MW
- » 2013 Sunon Asogli phase-2 327 MW, Bui 342 MW
- » 2014 Aboadze-T2 330 MW, 50 MW, gros éolien (FC de 30%) 9 MW
- » 2015 Tema-T1 220 MW, 100 MW, Aboadze T4 (WAPP) 400 MW
- » 2022 Biomasse 1 MW
- » 2023 Biomasse 393 MW, solaire PV (installation) 204 MW
- » 2024 Biomasse 373 MW, solaire PV (installation) 500 MW
- » 2025 Solaire PV (installation) 359 MW
- » 2026 Biomasse 223 MW, solaire PV (installation) 61 MW
- » 2027 Hemang 93 MW, TGCO 114 MW, biomasse 10 MW, solaire PV (installation) 55 MW
- » 2028 TGCO 235 MW, solaire PV (installation) 65 MW
- » 2029 TGCO 255 MW, solaire PV (installation) 67 MW
- » 2030 TGCO 143 MW, solaire PV (installation) 12 MW

### Décentralisé

- » 2014 Petite centrale hydroélectrique 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 118 MW
- » 2015 Système diesel/essence de 1 kW (urbain) 63 MW
- » 2016 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 6 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 65 MW
- » 2017 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 5 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 65 MW
- » 2018 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 6 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 66 MW
- » 2019 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 6 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 66 MW
- » 2020 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 4 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 41 MW
- » 2021 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 3 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 23 MW
- » 2022 Système diesel/essence 1 kW (rural) 3 MW, PV avec batterie de 1 h (toiture - rural) 9 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 24 MW
- » 2023 Système diesel/essence 1 kW (rural) 4 MW, PV avec batterie de 1 h (toiture - rural) 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 25 MW
- » 2024 Système diesel/essence 1 kW (rural) 4 MW, PV avec batterie de 1 h (toiture - rural) 2 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 91 MW

- » 2025 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 5 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 107 MW
- » 2026 Système diesel/essence 1 kW (rural) 11 MW, PV avec batterie de 1 h (toiture - rural) 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 110 MW
- » 2027 PV avec batterie de 1 h (toiture - rural) 94 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 111 MW
- » 2028 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 19 MW, PV avec batterie de 2 h (toiture - rural) 35 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 106 MW
- » 2029 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 10 MW, PV avec batterie de 2 h (toiture - rural) 62 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 102 MW
- » 2030 PV avec batterie de 2 h (toiture - rural) 87 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 1 MW, PV pour toiture avec batterie de 1 h. 604 MW

## Guinée

### Centralisé

- » 2012 Tombo 3 (Réhab.) 2012 66 MW
- » 2013 Tombo 3 (Réhab.) 2013 35 MW
- » 2014 Maneah 126 MW, biomasse 20 MW
- » 2015 Baneah (Réhab.) 5 MW, Donkéa (Réhab.) 15 MW, Grandes Chutes (Réhab.) 27 MW, Kaleta (OMVG), partie guinéenne 40%. 240 MW, biomasse 21 MW
- » 2016 Biomasse 22 MW, solaire PV (installation) 184 MW
- » 2019 BAR envisagé 586 MW, solaire PV (installation) 6 MW
- » 2020 BAR envisagé 586 MW
- » 2021 BAR envisagé 586 MW
- » 2022 BAR envisagé 586 MW
- » 2023 BAR envisagé 586 MW
- » 2026 Solaire PV (installation) 127 MW
- » 2027 Solaire PV (installation) 5 MW
- » 2028 Solaire PV (installation) 5 MW
- » 2029 Solaire PV (installation) 5 MW
- » 2030 Solaire PV (installation) 4 MW

### Décentralisé

- » 2010 Système diesel/essence de 1 kW (urbain) 4 MW
- » 2011 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 5 MW
- » 2014 Petite centrale hydroélectrique 6 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 6 MW
- » 2015 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 6 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 20 MW

- » 2016 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 8 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 10 MW
- » 2017 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 2 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 6 MW
- » 2018 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 7 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 6 MW
- » 2019 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 3 MW, petite centrale hydroélectrique 10 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 5 MW
- » 2020 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 4 MW, petite centrale hydroélectrique 15 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 5 MW
- » 2021 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 3 MW, petite centrale hydroélectrique 7 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 7 MW
- » 2022 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 7 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 1 MW
- » 2023 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 7 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 1 MW
- » 2024 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 7 MW
- » 2025 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 3 MW, petite centrale hydroélectrique 1 MW
- » 2026 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 3 MW, petite centrale hydroélectrique 7 MW
- » 2027 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 4 MW, petite centrale hydroélectrique 7 MW
- » 2028 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 4 MW, petite centrale hydroélectrique 7 MW
- » 2029 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 5 MW, petite centrale hydroélectrique 7 MW
- » 2030 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 6 MW, petite centrale hydroélectrique 9 MW

## Guinée-Bissau

### Centralisé

- » 2012 Bissau 15 MW
- » 2013 Solaire PV (installation) 6 MW
- » 2014 TGCO 4 MW, biomasse 1 MW
- » 2015 TGCC 17 MW, biomasse 2 MW
- » 2016 TGCC 43MW, biomasse 2 MW, solaire PV (installation) 17 MW
- » 2017 Biomasse 2 MW
- » 2018 Kaleta (OMVG), partie bissau-guinéenne 8% 2 MW, biomasse 2 MW, solaire PV (installation) 4 MW
- » 2019 Kaleta (OMVG), partie bissau-guinéenne 8% 3 MW, TGCO 4 MW, biomasse 2 MW, solaire PV (installation) 2 MW
- » 2020 TGCO 51 MW, biomasse 2 MW, solaire PV (installation) 17 MW

- » 2021 TGCO 7 MW, biomasse 2 MW, solaire PV (installation) 2 MW
- » 2022 TGCO 1 MW, biomasse 2 MW, solaire PV (installation) 1 MW
- » 2023 TGCO 1 MW, biomasse 3 MW, solaire PV (installation) 1 MW
- » 2024 TGCO 2 MW, biomasse 3 MW, solaire PV (installation) 1 MW
- » 2025 TGCO 2 MW, biomasse 3 MW, solaire PV (installation) 1 MW
- » 2026 TGCO 2 MW, biomasse 3 MW, solaire PV (installation) 1 MW
- » 2027 Biomasse 3 MW, solaire PV (installation) 1 MW, héliothermique sans stockage 6 MW
- » 2028 Biomasse 4 MW, solaire PV (installation) 1 MW, héliothermique sans stockage 6 MW
- » 2029 Biomasse 2 MW, solaire PV (installation) 2 MW, héliothermique sans stockage 16 MW
- » 2030 Solaire PV (installation) 1 MW, héliothermique sans stockage 16 MW

## Décentralisé

- » 2010 Système diesel/essence de 1 kW (urbain) 3MW
- » 2011 Système diesel/essence de 1 kW (urbain) 4MW
- » 2013 Solaire PV (toiture) 1 MW
- » 2014 Petite centrale hydroélectrique 1 MW
- » 2016 Petite centrale hydroélectrique 1 MW
- » 2019 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 4 MW
- » 2020 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, PV avec batterie de 1 h (toiture - rural) 2 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 5 MW
- » 2021 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, PV avec batterie de 1 h (toiture - rural) 2 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 6 MW
- » 2022 PV avec batterie de 1 h (toiture - rural) 2 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 1 MW
- » 2023 PV avec batterie de 1 h (toiture - rural) 2 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 1 MW
- » 2024 PV avec batterie de 1 h (toiture - rural) 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 1 MW
- » 2025 PV avec batterie de 1 h (toiture - rural) 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 1 MW
- » 2026 PV avec batterie de 1 h (toiture - rural) 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 1 MW
- » 2027 PV avec batterie de 1 h (toiture - rural) 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 1 MW
- » 2028 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, PV avec batterie de 1 h (toiture - rural) 1MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 1 MW
- » 2029 Système diesel/essence de 1 kW (urbain) 6 MW
- » 2030 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, PV avec batterie de 2 h (toiture - rural) 2 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 6 MW

## Liberia

### Centralisé

- » 2011 Bushrod 10 MW
- » 2013 Bushrod 2 40 MW, Kakata (Buchanan) 35 MW
- » 2014 TGCO 33 MW, biomasse 1 MW, solaire PV (installation) 37 MW
- » 2015 MountCoffee (+Via réservoir) 66 MW, TGCC 70 MW, biomasse 2 MW
- » 2016 TGCO 5MW, biomasse 2 MW, solaire PV (installation) 52 MW
- » 2017 Saint Paul-1B 78 MW, Saint Paul-2 120 MW
- » 2024 Solaire PV (installation) 4 MW
- » 2025 Solaire PV (installation) 1 MW
- » 2026 Solaire PV (installation) 1 MW
- » 2027 Solaire PV (installation) 1 MW
- » 2028 Solaire PV (installation) 1 MW
- » 2029 Solaire PV (installation) 1 MW
- » 2030 Solaire PV (installation) 1 MW

### Décentralisé

- » 2011 Système diesel/essence de 1 kW (urbain) 2 MW
- » 2012 Système diesel/essence de 1 kW (urbain) 4 MW
- » 2013 Solaire PV (toiture) 1 MW
- » 2014 Petite centrale hydroélectrique 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 3 MW, solaire PV (toiture) 1 MW
- » 2015 Petite centrale hydroélectrique 1 MW, solaire PV (toiture) 2 MW
- » 2016 Petite centrale hydroélectrique 2 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 2 MW, solaire PV (toiture) 2 MW
- » 2017 Petite centrale hydroélectrique 2 MW
- » 2018 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 2 MW
- » 2019 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 2 MW
- » 2020 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 2 MW
- » 2021 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 2 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 2 MW
- » 2022 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 2 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 4 MW
- » 2023 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 3 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 1 MW
- » 2024 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 3 MW

- » 2025 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 3 MW
- » 2026 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 2 MW
- » 2027 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 3 MW
- » 2028 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 4 MW
- » 2029 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 4 MW
- » 2030 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 2 MW

## Mali

### Centralisé

- » 2011 SIKASSO (CO) 9 MW, Balingue BID 60 MW
- » 2012 KOUTIALA (CI) 4 MW, VICA BOOT 30 MW, Albatros BOOT 92 MW, Mopti SOLAR 10 MW
- » 2013 27 MW
- » 2014 Sotuba 2 6 MW
- » 2015 Kenié 34 MW
- » 2017 Gouina (OMVS), partie malienne 45% 63 MW
- » 2018 BAR envisagé 303 MW
- » 2022 Solaire PV (installation) 153 MW
- » 2024 Solaire PV (installation) 14 MW
- » 2025 Solaire PV (installation) 7 MW
- » 2026 Solaire PV (installation) 7 MW
- » 2027 Solaire PV (installation) 7 MW
- » 2028 Solaire PV (installation) 7 MW
- » 2029 Solaire PV (installation) 8 MW
- » 2030 Solaire PV (installation) 6 MW

### Décentralisé

- » 2011 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW
- » 2012 Système diesel/essence de 1 kW (urbain) 4 MW
- » 2013 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 10 MW
- » 2014 Petite centrale hydroélectrique 8 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 33 MW
- » 2015 Petite centrale hydroélectrique 2 MW
- » 2016 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 7 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 11 MW

- » 2017 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 3 MW
- » 2018 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 3 MW
- » 2019 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 1 MW
- » 2020 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 6 MW
- » 2021 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 5 MW
- » 2022 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 5 MW
- » 2023 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 3 MW, petite centrale hydroélectrique 5 MW
- » 2024 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 6 MW
- » 2025 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 6 MW
- » 2026 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 3 MW, petite centrale hydroélectrique 6 MW
- » 2027 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 3 MW, petite centrale hydroélectrique 7 MW
- » 2028 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 3 MW
- » 2029 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 3 MW
- » 2030 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 3 MW

## Niger

### Centralisé

- » 2011 Niamey 2 15 MW
- » 2012 TAG Niamey 2 10 MW, Dossou 2 MW, Tillabery 2 MW, Gaya 1 MW, Goudel 12 MW
- » 2013 Zinder 8 MW
- » 2014 Éolien 30 MW, diesel centralisé 16 MW, biomasse 21 MW, gros éolien (FC de 30%) 71 MW
- » 2015 Kandadji 130 MW, gros éolien (FC de 30%) 14 MW
- » 2016 Dyodyonga 26 MW, gros éolien (FC de 30%) 5 MW
- » 2017 Gros éolien (FC de 30%) 5 MW
- » 2018 Charbon supercritique 111 MW
- » 2022 Gros éolien (FC de 30%) 26 MW
- » 2023 Gros éolien (FC de 30%) 6 MW
- » 2024 Gros éolien (FC de 30%) 6 MW
- » 2027 Gros éolien (FC de 30%) 17 MW, solaire PV (installation) 89 MW
- » 2028 Gros éolien (FC de 30%) 6 MW, solaire PV (installation) 3 MW
- » 2029 Gros éolien (FC de 30%) 5 MW, solaire PV (installation) 3 MW
- » 2030 Gros éolien (FC de 30%) 4 MW, solaire PV (installation) 2 MW

## Décentralisé

- » 2010 Système diesel de 100 kW (industrie) 1 MW
- » 2011 Système diesel de 100 kW (industrie) 4 MW
- » 2012 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 11 MW
- » 2013 Système diesel/essence de 1 kW (urbain) 13 MW
- » 2014 Petite centrale hydroélectrique 6 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 9 MW
- » 2016 Petite centrale hydroélectrique 2 MW
- » 2017 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 2 MW
- » 2018 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 2 MW
- » 2019 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 1 MW
- » 2020 Petite centrale hydroélectrique 2 MW
- » 2021 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 2 MW
- » 2022 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 3 MW
- » 2023 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 3 MW
- » 2024 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 3 MW
- » 2025 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 1 MW
- » 2026 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 3 MW
- » 2027 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 3 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 8 MW
- » 2028 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 3 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 8 MW
- » 2029 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 6 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 8 MW
- » 2030 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 6 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 5 MW

## Nigeria

### Centralisé

- » 2011 TG 2011 2 953 MW
- » 2012 TG 2012 4 126 MW
- » 2013 TG 2013 1 452 MW
- » 2015 TGCC 1 500 MW, gros éolien (FC de 30%) 363 MW
- » 2016 TGCC 1 600 MW
- » 2017 Mambilla 2 600 MW, TGCC 1 700 MW

- » 2018 Zungeru 700 MW, TGCC 1 800 MW
- » 2019 TGCC 1 900 MW
- » 2020 TGCC 1 256 MW, hydroélectrique 1 000 MW
- » 2021 TGCC 241 MW, hydroélectrique 1 000 MW
- » 2022 TGCC 25MW, hydroélectrique 1 000 MW
- » 2023 Hydroélectrique 1 000 MW
- » 2024 Hydroélectrique 1 000 MW
- » 2025 Hydroélectrique 1 000 MW
- » 2026 Hydroélectrique 842 MW

## Décentralisé

- » 2011 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 7 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 1 113 MW
- » 2012 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 45 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 557 MW
- » 2013 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 47 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 47 MW
- » 2014 Petite centrale hydroélectrique 215 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 50 MW
- » 2015 Petite centrale hydroélectrique 33 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 48 MW
- » 2016 Petite centrale hydroélectrique 116 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 67 MW
- » 2017 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 26 MW, petite centrale hydroélectrique 139 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 66 MW
- » 2018 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 28 MW, petite centrale hydroélectrique 105 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 64 MW
- » 2019 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 31 MW, petite centrale hydroélectrique 57 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 62 MW
- » 2020 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 31 MW, petite centrale hydroélectrique 110 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 43 MW
- » 2021 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 46 MW, petite centrale hydroélectrique 141 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 1 239 MW
- » 2022 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 85 MW, petite centrale hydroélectrique 222 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 655 MW
- » 2023 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 90 MW, petite centrale hydroélectrique 168 MW
- » 2024 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 48 MW, petite centrale hydroélectrique 184 MW
- » 2025 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 52 MW, petite centrale hydroélectrique 83 MW
- » 2026 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 54 MW, petite centrale hydroélectrique 195 MW
- » 2027 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 82 MW, petite centrale hydroélectrique 205 MW
- » 2028 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 88 MW, petite centrale hydroélectrique 215 MW

- » 2029 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 93 MW, petite centrale hydroélectrique 224 MW
- » 2030 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 74 MW, petite centrale hydroélectrique 156 MW

## Sénégal

### Centralisé

- » 2011 Location 150 MW
- » 2012 belair 30 MW
- » 2013 Felou (OMVS), partie sénégalaise 15% 15 MW
- » 2014 ross betio 30 MW, biomasse 62 MW, gros éolien (FC de 30%) 232 MW
- » 2015 Biomasse 66 MW, gros éolien (FC de 30%) 29 MW, solaire PV (installation) 157 MW
- » 2016 Sendou 250 MW, biomasse 66 MW, gros éolien (FC de 30%) 38 MW
- » 2017 Sambangalou (OMVG), partie sénégalaise 40% 51 MW, Gouina (OMVS), partie sénégalaise 25% 35 MW, gros éolien (FC de 30%) 15 MW
- » 2018 Biomasse 53 MW, gros éolien (FC de 30%) 15 MW
- » 2019 Biomasse 3 MW, gros éolien (FC de 30%) 16 MW
- » 2020 Gros éolien (FC de 30%) 18 MW
- » 2021 Gros éolien (FC de 30%) 21 MW, solaire PV (installation) 74 MW
- » 2022 Gros éolien (FC de 30%) 20 MW, solaire PV (installation) 12 MW
- » 2023 Gros éolien (FC de 30%) 21 MW, solaire PV (installation) 13 MW
- » 2024 Gros éolien (FC de 30%) 23 MW, solaire PV (installation) 14 MW
- » 2025 Gros éolien (FC de 30%) 24 MW, solaire PV (installation) 14 MW
- » 2026 Gros éolien (FC de 30%) 25 MW, solaire PV (installation) 15 MW
- » 2027 Gros éolien (FC de 30%) 25 MW, solaire PV (installation) 15 MW
- » 2028 Kaleta (OMVG), partie sénégalaise 40% 1 MW, gros éolien (FC de 30%) 27 MW, solaire PV (installation) 16 MW, héliothermique sans stockage 142 MW
- » 2029 Gros éolien (FC de 30%) 30 MW, solaire PV (installation) 18 MW, héliothermique sans stockage 251 MW
- » 2030 Kaleta (OMVG), partie sénégalaise 40% 3 MW, gros éolien (FC de 30%) 26 MW, solaire PV (installation) 16 MW, héliothermique sans stockage 123 MW

### Décentralisé

- » 2010 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 3 MW
- » 2012 Système diesel/essence de 1 kW (urbain) 49 MW
- » 2013 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 3 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 13 MW
- » 2014 Petite centrale hydroélectrique 11 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 8 MW

- » 2015 Petite centrale hydroélectrique 4 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 15 MW
- » 2016 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 10MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 18 MW
- » 2017 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 5 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 8 MW
- » 2018 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 5 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 8 MW
- » 2019 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 6 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 8 MW
- » 2020 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 3 MW, petite centrale hydroélectrique 6 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 7 MW
- » 2021 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 6 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 5 MW
- » 2022 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 6 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 54 MW
- » 2023 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 5 MW, petite centrale hydroélectrique 7 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 18 MW
- » 2024 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 8 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 13 MW
- » 2025 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 8 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 20 MW
- » 2026 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 3 MW, petite centrale hydroélectrique 8 MW
- » 2027 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 4 MW, petite centrale hydroélectrique 9 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 26 MW
- » 2028 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 4 MW, petite centrale hydroélectrique 4 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 23 MW
- » 2029 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 5 MW
- » 2030 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 6 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 24 MW

## Sierra Leone

### Centralisé

- » 2013 Diesel centralisé 3 MW, solaire PV (installation) 16 MW
- » 2014 TGCO 120 MW, biomasse 6 MW, solaire PV (installation) 41 MW
- » 2015 Bumbuna 2 40 MW, TGCC 111 MW, biomasse 6 MW, solaire PV (installation) 4 MW
- » 2016 Biomasse 6 MW, solaire PV (installation) 35 MW
- » 2017 Bumbuna 3 (Yiben) 90 MW, Bumbuna 4 et 5 95 MW, biomasse 7 MW, solaire PV (installation) 33 MW

- » 2018 Energeon 100 MW, Addax 15 MW, biomasse 7 MW
- » 2019 Biomasse 8 MW, solaire PV (installation) 79 MW
- » 2020 Benkongor1 35 MW, biomasse 8 MW, solaire PV (installation) 41 MW
- » 2021 Biomasse 9 MW, solaire PV (installation) 1 MW
- » 2022 Benkongor 2 80 MW
- » 2024 Solaire PV (installation) 9 MW
- » 2025 Benkongor 3 86 MW, solaire PV (installation) 1 MW
- » 2026 BAR envisagé 323 MW, solaire PV (installation) 1 MW
- » 2027 Solaire PV (installation) 1 MW
- » 2028 Solaire PV (installation) 1 MW
- » 2029 Solaire PV (installation) 1 MW

## Décentralisé

- » 2011 Système diesel de 100 kW (industrie) 38 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 7 MW
- » 2012 Système diesel de 100 kW (industrie) 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 7 MW
- » 2013 Système diesel de 100 kW (industrie) 37 MW, Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 10 MW, solaire PV (toiture) 5 MW
- » 2014 Petite centrale hydroélectrique 4 MW, solaire PV (toiture) 6 MW
- » 2015 Petite centrale hydroélectrique 1 MW, solaire PV (toiture) 1 MW
- » 2016 Petite centrale hydroélectrique 6 MW, solaire PV (toiture) 6 MW
- » 2017 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 6 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 1 MW
- » 2018 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 7 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 1 MW
- » 2019 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 8 MW, solaire PV (toiture) 8 MW
- » 2020 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 5 MW, petite centrale hydroélectrique 8 MW, solaire PV (toiture) 8 MW
- » 2021 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 8 MW
- » 2022 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 5 MW
- » 2023 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 1 MW
- » 2024 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 8 MW
- » 2025 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 2 MW
- » 2026 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 4 MW
- » 2027 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 8 MW

- » 2028 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 3 MW, petite centrale hydroélectrique 7 MW
- » 2029 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 4 MW, petite centrale hydroélectrique 2 MW

## Togo/Bénin

### Centralisé

- » 2011 CAI 80 MW
- » 2012 IPP\_SOLAR 20 MW
- » 2013 IPP\_WIND 20 MW, IPP\_THERMAL 54 MW
- » 2014 TGCO 39 MW, biomasse 46 MW
- » 2015 MariaGleta 450 MW
- » 2017 Adjarala 147 MW
- » 2023 Biomasse 51 MW, solaire PV (installation) 171 MW
- » 2024 Biomasse 92 MW, solaire PV (installation) 113 MW
- » 2026 Biomasse 72 MW, solaire PV (installation) 39 MW
- » 2027 Biomasse 92 MW, solaire PV (installation) 21 MW
- » 2028 Biomasse 99 MW, solaire PV (installation) 22 MW
- » 2029 Biomasse 125 MW, solaire PV (installation) 23 MW
- » 2030 Biomasse 124 MW, solaire PV (installation) 18 MW
- » 2024 Biomasse 92MW, solaire PV (installation) 113MW
- » 2026 Biomasse 72MW, solaire PV (installation) 39MW
- » 2027 Biomasse 92MW, solaire PV (installation) 21MW
- » 2028 Biomasse 99MW, solaire PV (installation) 22MW
- » 2029 Biomasse 125MW, solaire PV (installation) 23MW
- » 2030 Biomasse 124MW, solaire PV (installation) 18MW

### Décentralisé

- » 2010 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 4 MW
- » 2011 Système diesel de 100 kW (industrie) 9 MW, Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 47 MW
- » 2012 Système diesel/essence de 1 kW (urbain) 70 MW
- » 2014 Petite centrale hydroélectrique 17 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 6 MW
- » 2016 Petite centrale hydroélectrique 2 MW
- » 2017 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 3 MW
- » 2018 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 2 MW

- » 2019 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW
- » 2020 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 2 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 11 MW
- » 2021 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 3 MW, petite centrale hydroélectrique 6 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 55 MW
- » 2022 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 4 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 79 MW
- » 2023 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 5 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 9 MW
- » 2024 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 1 MW, petite centrale hydroélectrique 5 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 1 MW
- » 2025 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 6 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 13 MW
- » 2026 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 2 MW, petite centrale hydroélectrique 6 MW, système diesel/essence de 1 kW (urbain) 13 MW
- » 2027 Système diesel/essence de 1 kW (rural) 3 MW, petite centrale hydroélectrique 7 MW





[www.irena.org](http://www.irena.org)



IRENA Headquarters  
CI Tower, Khalidiyah  
P.O. Box 236, Abu Dhabi  
Émirats arabes unis

[www.irena.org](http://www.irena.org)

Copyright © IRENA 2013