

# IDEV

Évaluation indépendante du développement  
Banque africaine de développement

*De l'expérience à la connaissance...*  
*De la connaissance à l'action...*  
*De l'action à l'impact*



## Évaluation de l'assistance de la BAD au secteur de l'énergie (1999-2018) :

### Recentrer le soutien pour améliorer et pérenniser l'accès à l'énergie en Afrique

Rapport de synthèse

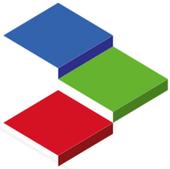


GRUPE DE LA BANQUE AFRICAINE  
DE DÉVELOPPEMENT

Novembre 2020

# Les différents produits qui servent à atteindre les trois objectifs de l'évaluation indépendante





# IDEV

Évaluation indépendante du développement  
Banque africaine de développement

*De l'expérience à la connaissance...*  
*De la connaissance à l'action...*  
*De l'action à l'impact*



## Évaluation de l'assistance de la BAD au secteur de l'énergie (1999-2018) :

### Recentrer le soutien pour améliorer et pérenniser l'accès à l'énergie en Afrique

Rapport de synthèse



GRUPE DE LA BANQUE AFRICAINE  
DE DÉVELOPPEMENT

Novembre 2020

<b>REMERCIEMENTS</b>	
Chefs de projet	<b>Joseph Mouanda</b> , Chargé d'évaluation en chef, IDEV.1, <b>Hajime Onishi</b> , Chargé d'évaluation principal, IDEV.1.
Membres de l'équipe	<b>Clement Mensah</b> , Consultant, IDEV.1 ; <b>Samson Houetohossou</b> , Assistant de recherche, IDEV.2 ; <b>Michel Aka Tano</b> , Consultant junior, IDEV.1 ; et <b>Rita Effah</b> , Jeune professionnelle, IDEV.1.
Consultants	<b>Stephen Nash</b> ; <b>Nils Junge</b> ; <b>Denzel Hankinson</b> ; <b>Guido Mattei</b> ; <b>Janet Laing</b> ; <b>Eugenia Masvikeni</b> ; <b>Kamu Karekaho</b> ; <b>Mamadou Coulibaly</b> ; <b>Laurent Senghi Kitoko</b> ; et <b>Taoufik Laâbi</b> .
Pairs évaluateurs internes	<b>Andrew Ajuang Anguko</b> , Conseiller en chef, qualité et méthodes, IDEV.0 ; <b>Girma Kumbi</b> , Chargé d'évaluation en chef, IDEV.2 ; et <b>Svetlana Negroustoueva</b> , Chargée d'évaluation principale, IDEV.2.
Pairs évaluateur externe	<b>Peter N. Freeman</b> , Consultant individuel
Groupe de référence	<b>Achraf Tarsim</b> , Responsable sectoriel régional, Énergie, infrastructures et secteur financier, RDGN ; <b>Adama Moussa</b> , Chargé d'énergies renouvelables en chef, PERN ; <b>Alex Ansah-Owusu</b> , Expert en chef, Marchés régionaux de l'énergie, PESD ; <b>Callixte Kambanda</b> , Chef de division, PESR ; <b>Carlos Mollinedo</b> , Économiste de l'énergie/Spécialiste des politiques énergétiques, PESR1 ; <b>Daniel Schroth</b> , Directeur par intérim, PERN ; <b>Humphrey Ndwiga-Richard</b> , Responsable sectoriel régional, RDGE1 ; <b>Ihcen Naceur</b> , Analyste de données du portefeuille, PEVP ; et <b>Monojeet Pal</b> , Chef de division, PERN.
Chargés de la gestion des connaissances et de la communication	<b>Jacqueline Nyagahima</b> , Chargée de la gestion des connaissances principale, IDEV.3 ; <b>Magdaline Ncabira Nkando</b> , Consultante en gestion des connaissances, IDEV.3 ; <b>Dieter Gijbrecchts</b> , Chargé supérieur de la gestion des connaissances, de la communication et des événements, IDEV.3 ; et <b>Tomas Zak</b> , Consultant junior, IDEV.3.
Assistance diverse assurée par	<b>Myrtha Diop</b> , Assistante administrative supérieure, IDEV.0 ; <b>Henda Ayari</b> , Assistante d'équipe, IDEV.1 et <b>Ruby Adzobu-Agyare</b> , Secrétaire, IDEV.0.
Remerciements particuliers à	Nous exprimons notre gratitude au département de l'évaluation du NORAD pour son soutien financier.
Chef de division	<b>Rufael Fassil</b> , <b>Foday Turay</b> (par intérim avant décembre 2019).
Évaluateur général	<b>Roland Michelitsch</b> , <b>Karen Rot-Münstermann</b> (par intérim avant septembre 2019 et à partir d'octobre 2020).

© 2020 Groupe de la Banque africaine de développement  
Tous droits réservés – Publié en Novembre 2020

## Évaluation de l'assistance de la BAD au secteur de l'énergie (1999-2018) : recentrer le soutien pour améliorer et pérenniser l'accès à l'énergie en Afrique - Rapport de synthèse

Une évaluation sectorielle IDEV, Novembre 2020

### Exclusion de responsabilité

Sauf indication contraire expresse, les constatations, interprétations et conclusions exprimées dans cette publication sont celles de ses divers auteurs et ne correspondent pas nécessairement aux vues de la Direction de la Banque africaine de développement (la « Banque ») et du Fonds africain de développement (le « Fonds »), de leurs Conseils d'administration, Conseils des gouverneurs ou des pays qu'ils représentent.

Le lecteur consulte cette publication à ses seuls risques. Le contenu de cette publication est présenté sans aucune sorte de garantie, ni expresse ni implicite, notamment en ce qui concerne la qualité marchande de l'information, son utilité à telle ou telle fin et la non-violation de droits de tierce-parties. En particulier, la Banque n'offre aucune garantie et ne fait aucune déclaration quant à l'exactitude, l'exhaustivité, la fiabilité ou le caractère « actualisé » des éléments du contenu. La Banque ne peut, en aucun cas, notamment en cas de négligence, être tenue pour responsable d'un préjudice ou dommage, d'une obligation ou d'une dépense dont on ferait valoir qu'ils sont consécutifs à l'utilisation de cette publication ou au recours à son contenu.

Cette publication peut contenir des avis, opinions et déclarations provenant de diverses sources d'information et fournisseurs de contenu. La Banque n'affirme ni ne se porte garante de l'exactitude, l'exhaustivité, la fiabilité ou le caractère « à jour » d'aucun d'entre eux ni d'aucun autre élément d'information provenant d'une source d'information quelconque ou d'un fournisseur de contenu, ni d'une autre personne ou entité quelle qu'elle soit. Le lecteur s'en sert à ses propres risques.

### À propos de la BAD

Le Groupe de la Banque africaine de développement a pour objectif premier de faire reculer la pauvreté dans ses pays membres régionaux en contribuant à leur développement économique durable et à leur progrès social. À cet effet, il mobilise des ressources pour promouvoir l'investissement dans ces pays et leur fournit une assistance technique ainsi que des conseils sur les politiques à mettre en œuvre.

### À propos de l'Évaluation Indépendante du Développement (IDEV)

L'évaluation indépendante du développement a pour mission de renforcer l'efficacité des initiatives de développement de la Banque dans ses pays membres régionaux par l'exécution d'évaluations indépendantes et influentes et par des partenariats pour l'échange de connaissances.

#### Évaluation indépendante du développement (IDEV)

Groupe de la Banque africaine de développement  
Avenue Joseph Anoma 01 BP 1387, Abidjan 01 Côte d'Ivoire  
Tél : +225 20 26 28 41  
Courriel : idevhelpdesk@afdb.org  
idev.afdb.org

Crédits photos: AfDB Projects sur Flickr

Langue originale: anglais - Traduction: Département des services linguistiques de la BAD

Conception graphique : A Parté Design

# Table des matières

Sigles et abréviations	v
Résumé analytique	1
Réponse de la Direction	11
<b>Introduction</b>	<b>21</b>
<b>Méthodologie</b>	<b>23</b>
<b>Engagement de la Banque dans le développement du secteur de l'énergie en Afrique</b>	<b>29</b>
Politiques et stratégies de la Banque pour le secteur de l'énergie	29
Aperçu du portefeuille du secteur de l'énergie, 1999-2018	30
<b>Pertinence de l'assistance de la Banque au secteur de l'énergie</b>	<b>37</b>
<b>Performance des opérations évaluées</b>	<b>47</b>
Efficacité	47
Efficience	55
Durabilité	60
Facteurs limitatifs ou favorables pour les résultats de projet	65
<b>Vers des nouveaux horizons – Mise en œuvre de la Stratégie du NDEA</b>	<b>69</b>
Contexte et justification du NDEA	69
Capacité de la Banque à mettre en œuvre la Stratégie du NDEA	70
Premières années de mise en œuvre de la Stratégie du NDEA	75
<b>Conclusions et recommandations</b>	<b>79</b>
Conclusions	79
Enseignements	82
Recommandations	82
Annexes	87

# Table des matières

## Les des figures

Figure 1:	Politiques, stratégies et initiatives institutionnelles et énergétiques de la BAD	29
Figure 2:	Évolution de la part du secteur de l'énergie dans le total des approbations nettes du Groupe de la BAD (1999-2018)	31
Figure 3:	Les ressources en énergies renouvelables gagnent du terrain depuis l'approbation de la politique du secteur de l'énergie de 2012	33
Figure 4:	Augmentation du soutien de la Banque au secteur privé	35
Figure 5:	Pertinence des projets du secteur de l'énergie	45
Figure 6:	Résumé de l'analyse de l'atteinte des produits pour des OAP choisies	50
Figure 7:	Efficience des projets du secteur de l'énergie	55
Figure 8:	Durabilité des projets du secteur de l'énergie	61
Figure 9:	Facteurs affectant la mise en œuvre des opérations du secteur de l'énergie	66
Figure 10:	Investissements annuels moyens nécessaires pour atteindre les cibles du NDEA	70
Figure 11:	Objectifs de prêts indicatifs de la BAD par rapport aux approbations réelles dans le secteur de l'énergie (en milliards d'UC)	77

## Liste des tableaux

Tableau 1:	Assistance du Groupe de la Banque au secteur de l'énergie (1999-2018) : Investissements en infrastructure comparés aux investissements en environnement favorable	31
Tableau 2:	Progrès en 2018 par rapport aux indicateurs de niveau 2 : extrait de la RAED 2019	42
Tableau 3:	Résumé des principaux produits réalisés par les projets	49
Tableau 4:	Résumé des principaux résultats des projets	53
Tableau 5:	Sensibilisation des informateurs clés au NDEA avant les entretiens réalisés dans le cadre des études de cas	76

## Liste des encadrés

Encadré 1 :	Le complexe solaire de 510 MW de Ouarzazate, au Maroc	31
Encadré 2 :	« Desert to Power » - Exploiter le soleil au service de l'électrification du Sahel	33
Encadré 3 :	En quête d'une approche holistique pour maximiser l'utilisation productive de l'électricité et améliorer la croissance économique durable	45
Encadré 4 :	Principaux facteurs favorables et défavorables liés au contexte du pays en Tanzanie	51
Encadré 5 :	Arbitrage entre recouvrement des coûts et accessibilité financière	54
Encadré 6 :	Projet multinational d'interconnexion électrique (Éthiopie-Djibouti)	56
Encadré 7 :	Un TRIE ex post élevé pour les projets d'interconnexion électrique et ses implications	59

## Sigles et abréviations

<b>AEMP</b>	Afrique, marché de l'énergie	<b>PEVP</b>	Complexe Électricité, énergie, climat et croissance verte, BAD
<b>AFD</b>	Agence française de développement	<b>PFR</b>	Pays à faible revenu
<b>AGC</b>	Augmentation générale du capital	<b>PMR</b>	Pays membre régional
<b>ASS</b>	Afrique subsaharienne	<b>PPP</b>	Partenariat public-privé
<b>AT</b>	Assistance technique	<b>PRI</b>	Pays à revenu intermédiaire
<b>BAD</b>	Groupe de la Banque africaine de développement	<b>PRII</b>	Pays à revenu intermédiaire de la tranche inférieure
<b>BMD</b>	Banque multilatérale de développement	<b>QAE</b>	Qualité à l'entrée
<b>CMR</b>	Cadre de mesure des résultats	<b>RAED</b>	Revue annuelle sur l'efficacité du développement
<b>DSP</b>	Document de stratégie pays	<b>RAP</b>	Rapport d'achèvement de projet
<b>ESMAP</b>	Programme d'assistance à la gestion du secteur de l'énergie	<b>RDGE</b>	Direction régionale pour l'Afrique de l'Est, BAD
<b>ESPP</b>	Évaluation de la stratégie et du programme pays	<b>RDGN</b>	Direction régionale pour l'Afrique du Nord, BAD
<b>FAD</b>	Fonds africain de développement	<b>REP</b>	Rapport d'évaluation de projet
<b>IDA</b>	Association internationale de développement	<b>SAP</b>	Systèmes, applications et produits
<b>IDEV</b>	Évaluation indépendante du développement	<b>SD</b>	Stratégie décennale
<b>MDPS</b>	Modèle de développement et de prestation de services	<b>SEFA</b>	Fonds pour l'énergie durable en Afrique
<b>NDEA</b>	Nouveau Pacte pour l'énergie en Afrique	<b>TC</b>	Théorie du changement
<b>OAP</b>	Opération d'appui programmatique	<b>TRIE</b>	Taux de rentabilité interne économique
<b>ODD</b>	Objectif de développement durable	<b>TRIF</b>	Taux de rentabilité interne financière
<b>ONS</b>	Opération non souveraine	<b>UC*</b>	Unité de compte
<b>OS</b>	Opération souveraine	<b>USAID</b>	Agence des États-Unis pour le développement international
<b>PERN</b>	Département des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, BAD	<b>USD</b>	Dollar des États-Unis
<b>PESR</b>	Département des solutions financières, politiques et réglementations de l'énergie, BAD	<b>VAN</b>	Valeur actualisée nette

\*1 Unité de compte (UA) = 1,38 Dollars américains (USD) au 30 novembre 2018



# Résumé analytique

## Contexte

La Stratégie décennale de la Banque africaine de développement (SD) 2013-2022 est centrée sur l'amélioration de la qualité de la croissance de l'Afrique grâce à une croissance inclusive et à la transition vers une croissance verte. L'accès à l'énergie est un préalable important à une croissance économique inclusive et à large assise, qui soit durable sur le plan environnemental. Ce rapport résume les preuves, les constatations et les enseignements tirés d'une évaluation indépendante de l'assistance apportée par le Groupe de la Banque africaine de développement (BAD, ou « la Banque ») au secteur de l'énergie pendant la période 1999-2018. Cette évaluation est arrivée à point nommé, compte tenu du déficit d'accès à l'électricité en Afrique subsaharienne, des nouveaux défis énergétiques posés par le changement climatique, et des opportunités offertes par les progrès réalisés dans le domaine des technologies relatives aux énergies renouvelables. L'évaluation devrait soutenir la mise en œuvre de la stratégie de la Banque relative au Nouveau Pacte pour l'énergie en Afrique 2016-2025 (NDEA), une initiative menée en partenariat, dont l'ambitieux objectif est de parvenir à un accès universel à l'énergie en Afrique d'ici 2025.

## Assistance de la Banque au secteur de l'énergie

Entre 1999 et 2018, la Banque a consacré près de 13 milliards d'unités de compte (UC) pour soutenir diverses interventions d'investissement et hors

investissement dans les pays membres régionaux (PMR). Le secteur représentait environ 18,9 % de l'ensemble des engagements du groupe de la Banque, se classant au troisième rang en termes d'assistance totale, après le multisecteur (22 %) et les transports (19,4 %). 62 pour cent des projets sur la période ont été approuvés à la suite de l'adoption de la Politique du secteur de l'énergie de la Banque en 2012. En outre, les projets d'investissement visant à combler le déficit d'accès à l'énergie ont dominé le portefeuille de l'institution, les interventions en matière de réforme au niveau des politiques et des institutions ayant également connu une augmentation notable. Entre 1999 et 2018, le portefeuille actif de la Banque dans le secteur de l'énergie représentait 62 % des 306 projets approuvés. Ces projets représentaient également 89 % du montant net approuvé.

De cette assistance du secteur de l'énergie, le sous-secteur de la production d'électricité a été dominant. Sur les 13 milliards d'UC de soutien au secteur, environ la moitié - 6 milliards d'UC (49 %) - a été consacrée à des projets de production d'électricité ; venaient ensuite l'extension/amélioration du réseau national (21 %), l'interconnexion régionale (12 %) et les opérations d'appui programmatique (OAP) (9 %). Toutefois, un déclin progressif en termes de production d'électricité a été observé, surtout après l'approbation de la politique du secteur de l'énergie de 2012, avec un recentrage important sur le transport et la distribution. Le soutien à l'efficacité énergétique et à la cuisson non polluante reste marginal, malgré une augmentation dans le portefeuille après 2011.

Le guichet BAD représente près des deux tiers des engagements du Groupe de la Banque dans le secteur de l'énergie, soit un total de près de 8 milliards d'UC. Les prêts-projets restent cependant l'instrument financier le plus important utilisé par la Banque. Les OAP gagnent en importance dans le portefeuille du secteur de l'énergie. Ces dernières années, le Groupe de la Banque a davantage mis l'accent sur la mobilisation de ressources en capital pour soutenir le développement des infrastructures dans les PMR. Ces ressources ont été tirées de multiples autres sources de financement canalisées par la Banque – par exemple, les mécanismes de financement du climat<sup>2</sup>, les accords de cofinancement<sup>3</sup> et les fonds fiduciaires administrés par la Banque<sup>4</sup>.

La production d'électricité propre suscite un intérêt croissant et l'engagement de la Banque à tirer parti des abondantes ressources énergétiques renouvelables de l'Afrique va grandissant. Le financement des projets de production d'électricité a connu une évolution décisive en faveur des énergies renouvelables. En particulier, la période 2012-2015 a marqué une rupture avec le passé, où les énergies renouvelables ont représenté les deux tiers de l'aide totale à la production d'électricité. Les sources d'énergie solaire et éolienne constituent la majeure partie de l'engagement de la Banque en faveur des énergies renouvelables.

La région d'Afrique australe est le plus grand bénéficiaire de l'aide de la Banque au secteur de l'énergie, avec un total d'environ 29 % (soit 4 milliards d'UC), le plus grand destinataire en étant l'Afrique du Sud. La part de l'aide à l'Afrique centrale dans le secteur de l'énergie est la plus faible (5 %) et n'a pas augmenté de manière notable au fil du temps. L'aide au secteur de l'énergie destinée aux États en transition a augmenté, tandis que les opérations multinationales prennent de l'ampleur en appui à l'objectif d'intégration régionale africaine.

Entre 1999 et 2018, une part importante de l'aide au secteur de l'énergie a été consacrée aux investissements dans le secteur privé de l'électricité en Afrique. Partant d'un investissement pratiquement nul en 1999, le Groupe de la Banque avait, en décembre 2018, engagé 2,72 milliards d'UC d'approbations nettes en termes d'investissements dans le secteur privé de l'électricité sur le continent. Cela représente près d'un cinquième du total des approbations nettes dans le secteur de l'énergie sur la période 1999-2018. Le secteur privé a apporté une contribution importante à l'expansion de la capacité de production d'énergie dans les PMR, principalement dans le cadre de projets thermiques, avec la participation des producteurs d'électricité indépendants (PEI).

## But de l'évaluation

Cette évaluation vise à éclairer les futures orientations stratégiques et opérationnelles de l'assistance de la Banque au secteur de l'énergie, y compris son emblématique NDEA, en faisant le point sur les résultats de l'assistance de la Banque au cours de la période 1999-2018 et en tirant des enseignements pour le travail futur. Elle est destinée à aider la Direction de la Banque à i) rendre compte des résultats des investissements de l'institution dans le secteur de l'énergie, en déterminant dans quelle mesure ils ont contribué au développement de ce secteur dans les PMR ; et ii) à apprendre de son expérience opérationnelle en identifiant les enseignements tirés sur la manière dont la Banque peut contribuer le plus efficacement à l'amélioration de la performance du secteur de l'énergie dans ses PMR.

## Méthodologie

En fonction de l'état du portefeuille de la Banque dans le secteur de l'énergie, des approches sommatives et formatives ont été utilisées pour mener l'évaluation. Premièrement, une approche sommative a été appliquée pour évaluer les projets achevés, en particulier ceux relevant de la période d'approbation 1999-2015. Cette approche a servi à la fois à des fins de responsabilisation et d'apprentissage. Elle a permis à l'équipe d'évaluation de tirer des conclusions sur les performances passées, afin de guider les efforts en cours et futurs dans le secteur de l'énergie. La conception de l'évaluation a utilisé une approche théorique et une approche systémique combinées, avec les critères d'évaluation standard du CAD de l'OCDE : la pertinence, l'efficacité et l'efficience de l'aide de la Banque au secteur de l'énergie, et la durabilité des avantages. L'évaluation a utilisé une échelle de notation en quatre points : très satisfaisant, satisfaisant, insatisfaisant et très insatisfaisant.

Deuxièmement, pour les projets approuvés depuis l'adoption du NDEA (c'est-à-dire depuis 2016), dont beaucoup étaient encore en cours au moment de l'évaluation, une approche formative a été suivie (sauf pour l'évaluation des premières années de mise en œuvre, qui est sommative). Cela a permis d'évaluer la qualité globale de la stratégie du NDEA. L'évaluation passe en revue les activités de la BAD dans l'ensemble du secteur de l'énergie, depuis le lancement de la stratégie du NDEA, afin d'évaluer dans quelle mesure celle-ci est prise en compte dans ces activités. L'évaluation a également porté sur le processus de conception et la qualité du NDEA, ainsi que sur l'adéquation des dispositions institutionnelles mises en place pour le réaliser.

Cet objectif global est divisé en quatre parties : i) évaluation de la pertinence des objectifs du NDEA ; ii) évaluation de la qualité et de la pertinence de la conception du NDEA pour atteindre les objectifs ; iii) évaluation de la capacité à mettre en œuvre le NDEA, et iv) évaluation des éléments probants des premières années de mise en œuvre du NDEA. L'approche formative a été orientée vers la correction de la trajectoire, tant sur le plan analytique que pour éclairer les recommandations.

L'évaluation comprend six composantes essentielles : i) un examen du portefeuille, ii) des analyses documentaires et des politiques, iii) des études de cas par pays, iv) des évaluations groupées, v) une évaluation de la qualité à l'entrée et vi) une analyse comparative.

Comme toute évaluation, celle-ci a inévitablement certaines limites. La première concerne les indicateurs pour lesquels les données sont limitées. La seconde concerne le défi posé par l'absence d'application uniforme d'une théorie du changement (TdC) dans les différents documents de référence. Cette situation n'est pas sans conséquence sur le bien-fondé de l'évaluation de certains résultats intermédiaires, qui ont été dûment mis en évidence, le cas échéant, dans le présent rapport. Enfin il y avait des bases de données multiples et parfois incohérentes ainsi que des problèmes d'exhaustivité des données provenant de SAP (systèmes, applications et produits) dans le cas de l'examen du portefeuille, y compris la classification des projets. Pour remédier à ce problème, la base de données du complexe PEVP (Électricité, énergie, climat et croissance verte) sur les projets du secteur de l'énergie a été utilisée comme référence pour générer une base de données harmonisée.

## Constatations

### L'approche sommative: Performance des opérations évaluées

*Dans quelle mesure l'assistance de la Banque au secteur de l'énergie est-il pertinent ?*

**La pertinence de l'assistance de la Banque a été jugée satisfaisante. Les projets approuvés avant 2012 montrent un pourcentage plus élevé de satisfaction ou de plus (84% par rapport à 74% après) en termes de pertinence. L'appui de la Banque au secteur a été pertinent pour aider le continent africain dans son ensemble à relever les défis qui se posent dans le secteur de l'énergie.** Les objectifs des documents stratégiques (politiques, stratégies et initiatives) de la Banque dans le secteur de l'énergie sont principalement axés sur le renforcement de l'accès équitable à l'énergie, la sécurisation de l'approvisionnement et l'atténuation de l'impact du changement climatique pour une croissance et un développement socioéconomique durables, verts et inclusifs en Afrique. Ces objectifs sont en phase avec les politiques et stratégies de la Banque, les priorités des PMR et les objectifs internationaux (par exemple, la Stratégie décennale (SD) 2013-2022 et la Stratégie à moyen terme (SMT) 2008-2013) de la Banque, en plus des documents de politique et de stratégie sectorielles pertinents, y compris ceux relatifs à l'intégration régionale : Consortium pour les infrastructures en Afrique (ICA), Plan d'action sur le changement climatique (CCAP) pour 2011-2015 et 2016-2020, Objectifs du Millénaire pour le développement (OMD) et, plus récemment, Objectifs de développement durable (ODD). En outre, les objectifs des projets/programmes et initiatives de la Banque dans le secteur de l'énergie étaient généralement en adéquation avec ses politiques et stratégies institutionnelles, les Documents de stratégie pays (DSP) applicables et les priorités des PMR.

La qualité de la politique du secteur de l'énergie de la Banque de 2012 est comparable à celle des politiques

d'autres banques multilatérales de développement (BMD), les interventions de la Banque apportant une valeur ajoutée dans les domaines de la participation du secteur privé, du changement climatique et de la coopération régionale. La conception du NDEA répond aux lacunes constatées dans le cadre de l'examen du portefeuille de la BAD dans le secteur de l'énergie avant le NDEA, et ce à bien des égards. Cependant, une théorie du changement (TdC) commune pour le secteur de l'énergie, à laquelle il convient de se référer au stade de la conception de chacun des projets, n'est présentée dans aucun des documents de politique/stratégie. En conséquence, si les objectifs du NDEA sont clairs, le cadre logique permettant de les atteindre (TdC) l'est moins. Les stratégies de comparaison avec le NDEA présentent des lacunes analogues dans leurs cadres logiques. Les cibles globales du NDEA sont cependant excessivement ambitieuses, par rapport aux objectifs des stratégies de comparaison et aux ODD.

La conception des projets de la Banque dans le secteur de l'énergie était généralement insatisfaisante, en raison de lacunes dans certains domaines essentiels, comme l'évaluation des risques et la planification sectorielle à long terme. Elle n'était pas propice à l'amélioration de l'accès et de l'utilisation de l'électricité fiable et abordable pour tous en raison des problèmes liés aux environnements réglementaires dans les PMR et d'une moindre attention portée aux aspects de la chaîne de valeur de l'électricité relatifs au transport et à la distribution.

*Dans quelle mesure l'assistance de la Banque au secteur de l'énergie a-t-il été efficace ?*

**Dans l'ensemble, l'efficacité de l'assistance de la Banque au secteur de l'énergie a été jugée satisfaisante.** L'assistance de la Banque a produit les extrants escomptés ; toutefois, les progrès ont été lents en ce qui concerne les objectifs de haut niveau auxquels l'appui visait à contribuer. En général, l'accès à l'énergie en Afrique reste faible et les progrès vers l'accès pour tous sont lents.

L'assistance de la Banque a permis d'élargir l'accès à l'électricité grâce à un meilleur approvisionnement (par la production ou l'échange d'électricité). Néanmoins, l'amélioration de la gouvernance du secteur reste problématique, avec des faiblesses dans les cadres réglementaires des PMR. Ces faiblesses découlent de l'absence de politiques énergétiques globales dans ces pays, ce qui limite les possibilités de réformes tarifaires. L'intervention de la Banque n'a pas toujours contribué à rendre les services énergétiques plus abordables pour les utilisateurs finaux bénéficiaires, en particulier les pauvres. L'utilisation par la Banque d'instruments autres que le prêt pour soutenir la réalisation des résultats des projets a été relativement limitée, bien qu'elle ait été efficace lorsqu'elle a été employée. Dans le même temps, la Banque a également raté des occasions de fournir un soutien hors prêts en matière de politiques et d'assistance technique (AT), qui aurait pu contribuer au succès de ses opérations.

*Dans quelle mesure l'assistance de la Banque a-t-elle été fournie de manière efficiente ?*

**L'efficacité de l'appui de la Banque sous forme de projets a été jugée insatisfaisante. Il est toutefois important de noter que, depuis 2009, les retards dans le secteur de l'énergie ont sensiblement diminué.** L'évaluation a mis en évidence des problèmes de retards et de dépassements de coûts qui ont compromis la performance des projets du secteur de l'énergie et constitué la menace la plus importante pour l'efficacité des projets, les interconnexions électriques représentant la majeure partie des retards enregistrés. Les problèmes

étaient également liés aux glissements dans les calendriers de mise en œuvre, dus à des retards dans l'entrée en vigueur des accords de prêt/don et à des changements dans la conception des projets. Toutefois, entre les projets du secteur public et ceux du secteur privé, ces derniers n'ont connu que des retards modérés. Il est aussi important de noter qu'entre 2009 et 2018, les retards dans le secteur de l'énergie ont considérablement diminué, pour atteindre une moyenne de onze mois, par rapport à la période 1999 - 2008, où la moyenne était de 47 mois. Les variations de coûts, qu'il s'agisse de dépassements ou de sous-utilisations, ont également affecté la mise en œuvre des projets dans tous les secteurs. Les opérations du secteur privé ont connu un pourcentage moyen élevé de variation des coûts (24 %), comparés aux opérations du secteur public (10 %).

Le taux de rentabilité interne économique (TRIE) ex ante, calculé dans le cadre de la conception du projet, a été estimé dans la quasi-totalité des projets de l'échantillon. Cependant, les résultats de l'évaluation économique des projets d'investissement sont incertains, car ils sont fondés sur les valeurs futures de variables qui sont sujettes à une forte variabilité. La légitimité des évaluations du TRIE est donc contestable dans certains cas, compte tenu de la mesure dans laquelle des paramètres cachés peuvent influencer le résultat final lorsqu'on utilise une méthode traditionnelle, telle que le scénario « avec ou sans le projet » ou une analyse au moindre coût. En outre, les analyses de sensibilité exigent une évaluation plus rigoureuse.

*Dans quelle mesure les résultats de l'assistance de la Banque au secteur de l'énergie sont-ils durables ?*

**Dans l'ensemble, la durabilité des réalisations des interventions dans le secteur de l'énergie a été jugée satisfaisante, bien que la précarité de la viabilité financière du secteur soit une menace à la durabilité à long terme des résultats obtenus. Une baisse sensible a été observée pour les interventions du secteur de l'énergie approuvées depuis 2012.** Néanmoins, la plupart des projets de l'échantillon (93 %) étaient techniquement solides. L'utilisation d'une tension de transport plus élevée (par exemple 400 kV), considérée comme techniquement appropriée du fait qu'elle réduit l'ampleur du courant transporté et donc les pertes associées aux longues lignes de transport, en est un bon exemple. En outre, le choix d'une tension plus élevée permet le transport d'électricité sous l'eau (comme dans le cas du Maroc/Espagne) et l'interconnexion asynchrone de réseaux qui fonctionnent à des fréquences différentes ou qui sont autrement incompatibles. L'utilisation de la technologie de la fibre optique sur le réseau de transport pour la communication et la surveillance du système est considérée comme une technologie de pointe dans l'industrie de l'énergie (voir, par exemple, les projets Manantali et Maroc/Espagne).

Dans l'ensemble, il n'y a pas de problèmes majeurs concernant la durabilité environnementale et sociale des projets de l'échantillon. Cela est probablement dû au fait que la viabilité environnementale a été fortement prise en compte dans la conception des projets. Toutefois, si la conception comprenait des études d'évaluation de l'impact environnemental pour les projets de catégorie 1, la mise en œuvre de leurs recommandations n'était pas toujours garantie.

Il est important, pour la durabilité du secteur, de tirer parti des technologies à faible intensité de carbone et des ressources indigènes pour répondre aux besoins énergétiques de l'Afrique. Cette affirmation est étayée par le fait que le coût des technologies

d'énergie renouvelable (par exemple, l'énergie solaire photovoltaïque et éolienne) a rapidement diminué. Cependant, malgré cette réduction impressionnante des coûts, certaines analyses donnent à penser qu'une réduction plus poussée des émissions de carbone entraînerait une augmentation des coûts du système. Si les émissions de carbone liées à la production d'électricité sont relativement faibles pour de nombreux pays africains, le changement d'affectation des terres et l'agriculture ont été les principaux moteurs des émissions de gaz à effet de serre. Ces émissions sont généralement dues à la déforestation pour fournir du bois de chauffe et du charbon de bois pour la cuisine et le chauffage.

La probabilité de l'entretien à long terme des infrastructures électriques était associée à la force du modèle d'affaires de compagnies d'électricité (c'est-à-dire la durabilité institutionnelle, le renforcement des capacités). L'obtention de ressources financières pour assurer la couverture des coûts récurrents, y compris l'entretien des infrastructures, dépendait de la force institutionnelle et financière de la compagnie d'électricité concernée dans ses efforts de génération de recettes. L'assistance de la Banque aux PMR pour l'évaluation, la mobilisation et la protection des ressources pour les coûts récurrents de maintenance des infrastructures était inégale d'un projet à l'autre. En revanche, les projets d'interconnexion électrique génèrent suffisamment de revenus pour les pays exportateurs pour garantir la poursuite des exportations.

La Banque a encouragé la participation du secteur privé à la production d'électricité et au financement de l'entretien des infrastructures. Toutefois, plusieurs facteurs ont limité les avantages absolus tirés de la participation du secteur privé. Parmi ces facteurs, figurent notamment : i) une structure de gouvernance avec la participation du secteur privé qui ne garantissait pas l'optimisation des ressources ou l'entretien à long terme, ii) des coûts d'exploitation et d'entretien accrus et iii) une infrastructure de transport médiocre.

Les politiques et les cadres réglementaires régionaux et nationaux sont les facteurs essentiels qui influencent la durabilité institutionnelle, en particulier des projets d'interconnexion électrique dont les recettes sont générées directement ou indirectement pour les pays importateurs comme pour les pays exportateurs. Une action de suivi et de gestion continue visant à soutenir le renforcement institutionnel des sociétés d'électricité était présente dans 60 % des projets de l'échantillon.

### **L'approche formative : Mise en œuvre du NDEA**

*Quelle est la capacité réelle de mise en œuvre du NDEA ?*

**L'évaluation de la mise en œuvre du NDEA montre que le niveau actuel d'allocation des ressources de la Banque est insuffisant pour atteindre les objectifs fixés par le NDEA.**

La BAD a augmenté les fonds destinés au secteur de l'énergie depuis le lancement du NDEA, mais pas dans la mesure nécessaire pour atteindre les objectifs de la stratégie. La récente augmentation générale du capital (AGC-7) de la BAD de 125 %, qui a porté celui-ci à 208 milliards de dollars, et la reconstitution du Fonds africain de développement (FAD) seront essentielles pour atteindre les objectifs du NDEA dans les années à venir. L'augmentation du volume des opérations non souveraines (ONS) accroîtra également les possibilités de mobiliser d'autres sources de financement, ce qui renforcera l'impact de la contribution de la BAD au secteur.

**La réorganisation de la Banque en vue de la mise en œuvre des « Top 5 »<sup>5</sup> s'est heurtée à plusieurs difficultés.** Comme pour les ressources financières, il n'y a pas eu d'engagement explicite ni spécifique en matière de ressources humaines pour mettre en œuvre le NDEA. Cependant, la BAD a signifié son engagement clair à fournir des ressources pour la mise en œuvre du NDEA, à travers la création

du complexe PEVP en 2016 et le recrutement de nouveaux agents. Cependant, les responsabilités relatives aux objectifs du NDEA ne sont pas bien répercutées à tous les échelons de la hiérarchie des complexes concernés pour permettre une mise en œuvre plus systématique. En outre, les objectifs du NDEA ne se reflètent pas efficacement dans les programmes de travail des individus au sein du complexe. La mesure dans laquelle des ressources humaines sont allouées aux stratégies des bailleurs de fonds et des BMD de comparaison est également contrastée. Le programme Power Africa de l'USAID<sup>6</sup> a la description la plus claire des affectations de ressources humaines destinées à la mise en œuvre de la stratégie.

**La stratégie initiale de la BAD pour le NDEA a mis les partenariats au cœur de ses préoccupations.**

Le NDEA est décrit comme une « initiative axée sur le partenariat », visant à réaliser l'accès universel à l'énergie en Afrique. Certains éléments donnent à penser que la BAD coordonne les activités des donateurs pour atteindre l'objectif du NDEA avec certaines initiatives spécifiques, telles que « Le marché de l'électricité en Afrique » et « L'Initiative Desert to Power », qui démontrent bien le pouvoir fédérateur de la Banque et les possibilités qu'offre l'utilisation du NDEA pour mobiliser l'action à travers le continent. En outre, la Banque a réussi à faire participer davantage de partenaires et de bailleurs de fonds à des plateformes et des dispositifs existants, tels que le SEFA. Toutefois, si les partenaires au développement sont généralement conscients de l'existence du NDEA, ce potentiel n'est pas pleinement exploité pour atteindre les objectifs de ce dernier. En effet, en général, le groupe de partenaires de la BAD dans les PMR a une mauvaise compréhension du NDEA. En revanche, toutes les stratégies de référence contiennent une certaine description de la manière dont les partenariats seraient utilisés, celle de Power Africa étant la plus claire.

*À propos des premières années de mise en œuvre de la stratégie du NDEA*

**La sensibilisation des parties prenantes, en particulier au niveau national, est faible.** Moins de la moitié des parties prenantes du secteur de l'énergie interrogées dans le cadre des études de cas nationales connaissaient l'existence du NDEA, la proportion étant inférieure à 10 % dans un pays. Bien que la BAD ait mis en place des partenariats solides avec les gouvernements de nombreux PMR, ces partenariats ont manifestement accordé peu d'importance au NDEA en tant que stratégie. La faible prise de conscience du NDEA parmi les parties prenantes peut également être liée à un manque de suivi après le lancement des présentations dans les premiers jours du NDEA. Certaines des stratégies de comparaison par rapport auxquelles le NDEA est évalué ont été diffusées plus efficacement. Étant donné l'importance des objectifs du NDEA pour la stratégie globale de la BAD et la réalisation des « Top 5 », une meilleure diffusion de la stratégie, tant au niveau interne qu'externe, sera probablement essentielle à son succès futur.

**Dans l'ensemble, la mise en œuvre du NDEA comporte des lacunes.** Il n'existe pas de processus permettant de suivre régulièrement les progrès réalisés par rapport aux objectifs ou de traiter systématiquement les domaines dans lesquels les performances sont insuffisantes. Malgré l'absence d'une approche systématique pour rééquilibrer le portefeuille en vue d'atteindre les objectifs du NDEA, une réallocation de fonds a été effectuée, qui est globalement conforme aux objectifs du NDEA. Cependant, les prochaines étapes immédiates énoncées dans la stratégie du NDEA n'ont pas été exécutées. Par exemple, un « projet pilote » au Mozambique suscitait de l'intérêt dans le cadre du NDEA, mais le soutien à sa mise en œuvre a été insuffisant. La réduction de l'attention portée aux programmes phares du NDEA a coïncidé avec la mise en place d'un nouveau complexe centré sur le NDEA. En outre, les objectifs de ce dernier ne

semblent pas être bien intégrés dans le processus décisionnel du PEVP. Enfin, seuls deux tiers de l'objectif de financement de la Banque entre 2016 et 2018 ont été atteints.

## Recommandations

L'Évaluation indépendante du développement (IDEV) formule les recommandations suivantes :

1. **La Banque devrait améliorer la qualité de la gestion, de la mesure et de la communication des résultats du NDEA.** Les actions prioritaires consistent notamment à :
  - Réviser les cibles fixés en termes de contribution de la BAD à la réalisation des objectifs du NDEA et définir des responsabilités claires, qui soient répercutées à tous les échelons de la hiérarchie des complexes concernés.
  - Veiller à ce que la conception, le suivi et l'évaluation des interventions dans le secteur de l'énergie et les documents stratégiques soient fondés sur une théorie du changement bien articulée.
2. **La Banque devrait renforcer son assistance aux PMR afin de renforcer leurs capacités à formuler et à mettre en œuvre des politiques énergétiques globales qui intègrent des plans de développement énergétique à long terme, des stratégies de sécurité énergétique et des plans d'efficacité énergétique et de conservation d'énergie.** Les actions prioritaires consistent notamment à :
  - Accroître l'utilisation d'instruments hors prêts (par exemple, les travaux analytiques, l'assistance technique) pour aider à élaborer des possibles solutions énergétiques à moindre coût.

- Renforcer le dialogue en matière de politiques sur la base de stratégies nationales de réforme sectorielle et de feuilles de route bien définies et structurées, afin d'obtenir et de maintenir l'engagement des gouvernements.
3. **La Banque devrait accroître son soutien aux PMR, par le truchement de son programme de transformation des compagnies d'électricité, pour renforcer les performances de ces compagnies et en favoriser la viabilité financière du système électrique.** Les actions prioritaires consistent notamment à :
- Envisager la possibilité d'équilibrer ses investissements entre la production, le transport et la distribution d'électricité.
  - Envisager d'adopter une approche globale des facteurs de coût de l'électricité, à une conception novatrice des subventions, et à
- la tarification de l'électricité afin d'éclairer la fixation des tarifs pour soutenir la mise en œuvre du programme du NDEA relatif à la transformation des compagnies d'électricité.
4. **La Banque devrait accroître ses financements en faveur des PMR et du secteur privé pour assurer un accès durable à l'énergie en Afrique.** Les actions prioritaires consistent notamment à :
- Intensifier les approches de financement mixte pour mobiliser davantage d'investissements du secteur privé et des financements concessionnels créatifs et, ainsi, contribuer à combler le déficit de financement persistant dans le secteur de l'énergie en Afrique.
  - Augmenter les ressources destinées à l'assistance technique et à la préparation des projets afin d'optimiser ses investissements.



# Réponse de la Direction

La Direction se félicite de l'évaluation par IDEV de l'assistance apportée par la Banque au secteur de l'énergie pendant la période 1999-2018. L'évaluation d'IDEV arrive à point nommé, car la Direction lancera prochainement son examen à mi-parcours de la Stratégie de la Banque relative au Nouveau Pacte pour l'énergie en Afrique. Par ailleurs, dans le cadre de la septième Augmentation générale du capital de la Banque (AGC-VII) et de la quinzième reconstitution du Fonds africain de développement (FAD-15) récemment mises en œuvre, la Banque a pris plusieurs nouveaux engagements dans le secteur de l'énergie : i) renforcer le dialogue sur la politique énergétique, ii) élargir l'accès à l'électricité grâce à des solutions énergétiques décentralisées basées sur le réseau et les énergies renouvelables, iii) assurer la transition vers une production accrue d'énergies renouvelables, iv) accorder une plus grande attention à l'efficacité énergétique, et v) renforcer les interconnexions de transport d'électricité, les pools énergétiques et les échanges commerciaux au niveau régional. C'est dans ce contexte que la Direction s'est employée à répondre aux questions soulevées par IDEV et à dresser la liste des actions qu'elle propose de mener.

## Introduction

La Banque est pleinement consciente que la pauvreté énergétique est très répandue au sein de ses pays membres régionaux (PMR) et qu'il est urgent de remédier au déficit énergétique de l'Afrique. C'est pourquoi elle a déployé des efforts accrus pour combler le déficit énergétique au cours de la période couverte par l'évaluation d'IDEV (1999 - 2018).

Il convient de noter qu'en 2012, la Banque a révisé sa Politique relative au secteur de l'énergie afin d'aider les PMR à i) fournir à l'ensemble de leur population et de leurs secteurs productifs un accès à des services énergétiques modernes, peu coûteux et fiables, et ii) à développer leur secteur énergétique d'une manière durable sur le plan social, économique et environnemental. La mise en œuvre de ces objectifs nécessite des ressources importantes. C'est pourquoi la Banque a lancé en 2016 le Nouveau Pacte pour l'énergie en Afrique couvrant la période 2016-2025.

Le Nouveau Pacte pour l'énergie en Afrique est une initiative fondée sur un partenariat qui guide les interventions de la Banque pour alimenter le continent en énergie afin de mettre fin à la pauvreté énergétique, de favoriser l'industrialisation et de stimuler la croissance économique. Pour atteindre cet

objectif, le Nouveau Pacte pour l'énergie en Afrique adopte une vision globale des besoins du secteur de l'énergie. Cette vision englobe la production, le transport et la distribution sur le réseau, ainsi que les solutions énergétiques distribuées, l'efficacité énergétique et la cuisson propre. Pour mettre en œuvre le Nouveau Pacte pour l'énergie en Afrique, la Banque a créé en 2017 le Complexe de l'électricité, l'énergie, du changement climatique et de la croissance verte (PEVP).

Au cours de la période d'évaluation (1999-2018), et plus particulièrement pendant la deuxième décennie, le secteur de l'énergie a connu des changements importants encouragés par la Banque, à travers l'augmentation des investissements du secteur privé, une plus grande attention portée aux énergies renouvelables (grâce à des réductions de coûts significatives), le développement des solutions distribuées, un accent plus marqué sur l'intégration régionale en vue de garantir l'accès universel à l'énergie, l'adoption de méthodes de financement innovantes, la création de pools énergétiques régionaux et l'accélération des réformes du secteur de l'électricité.

Dans le même temps, le rapport d'IDEV a identifié plusieurs lacunes que la Direction avait également

relevées ces dernières années, notamment l'absence de politiques énergétiques globales dans les PMR, qui réduisent le potentiel des réformes tarifaires. Les interventions de la Banque n'a pas toujours contribué à rendre les services énergétiques des PMR plus abordables pour les utilisateurs finaux bénéficiaires, notamment les pauvres. La Banque a très peu eu recours aux activités hors prêt pour soutenir la réalisation des résultats des projets, même si celles-ci ont fait leurs preuves lorsqu'elles ont été utilisées. Dans le même temps, la Banque a laissé passer certaines occasions où elle aurait pu apporter une assistance technique (AT) qui aurait contribué à une meilleure performance des opérations.

Pour remédier à cette situation, la Direction a pris les mesures suivantes : i) la création en 2018 du Marché de l'énergie en Afrique, qui renforce le dialogue sur les politiques en réunissant les parties prenantes publiques et privées ; ii) la conception du Programme de transformation durable des services publics pour améliorer la performance des services publics ; iii) les travaux engagés depuis 2018 pour mettre en place le Programme d'assistance technique au secteur de l'énergie en Afrique (AESTAP) afin d'augmenter les ressources destinées aux activités hors prêt ; et iv) l'attention accrue portée depuis 2016 à la mise en œuvre des projets dans le cadre du déploiement du Modèle de développement et de prestation de services de la Banque.

L'évaluation d'IDEV fait également état de progrès globalement insuffisants vers l'accès universel à l'énergie, en raison notamment des contraintes pesant sur les PMR, parmi lesquels figurent une planification sectorielle à long terme inadéquate et la situation financière difficile des services publics. Compte tenu de l'ampleur du défi posé par l'accès à l'énergie, la Banque reconnaît qu'il est nécessaire d'améliorer la coordination entre les parties prenantes et d'intégrer les plans d'accès à l'énergie.

Pour l'avenir, les éléments ci-après tirés de l'évaluation d'IDEV permettront d'améliorer le soutien de la Banque et d'orienter ses interventions dans les différents aspects du secteur de l'énergie :

- *Recalibrer les objectifs et les cibles du Nouveau Pacte pour l'énergie en Afrique.* Dans le cadre du prochain examen à mi-parcours, la Banque examinera en profondeur le Nouveau Pacte pour l'énergie en Afrique, notamment son alignement sur les objectifs des autres parties prenantes (par exemple, l'objectif de développement durable n° 7 des Nations unies). L'examen permettra également d'évaluer la contribution de la Banque à ces objectifs et d'estimer les ressources financières et humaines nécessaires pour les atteindre.
- *Accroître le financement consacré à l'accès universel à l'énergie.* L'AGC-VII et la reconstitution du FAD-15 serviront à soutenir les PMR pour financer l'accès universel à l'énergie à mesure que les PMR multiplieront les initiatives dans ce sens. Cette mobilisation des ressources et la mise en œuvre du modèle « Une seule Banque » permettront de renforcer les effectifs de la Banque qui travaillent dans ce secteur.
- *Renforcer le dialogue sur les politiques.* Dans le secteur de l'énergie, il est indispensable de mettre en place de bonnes politiques pour réaliser des progrès. C'est pourquoi la Banque intensifiera le dialogue sur les politiques, notamment avec le Marché de l'énergie en Afrique. Elle renforcera également ses travaux analytiques et axés sur le savoir, comme l'Indice de réglementation de l'électricité (ERI), afin de mieux guider et orienter ses opérations. Des initiatives spéciales telles que « Desert to Power » serviront de plateforme dédiée au dialogue de haut niveau sur les politiques pour accélérer l'électrification dans la région du Sahel, en particulier dans les pays du G5 Sahel.
- *Adopter une approche globale axée sur les services publics et les pools énergétiques.* Les services publics sont le point d'ancrage du secteur de l'énergie, mais la plupart d'entre eux se trouvent dans une situation financière catastrophique. La Banque accélérera la mise en œuvre du programme de transformation

durable des services publics et du programme régional d'accélération des projets énergétiques (y compris les projets PIDA PAP1/2 tels qu'Inga III et la création de marchés régionaux dans le secteur de l'électricité), en étroite collaboration avec ses partenaires. La Banque améliorera également la flexibilité des réseaux électriques afin que les sources d'énergie renouvelable puissent mieux pénétrer le marché, conformément aux recommandations du rapport de la Banque intitulé *Revisiting Power Sector Reforms in Africa* (2018/19). La Composante verte de production d'électricité de base du Fonds pour l'énergie durable en Afrique (SEFA) soutiendra ces efforts.

- *Privilégier les solutions d'accès à l'énergie distribuée.* Étant donné que la plupart des Africains vivent dans des zones rurales, des solutions décentralisées doivent être intégrées dans les politiques d'électrification des pays et des cadres réglementaires appropriés doivent être mis en place. La Banque a été à la pointe de la mise à l'échelle des solutions distribuées grâce à des programmes tels que le programme de développement du marché des mini-réseaux verts, la facilité pour l'inclusion énergétique et le programme de financement des entreprises de services énergétiques distribués (DESCO).

- *Intensifier les financements innovants.* Les approches de financement traditionnelles ne suffisent pas pour financer l'accès universel à l'énergie au cours de la prochaine décennie. La Banque entend donc multiplier les approches novatrices, en s'appuyant sur des modèles comme le premier projet de financement axé sur les résultats (au Rwanda) et en combinant des financements concessionnels et climatiques pour améliorer la durabilité et réduire les risques liés aux projets, comme cela a été fait, entre autres, au titre du programme d'électrification rurale Yeleen au Burkina Faso, du projet éolien du lac Turkana au Kenya (un producteur d'électricité indépendant) et des projets solaires Noor au Maroc.

- *Améliorer le suivi et les rapports.* Pour accroître la visibilité des réalisations de la Banque en matière d'accès à l'énergie, un outil de suivi et de présentation de rapports est en cours d'élaboration. Il sera particulièrement utile pour le suivi des objectifs du Nouveau Pacte pour l'énergie en Afrique. Cet outil sera complété par un système de suivi et d'évaluation plus solide qui repose sur une théorie du changement bien énoncée et qui s'appuie sur des indicateurs soigneusement choisis et un mécanisme rigoureux de suivi des risques dans le cycle de vie des interventions dans le secteur de l'énergie.

## Pertinence du soutien de la Banque

La Direction accueille favorablement la conclusion d'IDEV selon laquelle le soutien de la Banque au secteur de l'énergie a été très pertinent. Qu'il s'agisse de stimuler l'accès à une énergie équitable, de garantir l'approvisionnement en électricité ou d'atténuer les effets du changement climatique pour promouvoir une croissance durable, verte et inclusive, les interventions de la Banque se sont inscrites dans le droit fil des priorités des pays et des communautés économiques régionales, ainsi que de ses propres politiques et orientations stratégiques.

Dans le même temps, la Direction reconnaît la nécessité de mettre en place une planification sectorielle intégrée à plus long terme, de renforcer le capital humain et d'améliorer l'évaluation et l'atténuation des risques lors de la conception des projets, notamment par l'amélioration de la viabilité financière des services publics, l'adoption de tarifs de détail reflétant les coûts et l'amélioration de la fiabilité des réseaux. La Banque s'emploie donc à améliorer ses pratiques d'évaluation des risques et à atténuer ces derniers, dans la mesure du possible, par d'autres interventions (par exemple, l'assistance technique et les opérations fondées sur les politiques).

La Direction estime également qu'il est essentiel d'optimiser la coordination et l'enchaînement des interventions de la Banque et de ses partenaires

(par exemple, les réformes sectorielles, le renforcement des services publics ou la mise en place de lignes de transport liées à des projets de production), notamment par l'intermédiaire du Marché de l'énergie en Afrique. La Banque accordera une attention particulière à la conception et à la planification des programmes et projets régionaux prioritaires, qui sont les plus touchés par les retards de mise en œuvre.

Le secteur de l'énergie a un lien direct avec d'autres priorités de la Banque, telles que la sécurité alimentaire et la santé, et l'approche à adopter par rapport à ces domaines d'interaction sera développée davantage pendant l'examen à mi-parcours du NDEA.

La Direction reconnaît la nécessité de mieux structurer les objectifs du Nouveau Pacte pour l'énergie en Afrique en révisant le cadre de mesure des résultats. Ce cadre permettra de mesurer les résultats en matière de développement, en mettant l'accent sur l'attribution dans la mesure du possible et en rendant compte de manière plus précise de la contribution de la Banque au développement global. Par ailleurs, la Direction fera le point sur les résultats obtenus par rapport aux objectifs du Nouveau Pacte pour l'énergie en Afrique et établira une base pour accélérer leur réalisation. Ces mesures seront prises en compte dans l'examen du cadre de mesure des résultats de la Banque en cours d'élaboration.

## Efficacité du soutien de la Banque

La Direction se réjouit de la conclusion formulée par IDEV selon laquelle les interventions de la Banque dans le secteur de l'énergie ont permis d'obtenir les résultats escomptés, et notamment un meilleur accès à l'électricité. Toutefois, IDEV note que les progrès globaux vers la réalisation des objectifs de haut niveau auxquels la Banque entendait contribuer ont été lents en raison d'énormes déficits d'accès et de ressources et du temps consacré par les PMR à la conceptualisation et à la mise en œuvre des projets. Depuis le lancement du Nouveau Pacte de l'énergie en Afrique en 2016, la Banque a, pour sa part, accéléré

ses efforts pour éclairer l'Afrique et l'alimenter en énergie avec un volume d'investissements plus élevé d'environ 1,17 milliard d'UC par an en moyenne de 2016 à 2019 (1,47 milliard d'UC en 2019) contre environ 0,83 milliard d'UC entre 2012 et 2015. Les contraintes de marge et d'autres facteurs comme la viabilité financière du secteur de l'énergie pour les opérations non souveraines, ont cependant entravé les interventions de la Banque. Grâce à un dialogue stratégique soutenu sur la mise en place d'un environnement propice aux opérations dans le domaine de l'énergie, ainsi qu'aux ressources supplémentaires disponibles au titre de l'AGC-VII et du FAD-15, la Banque disposera des moyens nécessaires pour atteindre ses objectifs.

La Direction est d'avis que la Banque devrait renforcer les liens entre les activités hors prêt et les résultats des investissements. Grâce à une approche stratégique, sélective et proactive du développement des activités, la Banque compte tirer parti de ses outils de diagnostic uniques, tels que l'Indice de réglementation de l'électricité, pour travailler en étroite collaboration avec les PMR et ses partenaires en vue de résoudre les problèmes liés aux cadres stratégiques, juridiques et réglementaires ou aux capacités techniques. Ses activités prendront la forme d'une assistance technique et d'initiatives de renforcement des capacités (financées par des fonds fiduciaires ou des fonds spéciaux), soit dans le cadre d'opérations autonomes ou d'investissements plus importants.

## Efficience du soutien de la Banque

Malgré des progrès significatifs enregistrés dans la dernière partie de la période d'évaluation, il ressort de l'évaluation que les retards entraînant des dépassements de coûts ont pesé négativement sur les résultats et l'efficacité des projets. La Direction reconnaît que les projets énergétiques, en particulier les opérations souveraines, accusent souvent des retards pendant leur mise en œuvre. Les principales raisons de ces retards sont la lenteur des processus de ratification des prêts, la difficulté à respecter

les conditions préalables (environnementales et sociales, gestion financière, libération des fonds de contrepartie, etc.), et les procédures de passation de marchés qui sont souvent trop longues. La situation est beaucoup plus complexe dans le cadre des projets multinationaux. Ce sont des enjeux communs pour tous les bailleurs et la Banque travaille de concert avec d'autres partenaires à travers des dialogues réguliers, la participation à des groupes de travail sectoriels et à travers des interventions spécifiques qui soutiennent la formation afin d'y faire face.

Bien que les retards soient souvent causés par des facteurs externes à la Banque, la Direction considère qu'il est possible de mettre en œuvre les projets de manière plus efficace en accordant une plus grande attention à certains éléments au stade de la conception. La capacité des ressources humaines de la Banque est un facteur important : Malgré l'augmentation du nombre d'opérations approuvées dans le secteur de l'énergie ces dernières années (principalement des opérations souveraines), les effectifs affectés aux opérations souveraines n'ont pas augmenté de manière proportionnelle. Cette situation sera examinée dans le cadre de l'examen de la dotation globale en personnel. En ce qui concerne l'écosystème, le paysage est similaire, et la Direction espère que la mise en œuvre en cours du modèle « Une seule Banque » rendra un certain nombre de services institutionnels plus efficaces et plus efficaces.

L'évaluation d'IDEV soulève également la question de l'évaluation économique des opérations d'investissement. Les évaluations sont basées sur les valeurs futures des variables, qui sont très incertaines. Il est vrai que le manque de données aux niveaux national et régional compromet généralement la précision de ces paramètres. Compte tenu de la grande incertitude liée aux valeurs futures des variables et des indicateurs, une méthode plus rigoureuse d'analyse coûts-avantages devrait être appliquée. Par exemple, les analyses de sensibilité pourraient prendre en compte les impacts en matière de développement dans des scénarios plus défavorables.

## Durabilité des interventions dans le secteur de l'énergie

IDEV estime que la durabilité des interventions de la Banque est satisfaisante malgré la situation financière précaire des entités du secteur de l'énergie dans la plupart des pays. Il convient de noter que 93 % des projets examinés étaient techniquement solides et durables sur le plan environnemental et social, malgré les difficultés rencontrées dans la mise en œuvre des plans de gestion environnementale et sociale (PGES). La Direction renforcera la mise en œuvre des PGES en s'assurant que les clients honorent pleinement et sans délai leurs engagements.

Les coûts d'exploitation et de maintenance sont généralement supportés par les revenus d'exploitation des services publics. Cependant, compte tenu de la situation financière précaire de la plupart des compagnies africaines d'électricité, une grande partie de l'infrastructure électrique est en mauvais état. Il en résulte une augmentation des pertes au niveau du réseau et des problèmes de fiabilité en matière d'alimentation électrique. Au lieu d'aider les PMR à mobiliser et à sauvegarder des ressources pour couvrir les coûts récurrents et d'entretien des infrastructures, le Programme de transformation durable des services publics de la Banque encourage les mesures visant à améliorer la viabilité financière des services publics - afin de les rendre solvables (par exemple, en les cédant à des producteurs d'électricité indépendants) - et à financer les coûts d'exploitation et d'entretien récurrents. Le programme vise également à améliorer les compétences techniques et de gestion des services publics.

## Conclusion

La reconstitution du FAD-15 et l'AGC-VII soutiendront les ambitions de la Banque pour améliorer l'accès à l'énergie et favoriser ainsi le développement de l'Afrique. L'augmentation des ressources, conjuguée à l'élaboration de solutions innovantes par PEVP en plus de l'accélération de ses efforts pour mobiliser des ressources destinées à financer les activités

en amont et les investissements, renforcera la contribution de la Banque au secteur énergétique dans les PMR, et en particulier dans les pays FAD. L'augmentation des ressources de la Banque, notamment pour les pays FAD, facilitera également la mobilisation de ressources auprès d'autres sources de financement concessionnel et climatique, telles que la Commission européenne et le Fonds vert pour le climat.

À travers ses conclusions, ses enseignements et ses recommandations, l'évaluation d'IDEV réaffirme les efforts déjà en cours et encourage la Banque à poursuivre son action en faveur du secteur de l'énergie, notamment en accélérant la réalisation des objectifs du Nouveau Pacte pour l'énergie en Afrique, ce qui contribuera fortement à l'atteinte de l'ODD7.

Relevé des mesures prises par la Direction	
Recommandation	Réponse de la Direction
<b>Recommandation 1</b> - La Banque devrait améliorer la qualité de la gestion, de la mesure et de la communication des résultats dans le cadre du Nouveau Pacte pour l'énergie en Afrique.	
<p>a. Examiner les objectifs relatifs à la contribution de la BAD aux objectifs du Nouveau Pacte pour l'énergie en Afrique et attribuer des responsabilités claires qui seront déclinées en cascade dans les différents Complexes.</p> <p>b. Veiller à ce que la conception, le suivi et l'évaluation des interventions dans le secteur de l'énergie et les documents de stratégie soient basés sur une théorie de changement bien définie.</p>	<p><b>APPROUVÉE</b> - La Direction convient que l'opérationnalisation, le cadre de mesure des résultats et le mécanisme de présentation de rapports au titre du Nouveau Pacte pour l'énergie en Afrique pourraient être renforcés. Le processus est déjà en cours. Par exemple, les indicateurs clés de performance du Complexe PEVP présentent des liens de plus en plus clairs avec le Nouveau Pacte. D'autres actions sont prévues, comme la mise en place d'une nouvelle approche pour la deuxième phase du Nouveau Pacte pour l'énergie en Afrique dans le cadre du modèle affiné de prestations des services « Une seule Banque ».</p> <p><b>Actions supplémentaires :</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Dans le cadre de l'examen à mi-parcours du Nouveau Pacte pour l'énergie en Afrique, la Banque examinera la théorie du changement du Nouveau Pacte, son approche de mise en œuvre et le cadre de résultats sectoriels, qu'elle alignera plus étroitement sur son cadre de mesure des résultats. Les objectifs révisés concernant la contribution de la Banque à la réalisation des objectifs du Nouveau Pacte seront transmis aux départements et aux divisions le cas échéant. <b>(PEVP, T3 2021)</b></li> <li>2. La Banque mettra à jour et déploiera le « tableau de bord du Nouveau Pacte pour l'énergie en Afrique », qui permettra de suivre les progrès et d'estimer les besoins de financement et de capacité pour atteindre l'accès universel à l'électricité. <b>(PEVP, T3 2021)</b></li> <li>3. Toutes les opérations dans le secteur de l'énergie en 2022 seront basées sur la théorie de changement révisée et le nouveau cadre de résultats sectoriels. <b>(PEVP, T4 2022)</b></li> </ol>

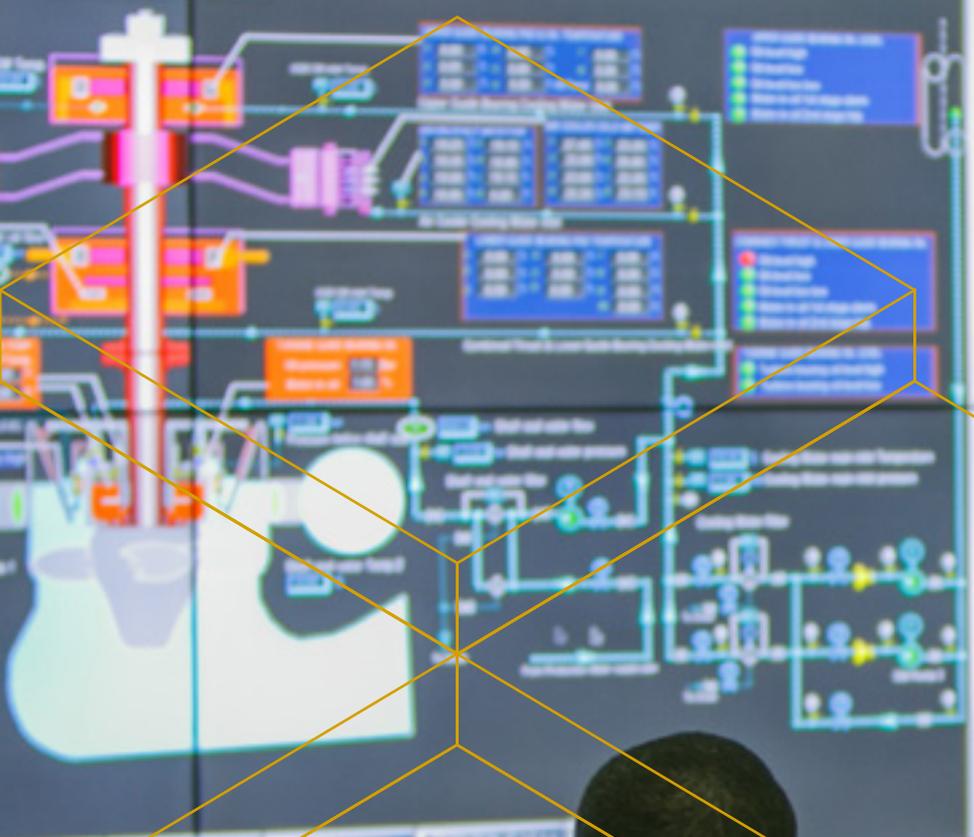
Relevé des mesures prises par la Direction	
Recommandation	Réponse de la Direction
<p><b>Recommandation 2-</b> La Banque devrait renforcer son assistance aux PMR afin d'améliorer leur capacité à formuler et à mettre en œuvre des politiques globales en matière d'énergie, qui englobent des plans de développement du secteur à long terme, des stratégies de sécurité énergétique et des plans d'efficacité et de conservation de l'énergie.</p>	
<p>a. Accroître l'utilisation d'instruments hors prêt (par exemple, travaux d'analyse, assistance technique) pour aider à élaborer d'éventuelles solutions énergétiques au moindre coût.</p> <p>b. Renforcer le dialogue sur les politiques, sur la base de stratégies et de feuilles de route nationales de réforme du secteur bien établies et bien structurées, afin d'obtenir et de maintenir l'engagement du gouvernement national.</p>	<p><b>APPROUVÉE</b> - La Direction approuve la recommandation, qui souligne la nécessité de consacrer davantage de ressources aux travaux d'analyse dans le secteur de l'énergie (par exemple, les plans intégrés d'accès à l'énergie), aux travaux stratégiques et aux travaux réglementaires. La Banque soutient déjà les PMR dans le cadre de travaux sectoriels et stratégiques : par exemple, elle appuie la réalisation d'une étude sur les coûts de service en Zambie et des réformes sectorielles en Angola et en Ouganda. Son intention d'intensifier ce type d'activités se reflète dans les engagements pris au titre du FAD-15 et de l'AGC-VII.</p> <p><b>Actions supplémentaires :</b></p> <p>4. La Banque accroîtra le financement qu'il réserve aux activités en amont dans les domaines du savoir, des politiques, de la réglementation, des services publics d'électricité et des pools énergétiques régionaux. Ces ressources supplémentaires pourraient être acheminées sous différentes formes, notamment par le biais d'un mécanisme de transfert, d'un fonds d'affectation spéciale multidonateurs ou du programme d'assistance technique pour le secteur énergétique en Afrique (AESTAP), actuellement en cours de mise en œuvre, en fonction de l'évolution des discussions en cours sur la mobilisation des ressources. <b>(PEVP et FIRM, T4 2021)</b></p> <p>5. La Banque étendra le champ d'action du Marché de l'énergie en Afrique de 12 à 20 pays afin de fournir une plateforme structurée pour le dialogue sur les politiques qui rassemble les PMR, les donateurs, les institutions de financement du développement et le secteur privé. <b>(PEVP et RDVP, T4 2022)</b></p> <p>6. La Banque étendra le champ d'application de l'Indice de réglementation de l'électricité (ERI) à tous les pays du FAD (T3 2021) et aidera au moins six pays à mettre en œuvre les recommandations de l'ERI afin de créer un environnement plus favorable au secteur. <b>(PEVP, T4 2022)</b></p>

Relevé des mesures prises par la Direction	
Recommandation	Réponse de la Direction
<p><b>Recommandation 3</b> - La Banque devrait accroître son soutien aux PMR, dans le cadre de son programme de transformation des services publics d'électricité, en améliorant leurs performances et en assurant la viabilité financière du réseau électrique.</p>	
<p>a. Elle devrait envisager de répartir ses investissements de manière équilibrée entre la production, le transport et la distribution d'électricité.</p> <p>b. Elle devrait envisager d'adopter une approche globale des inducteurs de coûts dans le secteur de l'électricité, de concevoir des mécanismes innovants de subvention et de fixation des prix de l'électricité pour éclairer la conception des tarifs.</p>	<p><b>APPROUVÉE</b> - La Direction approuve la recommandation, mais note que les investissements de la Banque couvrent tous les aspects de la chaîne de valeur du secteur. En outre, la Banque adapte ses interventions aux besoins de chaque pays ou région et en fonction des ressources fournies par d'autres partenaires. À titre d'exemple, le programme de transformation des services publics durables réhabilite et modernise les infrastructures de production, de transport et de distribution, en mettant l'accent sur la réduction des pertes du système, l'amélioration des taux de recouvrement, le renforcement de la gouvernance du secteur et l'amélioration de la gestion. En revanche, l'initiative « Power Solutions Support » (soutien aux solutions énergétiques), actuellement en préparation, vise, grâce à un soutien consultatif et technique, à aider les PMR, les communautés économiques régionales et les pools énergétiques à réformer le secteur de l'énergie et à structurer des partenariats public-privé afin d'accroître le financement du secteur privé et de compléter les ressources publiques dans le secteur de l'énergie</p> <p><b>Actions supplémentaires :</b></p> <p>7. La Banque soutiendra quatre initiatives/projets régionaux dans le domaine de l'énergie dans le cadre de la mise en œuvre de son programme d'accélération des projets régionaux. Cela permettra aux PMR et/ou aux communautés économiques régionales de respecter leurs engagements dans le cadre du PIDA PAP1/2 et du Plan directeur continental de la Commission de l'Union africaine. Le programme portera sur les instruments juridiques, la préparation de projets et les activités de renforcement des capacités et visera à mettre en place des marchés de l'électricité et à étendre le commerce transfrontalier de l'électricité. <b>(PEVP, T4 2022)</b></p> <p>8. La Banque soutiendra cinq pays du FAD dans le cadre de réformes des services d'utilité publique afin de remédier aux pertes techniques et commerciales, aux problèmes de performance et de viabilité financières, de performance technique et opérationnelle et aux lacunes en matière de compétences. Dans le cadre de ce processus, la Banque élargira le Réseau africain des centres d'excellence en électricité (ANCEE). <b>(PEVP, T4 2022)</b></p>

Relevé des mesures prises par la Direction	
Recommandation	Réponse de la Direction
<p><b>Recommandation 4</b> - La Banque devrait accroître ses financements destinés aux PMR et au secteur privé pour favoriser l'accès à l'énergie durable en Afrique.</p>	
<p>a. Il convient d'appliquer à plus grande échelle les approches de financement mixte en s'appuyant sur les travaux réalisés avec succès à ce jour.</p> <p>b. La Banque devrait s'efforcer d'augmenter les ressources consacrées à l'assistance technique et à la préparation des projets afin d'optimiser ses investissements.</p>	<p><b>APPROUVÉE</b> - La Direction approuve la recommandation visant à accroître les solutions de financement mixtes, en tirant parti de l'expérience de la Banque en matière de financement de la lutte contre le changement climatique au niveau mondial (Fonds d'investissement climatique, Fonds pour l'environnement mondial, Fonds vert pour le climat), de cofinancement (Commission européenne, Facilité d'investissement pour l'énergie Corée-Afrique, entre autres) et de fonds fiduciaires internes/fonds spéciaux (notamment le Fonds spécial SEFA). En effet, la Banque considère que la mobilisation des ressources est essentielle pour réaliser son ambition d'améliorer les résultats dans tous les domaines du secteur de l'énergie. À cet égard, des travaux sont en cours pour porter les ressources du SEFA de 100 millions d'USD environ à 500 millions d'USD, conformément à son objectif, et pour mettre en place la Facilité de financement climatique Canada-BAD, qui apportera un soutien au secteur de l'énergie.</p> <p><b>Actions supplémentaires :</b></p> <p>9. La Banque renforcera l'assistance technique et les mécanismes de financement mixte, tels que le SEFA, et s'efforcera de mettre en place l'AESTAP pour accroître l'assistance technique et les solutions de financement innovantes. <b>(PEVP, T4 2022)</b></p>



### Unit 1 cooling system



TPC



# Introduction

Ce rapport présente les résultats d'une évaluation que l'Évaluation indépendante du développement (IDEV) du Groupe de la Banque africaine de développement (BAD, ou « la Banque ») a réalisée sur l'assistance de la Banque au secteur de l'énergie de 1999 à 2018. Des approches sommative et formative ont été utilisées pour mener l'évaluation, en fonction de l'état du portefeuille (avant ou après l'approbation du Nouveau Pacte pour l'énergie en Afrique en 2016). Compte tenu de l'importance du secteur de l'énergie pour la Stratégie décennale (SD) et les cinq domaines prioritaires (Top 5) de la Banque, l'évaluation présente également une vision prospective.

Le rapport présente le contexte - y compris les points saillants des défis énergétiques mondiaux et spécifiques à l'Afrique -, l'objectif et la portée de l'évaluation, ainsi que la méthodologie, y compris ses limites. Il est suivi d'une description de l'engagement de la Banque dans le secteur de l'énergie, ainsi que de l'efficacité de son soutien au développement de ce secteur en Afrique de 1999 à 2018. Cette description comprend une évaluation de la qualité à l'entrée (QAE) du Nouveau Pacte pour l'énergie en Afrique (NDEA), portant sur la période 2016-2018. La dernière section conclut le rapport, en proposant des recommandations pratiques et stratégiques reposant sur les constatations de l'évaluation.

**But et objectifs :** Cette évaluation vise à éclairer les stratégies et l'approche opérationnelle de la Banque en matière d'assistance au secteur de l'énergie, en faisant le point sur les résultats de l'assistance fournie par l'institution pendant la période 1999-2018 et en tirant des enseignements pour les interventions futures. Elle est destinée à aider le Conseil d'administration et la Direction de la Banque

à i) rendre compte des résultats des investissements de l'institution dans le secteur de l'énergie, en déterminant dans quelle mesure ils ont contribué au développement de ce secteur dans les PMR ; et ii) apprendre de son expérience opérationnelle en recensant les enseignements tirés sur la manière dont la Banque peut contribuer le plus efficacement à l'amélioration de la performance du secteur de l'énergie dans ses PMR.

**Questions d'évaluation :** L'évaluation a utilisé les critères d'évaluation internationaux<sup>7</sup> standard : pertinence, efficacité et efficience de l'assistance de la Banque au secteur de l'énergie, et durabilité des avantages. Ces critères ont servi de base à la formulation des questions d'évaluation ci-dessous :

- Dans quelle mesure les activités et les objectifs des projets de la Banque dans le secteur de l'énergie sont-ils en adéquation avec les priorités, les politiques et les besoins de développement des groupes cibles, des pays bénéficiaires, et en coordination et synergie avec ceux d'autres partenaires au développement ?
- Dans quelle mesure les activités de la Banque (prêt et hors prêt) ont-elles été efficaces ?
- Dans quelle mesure l'aide de la Banque a-t-elle été fournie de manière efficiente ?
- Dans quelle mesure les résultats de l'assistance de la Banque sont-ils durables ?
- Quels sont les facteurs qui permettent ou entravent l'obtention des résultats de l'assistance de la Banque ?

**Portée :** L'évaluation a porté sur une période de 20 ans, de 1999 à 2018, et a pris en considération tous les projets d'infrastructure physique et études, ainsi que les activités d'assistance technique (AT) liées au renforcement des institutions et des capacités, approuvées au cours de la période susmentionnée. Les projets énergétiques qui ont utilisé les nouveaux instruments de financement de la Banque, notamment le financement axé sur les résultats, les garanties partielles de risque et la participation au capital, ont également été pris en considération.

Ce rapport présente les résultats de l'évaluation du secteur de l'énergie et comprend les sections suivantes : la section 2 énonce la méthodologie d'évaluation ; la section 3 décrit l'engagement de la Banque dans le développement du secteur de l'énergie en Afrique ; la section 4 souligne la pertinence de l'assistance de la Banque au secteur de l'énergie ; la section 5 présente la performance des opérations évaluées ; la section 6 décrit le chemin à parcourir dans la mise en œuvre de la stratégie du NDEA ; et enfin, la section 7 résume les conclusions, les enseignements et les recommandations.

# Méthodologie

**L'évaluation a été réalisée selon des approches sommatives et formatives.**<sup>8</sup> Une approche sommative a été utilisée pour évaluer 62 projets achevés, représentant environ 4 milliards d'UC d'approbations nettes, en particulier ceux approuvés au cours de la période 1999-2015, au cours de laquelle les résultats directs et intermédiaires (efficacité), l'efficience et les questions de durabilité ont été évalués. Cette approche a servi à la fois à des fins de responsabilisation et d'apprentissage. Elle a permis à l'équipe d'évaluation de tirer des leçons et formuler des recommandations, dans le but d'éclairer les interventions en cours et à venir dans le secteur de l'énergie aux plans stratégique et opérationnel. Les conclusions de l'approche sommative fournissent également des éléments pour justifier l'élaboration de la stratégie du NDEA. La conception de l'évaluation a utilisé une approche théorique combinée à une approche systémique<sup>9</sup>. En l'absence d'une théorie du changement (TdC) explicite pour la politique, la stratégie et les rapports d'évaluation de la Banque, qui guide nombre des opérations examinées dans le cadre de l'évaluation, l'équipe d'évaluation a reconstruit un modèle logique pour le secteur de l'énergie (annexe 1).

Pour évaluer l'efficacité du développement, l'évaluation a utilisé une échelle de notation à quatre points telle que définie à l'annexe technique 1 : très satisfaisant, satisfaisant, insatisfaisant et très insatisfaisant. Différentes sources de données ont été utilisées pour étayer les notations. Dans la mesure du possible, les notes ont été attribuées à chaque évaluation au niveau du projet pris individuellement; dans le cas contraire, une note a été attribuée à la série de projets sous-sectoriels fournis dans une synthèse ou un examen donné. L'évaluation comprend les six composantes essentielles suivantes :

- **Analyse documentaire et des politiques.** Il s'agit d'un examen documentaire de la littérature pertinente sur le secteur de l'énergie en Afrique. Cet examen s'est concentré sur la détermination des facteurs qui ont influencé l'évolution du secteur de l'énergie en Afrique et a évalué comment la Banque a répondu à cette évolution à travers ses politiques et ses stratégies. Ainsi, l'examen renseigne sur l'évolution de la politique énergétique de la BAD, y compris sa politique du secteur de l'énergie de 2012. Ce faisant, l'examen a comparé les politiques énergétiques de la Banque avec celles d'autres agences de développement ciblant l'Afrique (Annexe 2).
- **Examen du portefeuille.** Cet examen a permis d'évaluer le portefeuille de la Banque dans le secteur de l'énergie au cours de la période d'évaluation, en mettant en évidence les principales caractéristiques, notamment les approbations nettes par sous-secteur, région, type d'opération et instrument de financement. Il a également permis d'évaluer l'efficience dans l'exécution des projets. L'analyse s'est appuyée sur les rapports d'achèvement de projet (RAP) et les documents d'évaluation ex post existants pour les projets approuvés et achevés entre 1999 et 2018 (62 projets). Les résultats de cette analyse ont servi de base aux étapes suivantes de l'évaluation, en particulier les études de cas par pays.

■ **Études de cas par pays.** Des études de cas par pays ont été menées pour les approches sommative et formative de l'évaluation. Pour l'évaluation sommative, sept études de cas approfondies ont été menées sur le terrain au niveau des projets et deux rapports de synthèse ont été établis. Le premier rapport était une synthèse de quatre projets d'énergie renouvelable (Bujagali et Buseruka I & II en Ouganda, Sahaniivotry à Madagascar et Cabeolica au Cap-Vert) et le second était une synthèse de trois projets de production d'électricité conventionnelle (centrales électriques d'Abu Qir et d'El Kureimat en Égypte et centrale électrique de Thika au Kenya). Les pays ont été choisis en tenant compte des caractéristiques des projets/programmes (dans lesquels l'examen du portefeuille a permis d'identifier le type d'intervention y afférent), du type d'approche des études de cas, de la disponibilité des RAP, du poids relatif des différents sous-secteurs dans le portefeuille énergétique et du type de pays (États à revenu moyen, à faible revenu ou fragiles). Le choix des pays a également pris en compte la relation entre l'état du projet et les critères d'évaluation.

Les analyses ont été basées sur des recherches documentaires et des entretiens avec les parties prenantes concernées. Les entretiens ont été réalisés lors de visites dans les pays respectifs en novembre et décembre 2015. Pour l'évaluation de la qualité de la stratégie du NDEA, des études de cas nationales basées sur les écosystèmes ont été menées pour la Côte d'Ivoire, la République démocratique du Congo (RDC), le Maroc, l'Ouganda et la Zambie. Les pays ont été choisis en fonction des critères suivants : i) dosage entre pays à faible revenu et pays à revenu moyen inférieur ; ii) nombre de projets énergétiques lancés au cours de la période 2016-2018 ; et iii) représentativité régionale. Un coefficient de pondération plus élevé a été accordé aux pays qui ont lancé plus d'un projet au cours de la période couverte par le NDEA. Dans chaque pays retenu, tous les projets approuvés depuis 2016 ont été pris en compte.

Les études de cas basées sur les écosystèmes visaient à évaluer l'état de préparation de certains pays à bénéficier de la stratégie du NDEA, et son impact sur la programmation dans des pays précis. Elles ont permis à la BAD de mieux comprendre le rôle des facteurs écosystémiques dans la réussite ou l'échec de la mise en œuvre de la stratégie du NDEA. Pour mener les études de cas, des entretiens avec des informateurs clés ont été tenus avec cinq principaux groupes de parties prenantes du secteur de l'énergie : i) le personnel du bureau pays de la BAD, ii) le gouvernement national - décideurs politiques, fonctionnaires du secteur de l'énergie, etc., iii) les partenaires au développement intervenant dans le secteur de l'énergie, iv) le personnel des sociétés d'énergie et les entreprises et investisseurs du secteur privé, et v) les parties prenantes de la société civile.

■ **Évaluations groupées.** Des évaluations groupées ont été menées pour quatre groupes d'interventions : i) *interconnexion électrique* - sept projets, ii) *électrification rurale* - six projets, iii) *opérations d'appui programmatique* (OAP) liées à l'énergie - huit projets, et iv) opérations du secteur privé - neuf projets d'énergies renouvelables et cinq projets classiques de partenariat public-privé (PPP). La liste des projets inclus dans chaque groupe figure à l'annexe 4. Pour les groupes relatives à l'interconnexion électrique et à l'électrification rurale, une stratégie d'échantillonnage par choix raisonné a été utilisée en raison du nombre limité de projets achevés. Pour les OAP, une stratégie d'échantillonnage par choix raisonné a été utilisée pour s'assurer que les pays retenus étaient représentatifs de l'ensemble du portefeuille de la Banque et qu'ils reflétaient une diversité de cas répondant aux cinq critères de sélection suivants : évaluabilité, pertinence contemporaine, diversité en termes de type d'OAP, diversité en termes de contextes nationaux, et taille. Les évaluations groupées ont utilisé des méthodes à la fois qualitatives et quantitatives, notamment : i) l'examen des documents internes pertinents et disponibles ;

ii) la consultation du personnel de la BAD concerné; iii) la consultation du personnel des services publics concernés; iv) des visites sur les sites des projets afin de discuter avec les responsables locaux, les organisations non gouvernementales et un échantillon des bénéficiaires des projets; v) la rédaction et la finalisation des rapports d'évaluation des projets.

- **Évaluation de la qualité à l'entrée de la stratégie du NDEA.** L'évaluation de la qualité à l'entrée porte sur le processus de conception et la qualité de la stratégie du NDEA, ainsi que sur l'adéquation des dispositions institutionnelles mises en place pour réaliser le NDEA. L'objectif global est d'évaluer : i) la pertinence des objectifs du NDEA; ii) la justification du niveau absolu des cibles du NDEA; iii) la conception du NDEA; et iv) les ressources mobilisées pour réaliser le NDEA.
- **Analyse comparative.** L'analyse comparative visait à comparer le NDEA aux stratégies relatives au secteur de l'énergie axées sur l'Afrique d'une autre banque multilatérale de développement (BMD, à savoir la Banque mondiale) et de deux bailleurs de fonds bilatéraux (USAID et l'Agence française de développement - AFD) ayant une présence importante et active dans le secteur de l'énergie en Afrique. L'analyse compare les cadres logiques utilisés dans la conception des stratégies de référence, les ressources et les institutions mises en place pour mettre en œuvre les stratégies, et les mécanismes instaurés pour suivre les résultats obtenus par les stratégies.

L'analyse réalisée à travers l'analyse comparative détermine les caractéristiques d'une « bonne » stratégie et examine dans quelle mesure le NDEA possède ces caractéristiques.

**Difficultés et limites de l'évaluation.** Il est également important de mettre en lumière les problèmes spécifiques qui ont pu affecter l'évaluation, notamment :

- **Disponibilité des données.** Tous les documents de référence présentaient des constatations par projet en fonction de la pertinence, de l'efficacité, de l'efficacité et de la durabilité de l'assistance de la Banque. Alors que certains documents de référence présentaient des questions d'évaluation et des indicateurs analogues à la matrice d'évaluation (annexe 3), d'autres (par exemple, les évaluations des résultats des projets ou ERP) ne présentaient pas explicitement les questions d'évaluation ou ne donnaient pas aux indicateurs une traduction opérationnelle cohérente avec la matrice d'évaluation. En conséquence, les documents de référence ne contiennent que peu ou pas de données pour plusieurs des indicateurs de la matrice d'évaluation. En outre, nombre de ces documents ne présentaient pas de constatations pour certaines questions d'évaluation en raison d'un manque de données. Lorsque, en raison d'un des facteurs susmentionnés, la quantité de données disponibles pour répondre à une question d'évaluation était insuffisante, la fiabilité des conclusions était traitée avec prudence et articulée avec modération.

- **Application non uniforme de la théorie du changement (TdC) pour les documents de référence préparés par différentes équipes à différents moments** : L'application ou l'absence d'une TdC commune aux différents documents de référence a posé un problème pour l'analyse de la réalisation des effets intermédiaires. Par exemple, l'« augmentation de l'emploi pendant la construction/l'exploitation » était fréquemment présentée comme un résultat intermédiaire dans les évaluations des effets des projets (ERP) et autres documents de référence. Cependant, ce résultat n'a pas été inclus dans la liste des résultats intermédiaires dans le modèle axé sur la TdC/logique contenu dans l'examen du portefeuille utilisé pour guider l'établissement de ce rapport. L'évaluateur a donc fait preuve de discernement pour intégrer, le cas échéant, les données pertinentes sur les résultats sans les ajouter à la liste des résultats intermédiaires à analyser. L'utilisation incohérente d'une table des matières dans la conduite de l'évaluation a des incidences sur le bien-fondé de l'évaluation de certains résultats intermédiaires, qui ont été dûment mis en évidence, le cas échéant, dans le présent rapport.
- **Multiplicité et, parfois, incohérence des bases de données dans le cas de l'examen du portefeuille** : Lors de l'élaboration d'une base de données de portefeuille, certaines limites ont été observées en ce qui concerne la qualité de la base de données SAP de la Banque. Il s'agit d'un problème générique à la Banque, où les données relatives aux projets ne sont pas fréquemment mises à jour. La classification des sous-secteurs de l'énergie en est un exemple. Bien que la Banque ait révisé son système de classification sectorielle en 2015, les opérations saisies dans SAP après 2015 utilisent toujours l'ancienne classification des sous-secteurs. Par exemple, le système révisé de classification des projets de 2015 - dans le cas du secteur de l'énergie - comprend de nouvelles classifications pour les projets d'efficacité énergétique, mais celles-ci ne sont pas utilisées. Il a donc été difficile de classer les différentes opérations énergétiques, car celles saisies dans SAP étaient dans certains cas inexactes. Pour remédier à ce problème, la base de données du complexe PEVP (Électricité, énergie, climat et croissance verte) sur les projets du secteur de l'énergie a été utilisée comme comparateur pour générer une base de données harmonisée.





# Engagement de la Banque dans le développement du secteur de l'énergie en Afrique

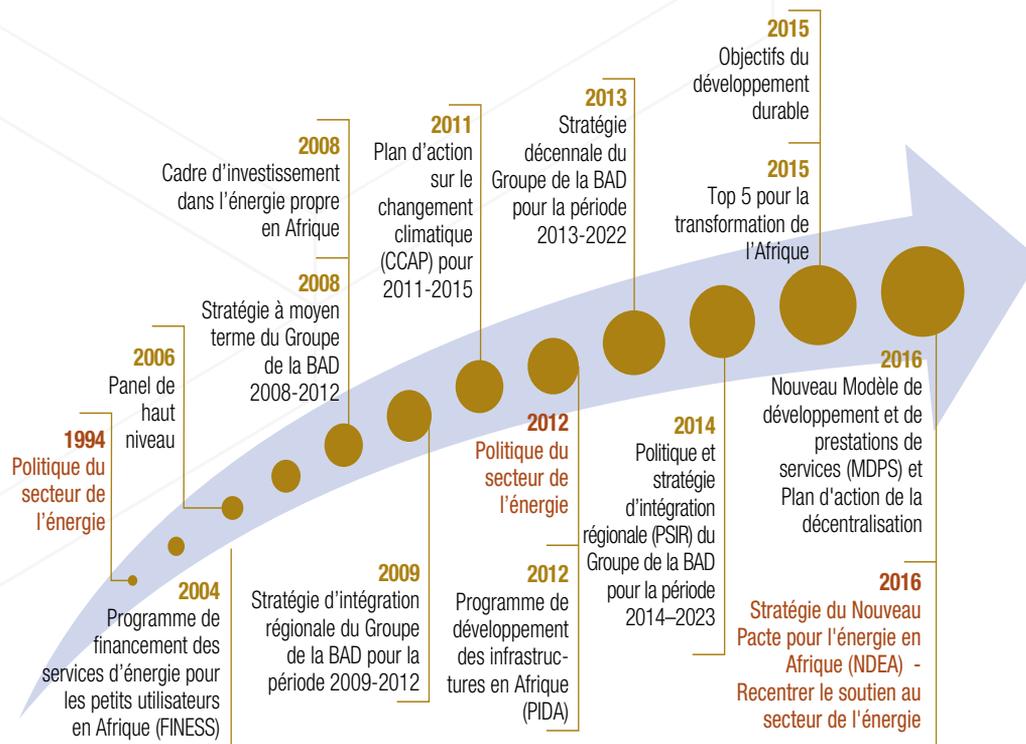
Au cours de la période 1999-2018, la Banque a non seulement mis en place des cadres stratégiques, mais aussi soutenu pleinement le développement du secteur de l'énergie en Afrique.

## Politiques et stratégies de la Banque pour le secteur de l'énergie

L'engagement de la Banque dans le secteur de l'énergie en Afrique sur la période 1999-2018 a

été guidé par plusieurs documents de politique et de stratégie institutionnelles et sectorielles, notamment la politique du secteur de l'énergie de 1994, la politique du secteur de l'énergie de 2012 et la stratégie du NDEA de 2016. Ces stratégies et initiatives, ainsi que d'autres adoptées au cours de cette période, sont graphiquement illustrées ci-dessous. Veuillez-vous référer en détail aux descriptions des documents de politique et de stratégie institutionnelles et sectorielles de la Banque, qui sont détaillées à l'annexe technique 6.

**Figure 1:** Politiques, stratégies et initiatives institutionnelles et énergétiques de la BAD



## Aperçu du portefeuille du secteur de l'énergie, 1999-2018<sup>10</sup>

**Le développement des infrastructures énergétiques reste une priorité essentielle de l'assistance de la Banque aux PMR.** Entre 1999 et 2018, la Banque a consacré près de 13 milliards d'UC au soutien de diverses interventions d'investissement de non-investissement dans les PMR. La part de ce secteur dans le total de ses approbations nettes est passée de seulement 5 % en 1999 à pas moins de 39 % en 2007, avant de retomber par la suite à environ 18 % en 2018 (figure 2). Ainsi, sur la période 1999-2018, le secteur a représenté environ 19 % de l'ensemble des engagements du Groupe de la Banque, se classant au troisième rang en termes d'aide totale, après le multisecteur (22 %) et le transport (19 %).

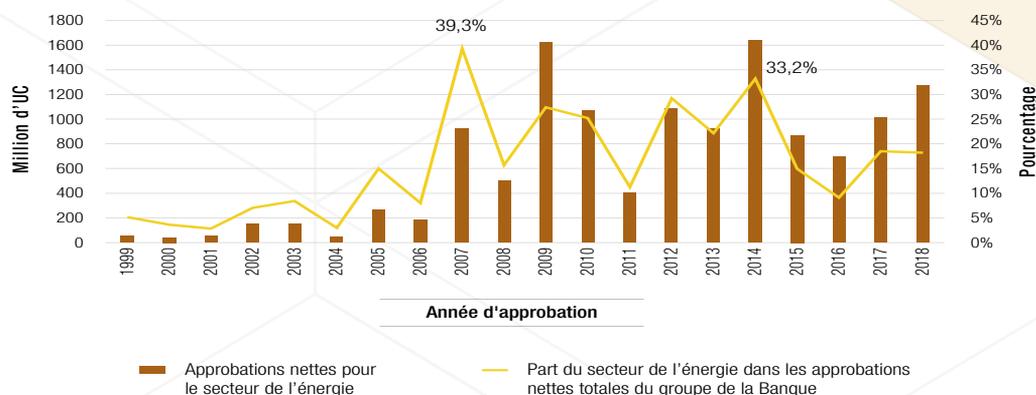
Le portefeuille actif de la Banque dans le secteur de l'énergie a constitué 62 % du total des projets approuvés (306) entre 1999 et 2018. Ce chiffre comprend 69 projets nouvellement approuvés et 122 projets en cours. Les projets achevés ou clôturés représentent environ 35 %, tandis que les projets approuvés, mais abandonnés ou annulés n'en représentent que 3 %.

**Comparé à d'autres secteurs, l'énergie a connu une croissance spectaculaire dans la période qui a suivi 2004.** Sa part dans l'assistance totale de la Banque est passée d'environ 6 % sur la période 1999-2003 à près de 24 % pendant la période 2012-2015. Au cours de cette dernière période, la plus grande partie des engagements de la Banque a été consacrée au secteur de l'énergie. Cette évolution positive est en grande partie attribuable à l'engagement renouvelé de la Banque à relever le défi du développement énergétique dans les PMR,

comme le montre le lancement de la politique du secteur de l'énergie de 2012 parallèlement à des interventions antérieures, notamment le Cadre d'investissement dans l'énergie propre en Afrique de 2008 et le Plan d'action sur le changement climatique (CCAP) pour 2011-2015.

**Sur la période 1999-2018, les projets d'investissement visant à combler le déficit d'accès à l'énergie ont dominé le portefeuille de la Banque. Les interventions en matière de réformes d'ordre stratégique et institutionnel ont connu une augmentation notable; parmi celles-ci, le sous-secteur de la production d'électricité était prééminent.** Dans l'ensemble, alors que les investissements en infrastructures constituent la majeure partie de l'aide au secteur de l'énergie, la Banque est en train d'augmenter les investissements visant à traiter les aspects relatifs à l'environnement propice afin de favoriser la participation du secteur privé dans les secteurs énergétiques des PMR. Comme le montre le tableau 1, au cours de la période d'évaluation, la Banque a approuvé 306 projets dans le secteur de l'énergie, dont la majorité (63 % en nombre de projets et 89 % en montant net approuvé) était consacrée à l'investissement, tandis que le reste était destiné à des volets immatériels. Sur les 13 milliards d'UC d'appui au secteur sur la période 1999-2018, environ la moitié - 6 milliards d'UC (49 %) - était destinée à des projets de production d'électricité. Venaient ensuite l'extension/amélioration du réseau national (21 %), l'interconnexion régionale (12 %) et les OAP (9 %) - voir le tableau A5.3 de l'annexe 5. L'investissement dans la production d'électricité a progressivement diminué après l'approbation de la politique du secteur de l'énergie de 2012, avec un grand recentrage sur le transport et la distribution.

**Figure 2:** Évolution de la part du secteur de l'énergie dans le total des approbations nettes du Groupe de la BAD (1999-2018)



Source : Calculé par IDEV, à partir des bases de données internes de la Banque

**Tableau 1:** Assistance du Groupe de la Banque au secteur de l'énergie (1999-2018) : Investissements en infrastructure comparés aux investissements en environnement favorable

Type d'intervention	1999-2018 (millions d'UC)	1999-2003 (millions d'UC)	2004-2007 (millions d'UC)	2008-2011 (millions d'UC)	2012-2015 (millions d'UC)	2016-2018 (millions d'UC)
Investissement en infrastructure	1 1484,53 (89,3 %)	384,18 (86,5 %)	1 411,06 (99,2 %)	3 456,48 (96,1 %)	3 574,53 (79,1 %)	2 658,28 (92,2 %)
Environnement favorable	1179,59 (9,2 %)	4,41 (1,0 %)	0,00 (0,0 %)	123,29 (3,4 %)	871,48 (19,3 %)	180,41 (6,3 %)
Préparation de projets	161,23 (1,3 %)	55,49 (12,5 %)	10,67 (0,8 %)	15,33 (0,4 %)	70,79 (1,6 %)	8,95 (0,3 %)
Autres (y compris efficacité énergétique, cuisson non polluante, etc.)	36,86 (0,3 %)	0,00 (0,0 %)	0,00 (0,0 %)	0,00 (0,0 %)	0,00 (0,0 %)	36,86 (1,3 %)
<b>Total</b>	<b>12 862,21 (100,0 %)</b>	<b>444,08 (100,0 %)</b>	<b>1 421,72 (100,0 %)</b>	<b>3 595,11 (100,0 %)</b>	<b>4 516,80 (100,0 %)</b>	<b>2 884,50 (100,0 %)</b>

Source : Calculé par IDEV, à partir des bases de données internes de la Banque.

### Encadré 1 : Le complexe solaire de 510 MW de Ouarzazate, au Maroc

Conformément à son engagement de servir de catalyseur d'investissements dans les énergies propres dans les PMR, la BAD a approuvé la construction de la centrale solaire de Ouarzazate au Maroc en 2012. Ce projet, qui figure parmi les plus grands complexes solaires au monde, avait pour objectif de réduire la dépendance énergétique du pays vis-à-vis des marchés extérieurs, en mettant en valeur ses ressources en énergies renouvelables. Pour les deux phases I&II du projet, la Banque a engagé près de 200 millions d'euros (prêt de premier rang) et 219 millions de dollars (Fonds pour les technologies propres). Jusqu'à présent, le projet a permis d'ajouter une capacité installée d'environ 160 MW et de générer un approvisionnement énergétique supplémentaire de 414 GWh (en 2017).

Source : IDEV. 2018. Évaluation des résultats du projet - Centrale solaire de Ouarzazate.

**La production d'électricité propre suscite un intérêt grandissant.** Ces dernières années, la Banque a réalisé des avancées dans le développement des énergies renouvelables. Alors que les énergies conventionnelles ont constitué la majeure partie de ses investissements dans la production d'électricité au cours des deux décennies écoulées (55,3 %), les investissements dans les énergies renouvelables ont repris depuis l'approbation de la stratégie énergétique de 2012. Cette évolution s'explique principalement par des projets soutenus par des fonds d'investissement pour le climat<sup>11</sup>, dont la plupart ont été réalisés au Maroc (complexe solaire de Ouarzazate, voir encadré 1<sup>12</sup>, programme éolien et hydroélectrique - complexe solaire de Midelt), en Afrique du Sud (parc éolien de Sere, Xina CSP IPP) et au Kenya (développement géothermique et PEI de Menengai). Comme le montre la figure 3, la part des engagements liés aux énergies conventionnelles dans l'aide totale de la Banque en matière de production d'électricité a connu une forte baisse, passant de près de 99 % sur la période 1999-2003 à seulement 5 % sur la période 2016-2018. La Banque soutient la transition vers une énergie plus décarbonisée dans ses opérations dans le domaine de l'énergie. Conformément à sa politique du secteur de l'énergie de 2012, la Banque a soutenu la production d'électricité de sources conventionnelles en fonction des besoins (par exemple, les projets au gaz, tels que Ciprel en 2013, et Azito en 2019, pour lesquels un grand travail portant sur la préparation des projets a été effectué au cours de la période d'examen).

**L'engagement de la Banque à exploiter les abondantes ressources énergétiques renouvelables de l'Afrique prend de l'ampleur.** Le financement des projets de production d'électricité par la Banque a connu un changement décisif en faveur des énergies renouvelables. En particulier, la période 2012-2015 a marqué une rupture avec le passé, où les énergies renouvelables représentaient les deux tiers de l'aide totale à la production d'électricité. Pendant la période 2016-2018, sur

les 0,82 milliard d'UC engagé à cette fin, 95 % ont été consacrés uniquement aux opérations en faveur des énergies renouvelables.<sup>13</sup> Cette évolution traduit l'engagement ambitieux de la Banque en faveur de la mise en œuvre du NDEA. Par exemple, en 2017, 100 % des investissements de la Banque dans l'énergie étaient consacrés aux énergies renouvelables, ce qui représente environ 1 400 mégawatts de puissance totale.<sup>14</sup> De plus, l'initiative « Desert to Power » (encadré 2) est une illustration de la manière dont la Banque entend exploiter le potentiel solaire dans la région du Sahel/Sahara.

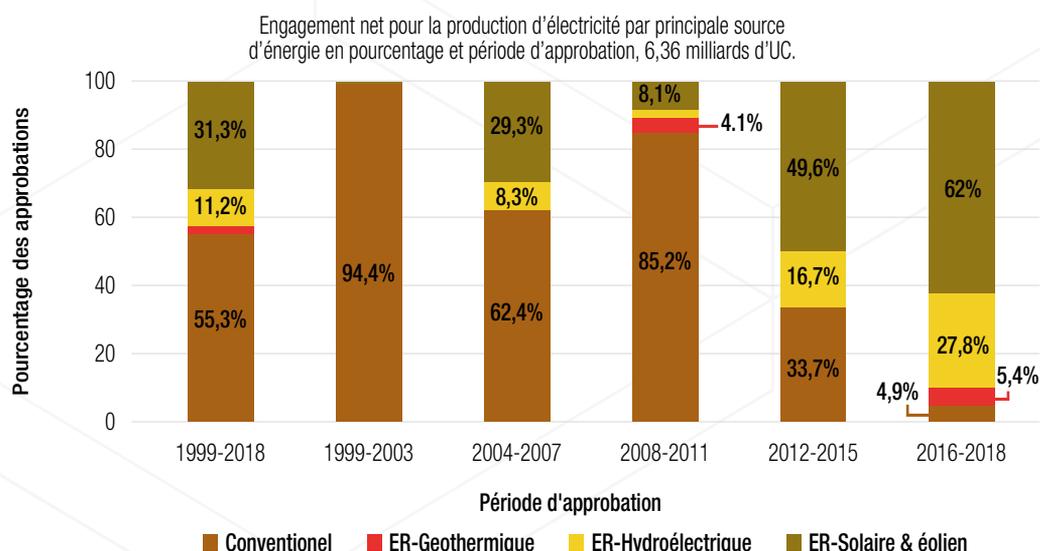
**Les sources d'énergie solaire et éolienne représentent la majeure partie de l'engagement de la Banque en matière d'énergies renouvelables.** Comme le montre la figure 3, les énergies solaire et éolienne ont représenté 62 % de l'aide au sous-secteur de la production d'électricité entre 2016 et 2018. Ce taux traduit une augmentation d'environ 12 points de pourcentage par rapport à la période 2012-2015 et de près de 54 points de pourcentage par rapport à la période 2008-2011. Collectivement, cette transition vers un secteur énergétique plus décarbonisé dans les opérations financées par la Banque témoigne de l'évolution de la production d'électricité sur le terrain dans les PMR.

**La région d'Afrique australe est la plus grande bénéficiaire de l'aide de la Banque dans le secteur de l'énergie, avec environ 29 % (soit 4 milliards d'UC), et l'Afrique du Sud en est le principal destinataire.** Toutefois, depuis l'approbation du NDEA en 2016, l'Afrique de l'Ouest et l'Afrique de l'Est ont reçu davantage de soutien, respectivement 27 % et 23 %, contre 14 % pour l'Afrique australe (voir le tableau A5.4 de l'annexe 5). Au cours de la période d'évaluation, la part du soutien de la Banque à l'Afrique centrale a été la plus faible (5 %) et n'a pas augmenté de manière notable au fil du temps. Hormis la situation de l'Afrique centrale, cette évolution est le fruit d'efforts visant à adopter une approche plus équitable dans l'aide de la Banque aux PMR.

**Encadré 2 :** « Desert to Power » - Exploiter le soleil au service de l'électrification du Sahel

L'initiative « Desert to Power » a vocation à s'étendre à toute la région du Sahel et devrait permettre de connecter 250 millions de personnes à l'électricité en exploitant l'abondante ressource solaire de la région. Elle fera du Sahel la plus grande zone de production solaire au monde, avec une capacité de production pouvant atteindre 10 000 MW, et accélérera le développement économique grâce au déploiement de la technologie solaire. Les onze pays qui bénéficieront de cette initiative sont le Burkina Faso, l'Éthiopie, l'Érythrée, Djibouti, le Mali, la Mauritanie, le Niger, le Nigeria, le Sénégal, le Soudan et le Tchad.

**Figure 3 :** Les ressources en énergies renouvelables gagnent du terrain depuis l'approbation de la politique du secteur de l'énergie de 2012



Source : Calculé par IDEV, à partir des bases de données internes de la Banque.

**L'assistance de la Banque au secteur de l'énergie consacrée aux États en transition<sup>15</sup> a augmenté, et les opérations multinationales prennent également de l'ampleur.** Même si moins de 8 % de cette aide a été consacrée aux États en transition sur la période 1999-2018, entre 2016 et 2018, la part des approbations nettes en faveur de ces États a augmenté d'environ 11 points de pourcentage par rapport à la période 2012-2015 (voir le tableau A5.5 de l'Annexe 5). Dans le même temps, les opérations multinationales prennent de l'ampleur pour servir l'objectif d'intégration régionale

africaine (19 % pour la période 2016-2018, contre 1 % pour la période 2004-2007 et 10 % pour la période 2012-2015). Au total, plus des deux tiers (67 %) de l'aide de la Banque au secteur de l'énergie ont été consacrés aux pays à revenu intermédiaire. Le niveau de participation relativement faible dans les pays à faible revenu pourrait s'expliquer par plusieurs facteurs, notamment : i) une approche tirée par la demande ; ii) les financements limités du FAD qui sont destinés aux projets du secteur public ; iii) le fait que les pays ne soient pas assez mûrs pour des investissements privés dans le secteur de l'énergie.

**Le guichet BAD représente près des deux tiers des engagements du Groupe de la Banque dans le secteur de l'énergie, soit un total de près de 8 milliards d'UC.** Le FAD est la deuxième source de financement la plus importante pour les projets du secteur de l'énergie dans les PMR, soit environ 27 % (tableau A5.6 de l'annexe 5). En ce qui concerne les instruments (tableau A5.7 de l'annexe 5), le prêt-projet reste le principal instrument utilisé par la Banque. Environ 77 % de l'assistance au secteur de l'énergie étaient des prêts-projets, suivis des dons-projets (9 %) et des prêts à l'appui de réformes (7 %).

**Les opérations d'appui programmatique (OAP) gagnent en importance dans le portefeuille du secteur de l'énergie de la Banque.** Alors qu'elles ne totalisaient que 100 millions d'UC sur la période 2008-2011, elles sont passées à 780 millions d'UC entre 2012 et 2015, soit environ huit fois plus. Cette forte croissance traduit l'engagement de la Banque à soutenir les réformes stratégiques dans les PMR. Les OAP prennent principalement la forme de prêts au secteur public ou d'opérations souveraines (OS), plutôt que d'assistance technique. Il est important de noter, cependant, que la Banque fournit souvent une assistance technique qui est intégrée dans ses prêts de base, et qui n'est donc pas reconnue explicitement comme une assistance technique dans ces chiffres. La capacité de la Banque à fournir une assistance technique pure (qui n'est pas directement liée à une opération) est actuellement limitée, mais l'institution étudie la possibilité de lancer un nouveau fonds fiduciaire consacré à l'assistance technique (Programme d'assistance technique au secteur de l'énergie en Afrique, ou PATSEA) afin de combler cette lacune. Le besoin d'une assistance technique supplémentaire transparaît dans les analyses des études de cas nationales basées sur les écosystèmes. Si les difficultés d'application des principes du NDEA sont souvent liées à des problèmes au niveau national qui relèvent de la responsabilité du gouvernement, il apparaît que la BAD n'a pas nécessairement reconnu ces problèmes ni préconisé des interventions pour y remédier.

**Entre 1999 et 2018, la Banque a consacré une part importante de son aide au secteur de l'énergie aux investissements dans le secteur privé de l'électricité en Afrique.** Partant d'un investissement pratiquement nul en 1999, la Banque avait, en décembre 2018, engagé 2,72 milliards d'UC dans des investissements dans le secteur privé de l'électricité, ce qui représente près d'un cinquième du total de ses approbations nettes en faveur du secteur de l'énergie sur la période 1999-2018 (figure 4). Ce chiffre correspond à un total de 85 projets, dont près de 90 % ont été approuvés au cours de la période 2009-2018. Par exemple, en 2018, la Banque a approuvé neuf projets d'investissement en infrastructure via son guichet de financement du secteur privé, pour un montant de 325 millions d'UC. Ce regain d'engagement<sup>16</sup> à intensifier les investissements dans le secteur privé de l'électricité atteste du rôle important que joue le secteur privé dans la réalisation du programme d'action de la Banque en matière de développement des infrastructures. Cette réorientation est en adéquation avec sa Stratégie décennale (SD) 2013-2022, intitulée «Au centre de la transformation de l'Afrique», qui renforce le soutien au financement du secteur privé.

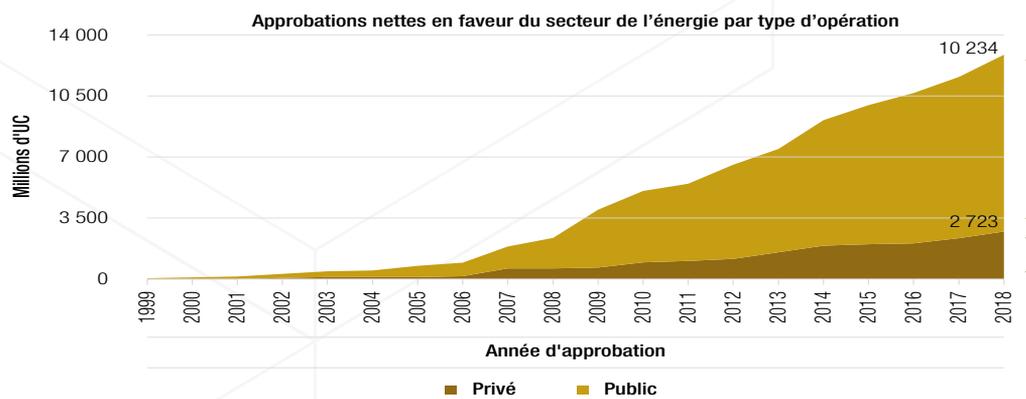
**Croissance substantielle des fonds spéciaux et fiduciaires.** Ces dernières années, la Banque a mis davantage l'accent sur la mobilisation d'un plus grand volume de ressources en capital pour soutenir le développement des infrastructures dans les PMR. Ces ressources complémentaires ont été tirées de multiples autres sources de financement canalisées par la Banque - par exemple, les mécanismes de financement du climat (FCV, FIC, FEM), les accords de cofinancement (AGTF, ACFA de la JICA et UE), et les fonds fiduciaires administrés par la Banque (SEFA, NEPAD, IPPF). Au cours de la période considérée, un montant considérable d'aide à l'énergie a été financé par des fonds spéciaux, soit environ 0,78 milliard d'UC (6 % du total des engagements dans le secteur de l'énergie). Le volume des fonds spéciaux et fiduciaires engagés dans des projets de ce secteur a sensiblement augmenté, passant d'un modeste 0,05 milliard d'UC sur la période 1999-2003 à 0,36

milliard d'UC entre 2012 et 2015, ce qui démontre clairement les efforts déployés pour mobiliser des ressources auprès des partenaires, y compris des fonds climatiques, afin de cofinancer des projets énergétiques. Par exemple, entre 1999 et 2018, près de 420 millions d'UC du FIC<sup>17</sup> ont été utilisés pour soutenir divers projets énergétiques (tableau A5.8 de l'annexe 5).

**Au cours de la décennie écoulée, la Banque a, par le biais de modèles de PPP, y compris le cofinancement et la syndication, mobilisé davantage de capitaux privés pour stimuler les efforts de développement des infrastructures dans les PMR.** Par exemple, pour l'ensemble des approbations de 2016, le cofinancement privé total des projets d'infrastructure<sup>18</sup> par la Banque s'est élevé à environ 1,9 milliard d'USD (1,35 milliard

d'UC). Sur ce montant, les financements privés mobilisés directement se sont élevés à 1.1 milliard d'USD (0,78 milliard d'UC), tandis que les 820.5 millions d'USD restants (583 millions d'UC) ont été mobilisés indirectement.<sup>19</sup> Cette performance illustre une évolution récente sur le continent en matière de financement du secteur privé dans le secteur de l'énergie. Sur les quarante-cinq projets financés par le secteur privé qui ont atteint le bouclage financier en 2017, 91 % étaient du secteur de l'énergie, représentant un investissement total de 1,95 milliard de dollars (1,42 milliard d'UC).<sup>20</sup> Le secteur privé a apporté une contribution importante à l'expansion de la capacité de production d'électricité dans les PMR, principalement en ce qui concerne les projets thermiques, avec la participation des producteurs d'électricité indépendants (PEI).

**Figure 4:** Augmentation du soutien de la Banque au secteur privé



Source : Calculé par IDEV, à partir des bases de données internes de la Banque



# Pertinence de l'assistance de la Banque au secteur de l'énergie

La pertinence de l'assistance de la Banque au secteur de l'énergie a été examinée à quatre niveaux : objectifs stratégiques, qualité de la conception des politiques, objectifs des projets et conception des projets.

**Dans l'ensemble, la pertinence de l'assistance de la Banque au secteur de l'énergie a été jugée satisfaisante. Les projets approuvés avant 2012 affichent un pourcentage plus élevé de projets satisfaction ou mieux (84 % contre 74 % après 2012) pour ce qui est de la pertinence.** Les objectifs des documents de stratégie de la Banque pour le secteur de l'énergie (politiques, stratégies et initiatives) ont été jugés conformes à ses politiques et stratégies institutionnelles, aux priorités des PMR et aux objectifs internationaux. Toutefois, la conception des interventions de la Banque dans le secteur de l'énergie était généralement insatisfaisante, en raison de lacunes dans certains domaines critiques, tels que l'évaluation des risques ainsi que la planification sectorielle à long terme. Sur la base de la théorie du changement (TdC), la conception des interventions n'est pas entièrement propice à l'obtention de résultats en raison des problèmes liés aux environnements réglementaires dans les PMR, principalement pour les opérations non souveraines (ONS), et de l'attention moindre accordée au transport et à la distribution.

## ***Alignement des objectifs stratégiques de la Banque en matière d'énergie***

**Constatation 1:** Les objectifs des documents stratégiques de la Banque pour le secteur de l'énergie (politiques, stratégies et initiatives) étaient en phase avec ses politiques et stratégies institutionnelles, les priorités des PMR et les objectifs internationaux.

**Les objectifs des documents stratégiques (politiques, stratégies et initiatives) de la Banque dans le secteur de l'énergie sont principalement axés sur le renforcement de l'accès équitable à l'énergie, la sécurité de l'approvisionnement et l'atténuation de l'impact du changement climatique pour une croissance et un développement socioéconomique durables, verts et inclusifs en Afrique.** Ces objectifs sont en adéquation avec :

- La Stratégie décennale (SD, 2013-2022)<sup>21</sup> et la Stratégie à moyen terme (SMT, 2008-2013)<sup>22</sup> de la Banque, ainsi que les documents de politique et de stratégie sectorielles pertinents, y compris ceux relatifs à l'intégration régionale (section "Politiques et stratégies de la Banque pour le secteur de l'énergie").
- La mission du Consortium pour les infrastructures en Afrique (ICA)<sup>23</sup>.
- Les Plans d'action sur le changement climatique pour 2011-2015 et 2016-2020.
- Les Objectifs du Millénaire pour le développement (OMD) et, depuis peu, les Objectifs de développement durable (ODD).

En outre, les plans nationaux et les cibles des PMR ont souvent été conçus en tenant compte des OMD et des ODD, en particulier l'objectif 1 (éliminer la pauvreté et la faim) et l'objectif 7 (préserver l'environnement). Bien que l'énergie ne fasse pas partie des huit OMD, il a été reconnu au niveau international que l'accès à une énergie moderne est une condition préalable à la réalisation de ces objectifs, et il en a été tenu compte dans la formulation des nouveaux ODD, en particulier de

l'objectif 7, qui appelle à garantir « l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables et modernes, à un coût abordable » d'ici 2030.

### ***Pertinence de l'objectif stratégique du NDEA***

**Constatation 2:** La pertinence du NDEA par rapport aux besoins du continent africain est indéniable, ses objectifs étant alignés sur les priorités énergétiques des PMR. Toutefois, ces cibles sont tous très ambitieux, voire trop ambitieux, au regard des ressources mises à disposition.

**Dans l'ensemble, l'objectif général du NDEA est pertinent et en phase avec l'urgente et incontestable nécessité d'améliorer l'accès à l'énergie dans toute l'Afrique. De même, les effets visés par la NDEA sont pertinents et en adéquation avec la stratégie globale de la BAD ainsi qu'avec d'autres engagements multilatéraux, tels que l'Accord de Paris sur le changement climatique et de nombreux objectifs mondiaux.** Au niveau des pays, l'analyse des cinq études de cas fait ressortir un tableau contrasté. D'une part, les objectifs principaux du NDEA sont clairement conformes aux objectifs stratégiques de la plupart des gouvernements des PMR. Toutefois, il est moins évident que le changement de priorités qui ressort du NDEA (par exemple, une couverture plus équilibrée de la chaîne de valeur du secteur énergétique et un meilleur recours aux solutions d'accès à l'énergie distribuée et un meilleur approvisionnement des communautés rurales) trouve un écho dans ces politiques et stratégies gouvernementales. D'autre part, le changement d'orientation que représente le NDEA ne se retrouve pas dans de nombreuses politiques et stratégies des gouvernements des PMR. Les études de cas nationales soulignent que les politiques et stratégies énergétiques nationales sont largement axées sur la fourniture d'électricité par réseau. Les politiques gouvernementales sont souvent axées sur l'offre et accordent peu d'attention aux solutions d'accès à l'énergie décentralisées. Le fait que l'élaboration de politiques dans ces domaines en soit généralement

à ses débuts signifie que les pays sont peu enclins à investir dans ces pans du secteur. Les études de cas soulignent que cela a pour conséquence que les prêts concessionnels sont principalement alloués à de gros projets de production et de transport centralisés, plutôt qu'à des solutions décentralisées.

### **Les cibles fixées pour le NDEA sont conformes aux objectifs de ce dernier, bien qu'elles semblent très ambitieuses au regard des écosystèmes énergétiques des pays.**

Quatre cibles sont définies : i) ajouter 160 GW de nouvelle capacité de production ; ii) ajouter 130 millions de nouveaux raccordements au réseau ; iii) ajouter 75 millions de nouveaux raccordements hors réseau ; et iv) augmenter de 150 millions le nombre de ménages utilisant des solutions de cuisson non polluantes. Ces cibles doivent être atteintes pour que cette vision devienne réalité, et la BAD a émis plusieurs hypothèses pour calculer les cibles fixées dans le cadre du NDEA. Les quatre cibles ont été définies pour servir cet objectif, à travers une augmentation de la capacité de production d'électricité et des raccordements réseau et hors réseau, et un meilleur accès à des solutions de cuisson non polluantes. Les hypothèses et la logique relatives au niveau auquel ces cibles ont été fixées sont résumées à l'annexe technique 4.

La justification analytique de la quantification de la plupart des cibles du NDEA est raisonnable, et les buts et objectifs du NDEA ont été clairement et systématiquement énoncés. La cible relative à la cuisson non polluante, qui n'équivaut pas à l'accès universel, constitue l'exception. Toutefois, les cibles sont très ambitieuses, et il n'est pas certain que les PMR soient en mesure de mettre en œuvre des projets que la BAD et ses partenaires pourraient soutenir conformément au NDEA.<sup>24</sup> La plupart des pays ont leurs propres cibles d'accès, qui sont différentes - et généralement plus modestes - de celles du NDEA, c'est-à-dire des cibles moins ambitieuses ou similaires, mais sur des périodes plus longues. En outre, la manière dont les cibles ont été quantifiées présente certaines lacunes. Premièrement, les cibles sont fixées en termes d'objectifs absolus,

plutôt qu'en pourcentage. Cela signifie qu'elles ne sont pas ajustées si les hypothèses sous-jacentes s'avèrent incorrectes (par exemple, si la croissance de la population ou du PIB est différente de celle postulée). Deuxièmement, cette méthode augmente légèrement le risque de conséquences imprévues (par exemple, la construction d'une capacité de production d'électricité excédentaire qui augmente indûment la charge financière pesant sur les compagnies d'électricité). Toutefois, il semble très peu probable que la cible du NDEA ait à elle seule cet effet. Enfin, dans le cas de la cible en GW, la capacité requise dépendrait beaucoup de la composition de l'offre envisagée. En règle générale, une unité de capacité de production solaire photovoltaïque produira moins d'électricité qu'une unité de production éolienne, qui à son tour produira moins qu'une unité de capacité de production de charge de base (comme une centrale à cycle combiné ou une centrale au charbon).

### ***Alignement des objectifs des projets de la Banque***

**Constatation 3:** Les objectifs des projets/programmes de la Banque dans le secteur de l'énergie étaient généralement en phase avec ses politiques et stratégies institutionnelles, les DSP applicables et les priorités des PMR.

**Au niveau des projets, la quasi-totalité (99 %) des soixante-deux projets de l'échantillon ont été jugés satisfaisants ou mieux, quant à la pertinence par rapport aux objectifs de la Banque en ce qui concerne les politiques et stratégies, ainsi qu'aux priorités des parties prenantes (figure 5).** Des éléments de preuve ont montré l'alignement entre les objectifs des projets et les politiques et stratégies institutionnelles de la Banque, les DSP applicables et les priorités des PMR. Ces constats étaient cohérents dans tous les sous-secteurs de l'énergie (production d'électricité à partir de sources renouvelables ou conventionnelles, interconnexion de réseaux et électrification rurale). Les documents de politique, de stratégie ou de planification par pays qui ont été présentés comme

des preuves de la pertinence des investissements de la Banque comprenaient des plans ou des programmes de développement économique, des livres blancs, des plans de gestion intégrée des ressources, des plans de développement à moindre coût, des plans stratégiques pour le secteur de l'énergie, des documents de stratégie pour la réduction de la pauvreté et des plans de développement agricole et d'infrastructures stratégiques. Plus précisément, les objectifs des projets d'énergies renouvelables (ONS et OS) s'inscrivent parfaitement dans les objectifs essentiels des PMR consistant à élargir l'accès à l'électricité au moindre coût. Pour y parvenir, on a construit des centrales hydroélectriques avec la participation de promoteurs privés (par exemple, Sahanivotry à Madagascar, Bujagali et Buseruka en Ouganda et Itezhi-Tezhi en Zambie), des parcs éoliens (par exemple, Cabeolica au Cap-Vert<sup>25</sup>, lac Turkana au Kenya et Tanger II au Maroc) ou des parcs solaires (par exemple, Ouarzazate au Maroc et Xina en Afrique du Sud). En outre, l'évaluation donne une image satisfaisante de la pertinence des OAP dans le domaine de l'énergie, qui est fondée sur leur programmation dans le cadre du DSP pour trois des cinq OAP du secteur de l'énergie évalués, et sur une large adhésion à la politique et aux lignes directrices de la Banque, ainsi qu'aux bonnes pratiques internationales. Enfin, les activités de la BAD dans le secteur de l'énergie depuis 2016 sont conformes aux objectifs du NDEA. Un large éventail d'initiatives a été promue, qui, réunies, recouvrent les différents thèmes définis dans le cadre du NDEA. La Banque a commencé à intensifier ses activités dans des domaines qui auparavant recevaient moins d'attention, par exemple les solutions d'accès à l'électricité hors réseau et de cuisson non polluante. L'examen des rapports d'évaluation ex ante des projets au Maroc, en Côte d'Ivoire et en RDC a révélé que la cohérence avec le NDEA et ses thèmes était la raison d'être de l'intervention de la Banque. L'adéquation entre les résultats du projet et les priorités stratégiques du NDEA est reconnue, mais n'est pas invoquée pour justifier les activités de montage ou de développement des projets.

### **Conception de la politique du secteur de l'énergie de 2012**

**Constatation 4:** La qualité de la politique du secteur de l'énergie de la Banque de 2012 est comparable à celle d'autres BMD, et les interventions de la Banque comportent une certaine valeur ajoutée.

**La formulation et la mise en œuvre des politiques et des stratégies énergétiques des BMD, y compris la Banque, se déroulent dans un environnement extérieur au sein duquel les avis sont partagés quant au rôle de l'énergie dans le développement.** La mise en place de stratégies énergétiques solides et ambitieuses est difficile, en présence de puissants groupes de pression en faveur des ressources énergétiques, et les points de vue peuvent différer entre les pays producteurs de pétrole et les pays non producteurs. Contrairement à d'autres agences de développement, la BAD se consacre exclusivement à l'Afrique dans le cadre de son mandat. Cependant, l'Union européenne (UE) a un partenariat avec l'Afrique pour l'énergie, tandis que la Banque mondiale a un intérêt important à améliorer le secteur de l'énergie en Afrique, comme le montre son document d'orientation sur l'énergie (2013) et l'évaluation, par son groupe d'évaluation indépendante, du soutien du Groupe de la Banque mondiale à l'accès à l'électricité (2015). L'approche de la Banque mondiale en matière de réformes du secteur de l'énergie a évolué au cours des deux dernières décennies, et l'on reconnaît désormais davantage la complexité de réformes durables et le temps nécessaire à leur mise en œuvre, ainsi que la nature hautement contextuelle des modèles institutionnels et d'affaires que cela requiert. L'aide bilatérale dans le secteur de l'énergie est également très répandue, avec des initiatives telles que l'initiative Power Africa de l'USAID et le soutien de l'Agence japonaise de coopération internationale (JICA) pour aider l'Afrique à atteindre une croissance économique inclusive. La JICA dispose d'un document de stratégie énergétique pour son approche globale, mais n'a pas de document spécifique sur l'Afrique. Les agences bilatérales ont rarement des politiques

ou des stratégies énergétiques spécifiques, mais plutôt des politiques générales pour fournir une aide au développement à des pays précis.

**Les preuves de la valeur des interventions de la Banque ont été trouvées dans (i) la participation du secteur privé ; (ii) le changement climatique ; et (iii) la coopération régionale.** La politique du secteur de l'énergie de 2012 a aidé les gouvernements africains à accroître la portée des programmes PPP à travers le développement de nouveaux instruments de financement et la mise en œuvre de programmes de PPP. Dans l'ensemble, 25 % des prêts de la Banque au secteur de l'énergie sont allés au secteur privé pendant la période d'évaluation. La mise à l'échelle des technologies d'énergie renouvelable, exemple de programme de PPP, a été mise en œuvre par la Banque pour attirer des investissements privés. En outre, la Banque a lancé le fonds Africa50 (en 2015) dans le but d'accélérer le développement des infrastructures du continent en mobilisant des capitaux avec la participation des États membres, d'autres institutions et du secteur privé. La Banque a également apporté des réformes en matière de changement climatique par le biais du Plan d'action sur le changement climatique (PACC) 2011-2015 et 2016-2020 et de son soutien aux gouvernements africains pour leur permettre d'accéder aux financements internationaux pour le climat, en intégrant la planification du changement climatique dans leurs stratégies énergétiques. La politique du secteur de l'énergie de 2012 a soutenu les réformes de la coopération régionale et de nombreuses initiatives sont en cours, la plus ambitieuse étant le Programme de développement des infrastructures en Afrique (PIDA), lancé en 2010. Des pools énergétiques régionaux ont été créés pour partager des ressources énergétiques et promouvoir le développement de marchés régionaux de l'électricité. Les objectifs des projets d'interconnexion figurant dans l'échantillon ont été jugés très cohérents avec le programme sectoriel des bailleurs de fonds ; c'est le cas, notamment, de la coopération et de l'intégration économiques régionales, du développement du secteur privé et de la protection de l'environnement.<sup>26</sup>

### Conception de la stratégie du NDEA

**Constatation 5:** Si les objectifs du NDEA sont clairs, le cadre logique par lequel il vise à les atteindre l'est moins. La Banque n'a pas de théorie du changement (TdC) pour le NDEA, et les volets de ce dernier (l'objectif d'accès universel, ainsi que les cibles, les thèmes, les programmes phares et les principes) ne correspondent pas clairement à une telle théorie. Cette situation n'est pas rare, à en juger par l'évaluation du NDEA par rapport aux stratégies de comparaison.

**La conception du NDEA répond à de nombreuses lacunes relevées dans l'examen du portefeuille du secteur de l'énergie de la BAD antérieur au NDEA, et ce, à bien des égards (par exemple, la priorité initialement accordée à la production d'électricité, la distorsion régionale et la capacité institutionnelle).** Les cibles et les thèmes retenus par le NDEA marquent un rééquilibrage de l'approche de la BAD dans son portefeuille du secteur de l'énergie. Le NDEA n'a pas d'orientation nationale ou régionale spécifique, mais le recentrage serait également cohérent avec un rééquilibrage régional de l'action de la Banque dans le secteur, par exemple, les interventions en matière d'accès à l'énergie ciblant le « bas de la pyramide » seraient particulièrement pertinentes dans les pays à faible revenu. Enfin, le NDEA reconnaît que l'assistance technique et le renforcement des capacités sont nécessaires pour compléter le financement fourni par la BAD, afin de faciliter les activités de prêt et d'accroître l'efficacité des projets auxquels celle-ci apporte un financement.

**Si les objectifs du NDEA sont clairs, le cadre logique par lequel elle vise à les atteindre l'est moins. En effet, une TdC clairement articulée aurait pu contribuer à promouvoir une compréhension commune du NDEA après son lancement.** La Banque n'a pas de TdC pour le NDEA, et les volets de ce dernier ne correspondent pas clairement à une TdC. Cela n'est pas rare quand on évalue le NDEA par rapport à des stratégies de comparaison; cependant, cette absence de TdC

claire a peut-être contribué à certains des problèmes initiaux rencontrés dans la mise en œuvre de la stratégie. De manière plus générale, la TdC pour le secteur de l'énergie, qui est normalement élaborée au stade de la conception de chacun des projets, n'est présentée dans aucun des documents de politique/stratégie.<sup>27</sup> Une TdC garantirait la clarté quant aux attentes en matière de performances, permettrait de présenter la contribution de la Banque par rapport à celle d'autres partenaires et faciliterait la mise en place d'un système rigoureux de gestion des performances.

**La BAD a publié un cadre de mesure des résultats<sup>28</sup> (CMR) pour les Top 5, y compris la NDEA, peu après leur lancement. Le CMR est en phase avec la stratégie du NDEA dans la plupart des cas. Il existe quelques incohérences entre les cibles de niveau 2 proposées dans la stratégie du NDEA et le CMR actuel de la Banque (2016-2025).** Le CMR du NDEA établit une distinction claire entre les cibles ambitieuses du NDEA et la contribution de la BAD à leur réalisation. Les quatre principales cibles fixées par le NDEA sont ambitieuses pour le continent. La BAD a fixé ses propres cibles (dites de niveau 2 dans le CMR) qui correspondent à ces résultats. Toutefois, les indicateurs de niveau 2 du CMR sont plus modestes.<sup>29</sup> En outre, la stratégie du NDEA ne prévoit pas de cibles spécifiques pour les technologies d'énergie renouvelable ou de réduction du carbone, alors que le CMR actuellement utilisé le fait. Comme indiqué précédemment, le NDEA est neutre sur le plan technologique; cependant, la stratégie globale de la BAD met davantage l'accent sur la croissance verte et la durabilité environnementale, en plus de l'inclusion de ces objectifs plus nuancés. Ces cibles sont plus cohérentes avec la volonté de faire en sorte que le NDEA soit en adéquation avec la stratégie globale de la Banque. En outre, le CMR actuel comporte une cible pour les raccordements hors réseau (ou les personnes raccordées), alors que la stratégie du NDEA mentionne la capacité installée (en MW) des raccordements hors réseau comme indicateur de niveau 2. L'inclusion d'une cible pour les raccordements semble être plus judicieuse et plus cohérente avec les indicateurs de

niveau 1 du NDEA. Les cibles annuelles indiquées dans le tableau 2 représentent simplement une interpolation linéaire des cibles pour 2025. Cela diffère du CMR présenté dans la stratégie du NDEA qui indique des cibles inférieures pour la première moitié de la période du NDEA (c'est-à-dire jusqu'en 2020), les progrès réalisés par rapport aux cibles du NDEA étant décalés dans le temps. Compte tenu des délais nécessaires pour rééquilibrer le portefeuille et exécuter de nombreux projets du secteur de l'énergie, il semble raisonnable de s'attendre à ce que les progrès par rapport aux cibles s'accélèrent au cours de la période du NDEA, comme indiqué dans la stratégie.

**Le Complexe de l'énergie de la Banque, PEVP, surveille également sa réserve de projets à l'aide d'indicateurs analogues aux indicateurs du CMR de la Banque décrits à l'annexe technique 6. Toutefois, les indicateurs clés de performance (KPI) utilisés pour gérer les performances au sein du Complexe sont principalement axés sur les approbations plutôt que sur les cibles du NDEA, avec lesquelles les projets approuvés devraient être harmonisés.** Les projets sont sélectionnés en fonction de leur adéquation générale avec les

priorités de la BAD ; toutefois, la réserve de projets n'est pas gérée activement pour assurer la cohérence avec le NDEA et la réalisation de ses cibles. La base de données des projets de PEVP permet de suivre nombre des indicateurs figurant à l'annexe technique 6, tels que la capacité de production d'électricité, le nombre de raccordements et les émissions de CO<sub>2</sub> évitées. Cette base de données fournit apparemment une grande partie des données qui seraient nécessaires pour suivre les performances courantes et futures prévues par rapport au NDEA, en utilisant les informations sur la réserve de projets de la Banque. Toutefois, il apparaît que les cibles fixées ne sont pas toujours effectivement répercutées à tous les échelons de la hiérarchie de PEVP, certains responsables n'étant pas au courant des cibles fixées pour leurs domaines d'intervention.

**Le cadre de suivi du NDEA soutient bien la comparaison avec des stratégies analogues. Néanmoins, il existe deux lacunes liées au cadre de suivi du complexe PEVP qui pourraient revêtir une importance croissante pendant la période de mise en œuvre du NDEA.** Premièrement, la base de données ne permet pas de suivre efficacement les contributions apportées par l'ensemble de

**Tableau 2:** Progrès en 2018 par rapport aux indicateurs de niveau 2 : extrait de la RAED 2019

Indicateur		Réalisations 2018	Cible 2018	Cible 2025 (cumulée 2015-2025)
Nouvelle capacité totale de production d'énergie installée	MW	447	880	8 800
Nouvelle capacité en énergies renouvelables installée	MW	197	560	5,600
Personnes ayant de nouveaux raccordements électriques [réseau]. Dont femmes		0,6 million 0,3 million	2,4 millions 1,2 million	24 millions 12 millions
Personnes raccordées à des systèmes hors réseau Dont femmes		- -	1,2 million 0,6 million	12 millions 6 millions
Personnes dotées de moyens de cuisson non polluants Dont femmes		- -	3,2 millions 1,6 million	32 millions 16 millions
Lignes de distribution d'électricité nouvelles ou améliorées	km	2 430	3 520	35 200
Lignes de transport d'électricité nouvelles ou améliorées	km	480	576	5 760
Réduction des émissions dans le secteur de l'énergie	MtCO <sub>2</sub>	0,7	1,8	18

Source : Revue annuelle sur l'efficacité du développement (RAED) 2019.

l'assistance technique facilitée par la Banque, par exemple par le biais des fonds fiduciaires qu'elle gère. Certaines AT pourraient contribuer à faciliter l'ajout de capacités ou la réalisation de nouveaux raccordements. Deuxièmement, la base de données ne permet pas de suivre et de consolider l'impact des investissements réalisés par les fonds dans lesquels la Banque investit. PEVP investit de plus en plus dans des fonds, allant des fonds de capital-investissement aux fonds d'amorçage de la BAD, tels que la Facilité pour l'inclusion énergétique<sup>30</sup>. La base de données de PEVP inclut la contribution financière de la BAD au fonds, mais pas la contribution des investissements, au sein de ce fonds, à la réalisation des cibles du NDEA. La documentation de Power Africa concernant son plan de mise en œuvre du suivi et de l'évaluation est la plus claire, et les rapports sur les progrès accomplis par rapport à la stratégie sont réguliers et publics. Le NDEA est également relativement clair, notamment en ce qui concerne l'évaluabilité, car ses indicateurs et ses objectifs sont les plus clairs de toutes les stratégies de comparaison. Certains des indicateurs de la stratégie de la Banque mondiale avaient des définitions plus générales des indicateurs, et il semblerait que tous les indicateurs ne faisaient pas l'objet d'un suivi et d'un rapport systématiques. La stratégie de transition énergétique de l'AFD avait des indicateurs de haut niveau très ambitieux, des définitions générales des indicateurs, mais sans aucun mécanisme apparent d'établissement de rapports publics sur les progrès accomplis.

### **Conception des projets de la Banque**

**Constatation 6:** La conception des projets de la Banque dans le secteur de l'énergie était insatisfaisante en raison de lacunes dans certains domaines essentiels, tels que l'évaluation des risques et la planification sectorielle à long terme. La conception des interventions n'est pas propice à l'obtention de résultats, en raison de problèmes liés à l'environnement réglementaire dans les PMR et d'une moindre attention accordée au transport et à la distribution.

**Au niveau des projets, 74 % des projets de l'échantillon (61<sup>31</sup>) sont jugés satisfaisants ou mieux en ce qui concerne la pertinence de la conception des projets. La conception des projets relatifs aux opérations souveraines présentait des lacunes dans trois domaines principaux : évaluation des risques, qualité du travail en amont pour les PPP et absence de politiques énergétiques nationales globales.** Premièrement, les principaux risques ont été raisonnablement bien identifiés lors de la conception du projet, mais insuffisamment analysés. Ils ont souffert d'hypothèses optimistes, dont les suivantes : i) la capacité des compagnies d'électricité à exploiter et à entretenir efficacement les actifs du projet; ii) les régimes tarifaires, qui étaient faibles; iii) le développement limité des réseaux de transport et de distribution; iv) la disponibilité du gaz pour faire fonctionner la centrale électrique pour les projets thermiques; et iv) l'ingérence politique. Parmi les autres risques figurent notamment ceux relatifs aux projets d'interconnexion électrique, la capacité des pays exportateurs à produire suffisamment d'électricité pour répondre à la demande nationale et remplir les obligations contractuelles envers les clients internationaux, aux tensions politiques entre les pays partenaires commerciaux pour les projets d'interconnexion électrique, et aux limites des accords d'achat d'électricité. Du côté positif, pour les ONS et les OAP (à l'exception de l'Angola), l'évaluation et l'atténuation des risques sont largement satisfaisantes pour l'ensemble des interventions prises individuellement dans le secteur des énergies renouvelables, bien que certains risques clés, tels que le risque de marché et le risque de construction, soient insuffisamment évalués ou atténués (par exemple, le projet Xina Solar One en Afrique du Sud). Deuxièmement, il n'y avait aucune preuve, pour aucune des quatre interventions évaluées, qu'une évaluation de l'optimisation des ressources ou une analyse contrefactuelle ait été effectuée. Troisièmement, l'importance de l'aide à l'élaboration et à la réforme des politiques est bien reconnue dans les politiques et la stratégie énergétiques de la Banque, mais celle-ci n'a pas systématiquement soutenu les PMR dans le cadre de politiques énergétiques nationales globales, notamment en matière de tarifs<sup>32</sup>. L'évaluation

groupée des OAP du secteur de l'énergie a révélé que la conception s'est avérée être la dimension la plus faible du mécanisme des OAP dans ce secteur. Cette insuffisance de synergies dans la mise en œuvre des différentes stratégies de la Banque a hypothéqué la réalisation des objectifs des interventions dans le secteur de l'énergie (encadré 3).

**Enfin, l'approche globale utilisée en vue d'atteindre les objectifs des projets dans le domaine de l'énergie était limitée.** L'évaluation de l'adéquation des interventions de la Banque a mis en évidence trois problèmes. Il s'agit notamment de : i) l'accent insuffisant mis sur les infrastructures de transport ; ii) le soutien insuffisant accordé à l'élaboration de systèmes tarifaires appropriés de recouvrement des coûts ; et iii) l'accent insuffisant mis sur l'environnement favorable, par exemple, sur les réformes du secteur de l'énergie. Ces insuffisances sont explicitées ci-après.

■ **Insuffisance de l'attention portée aux infrastructures de transport et de distribution.**

Les infrastructures actuelles de transport et de distribution en Afrique sont vieilles et mal entretenues, ce qui entraîne la perte d'environ un cinquième de l'électricité produite sur le continent. C'est pourquoi la Banque a consacré d'importants investissements au développement des infrastructures de transport et de distribution au cours des 21 dernières années, mais ces investissements n'ont pas été à la hauteur des besoins. La capacité de transport actuelle n'est pas suffisante pour répondre à la croissance de la production d'électricité, en particulier aux besoins de transport liés à l'introduction des énergies renouvelables.<sup>33</sup> En outre, d'importantes pertes d'énergie continuent de se produire entre les sources d'approvisionnement et les points de distribution. Les pertes liées au transport et à la distribution réduisent de plus de 20 % l'offre finalement disponible pour les utilisateurs finaux dans certains pays, soit 18 % en moyenne sur le continent. Ce taux, hors Afrique du Sud, est plus de deux fois supérieur à la moyenne mondiale.<sup>34</sup>

■ **L'insuffisance du soutien à l'élaboration de systèmes tarifaires appropriés avec un recouvrement des coûts qui reste un objectif hors de portée.**

Le recouvrement des coûts s'est avéré extrêmement difficile à réaliser et à pérenniser. On a trouvé peu de preuves de la valeur ajoutée des activités de la Banque en matière de tarification de l'électricité. En témoigne la réalisation insuffisante des résultats relatifs à l'augmentation de l'accessibilité financière des services énergétiques pour les utilisateurs finaux bénéficiaires. Ces dernières années, la Banque s'est concentrée sur l'aide aux sociétés d'électricité en vue de réduire les pertes sur réseau et d'augmenter les taux de recouvrement ; cependant, il y a parfois eu un décalage entre ces intentions et les objectifs énoncés dans les DSP.<sup>35</sup>

■ **La Banque insiste trop sur une structure tarifaire reflétant les coûts et peu sur des structures tarifaires ayant un bon rapport « coût-efficacité ».**

La conception des tarifs vise à reconnaître les diverses possibilités de réduction des pertes opérationnelles et commerciales systémiques et motiver les gestionnaires des compagnies d'électricité et le gouvernement à y remédier. Dans le cas contraire, le fait de permettre à ces sociétés d'ajuster leurs tarifs pour couvrir les coûts de livraison rendra l'électricité inabordable pour beaucoup ou obligera le gouvernement à la subventionner pour une plus grande partie de la population. Toutes les opérations souveraines de la Banque contribuent à la réduction du coût de production unitaire de l'électricité, mais ces éléments positifs ne sont pas reflétés dans le tarif - le projet d'interconnexion Éthiopie-Djibouti en est un bon exemple.

■ **Insuffisance de l'accent mis sur un environnement favorable en rapport avec les réformes du secteur de l'énergie.**

Les réformes mentionnées dans les documents de projet n'ont pas toujours été intégrées dans la conception du projet et n'ont donc pas été mises en œuvre. En outre, les parties prenantes ont parfois été surprises que les réformes ne soient pas mises

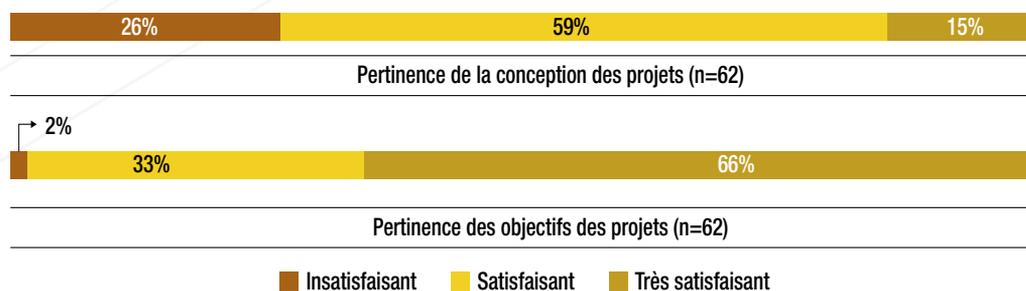
en pratique. La restructuration et la libéralisation ont été bénéfiques dans une poignée de grands pays à revenu intermédiaire, mais se sont révélées trop complexes à mettre en œuvre pour la majorité des pays.<sup>36</sup> La plupart des pays d'Afrique subsaharienne ont été et sont encore soumis à des « réformes sectorielles » répétées qui se traduisent par un régime réglementaire en constante modification, des fluctuations dans le rôle et, par conséquent, dans la crédibilité des interlocuteurs en affaires des investisseurs potentiels. Par exemple, au Nigeria, les réformes du secteur de l'électricité visant à attirer le secteur privé auraient dû être complétées par des

politiques et des programmes publics protégeant le secteur privé avec des garanties pour la production d'énergie promise. Des réformes dans le domaine des énergies renouvelables ont été mises en œuvre dans les plans d'action de certains pays, ces derniers soutenant le développement d'une économie « verte » et d'emplois « verts ». Cela a permis la création de contrats et de programmes d'approvisionnement qui stimulent l'industrie locale. Toutefois, les activités de la Banque n'ont pas toujours apporté de valeur ajoutée aux projets d'énergie renouvelable<sup>37</sup> ou conventionnelle<sup>38</sup> (par exemple, les projets d'énergie thermique en Égypte).

**Encadré 3 :** En quête d'une approche holistique pour maximiser l'utilisation productive de l'électricité et améliorer la croissance économique durable

L'accès à une énergie fiable et abordable n'est que l'un des nombreux ingrédients essentiels qui doivent être mis en place pour catalyser la croissance économique. Il convient d'en tenir compte lors de la conception d'interventions choisies qui sont mises en œuvre dans le cadre du NDEA, les efforts visant à élargir l'accès à l'énergie devant être financièrement durables et, le cas échéant, ciblés sur des activités susceptibles de stimuler la croissance économique, telles que l'utilisation productive de l'énergie. En conséquence, la synergie entre la stratégie du NDEA et les stratégies relatives à d'autres secteurs devrait être primordiale pour accroître la demande d'énergie et réaliser les « Top 5 ». Par exemple, les évaluations groupées des projets d'électrification rurale ont mis en évidence la nécessité d'une synergie entre ces derniers et d'autres projets de développement (par exemple, en matière d'irrigation, d'agriculture, d'approvisionnement en eau, de santé, d'éducation, de microcrédit, etc.) où il est essentiel de produire un impact sur le développement. Ce fut le cas en Tunisie et, dans une certaine mesure, au Mozambique. Les avantages de l'électrification rurale ont été plus prononcés en Tunisie, où le gouvernement a intégré l'électrification à d'autres actions de développement dans le cadre de sa stratégie de développement rural intégré. Cette approche a permis d'optimiser l'utilisation de l'électricité, le développement et l'expansion des entreprises rurales, et de relever le niveau de vie. Néanmoins, dans les zones rurales, l'électricité disponible n'a pas été utilisée de manière optimale, principalement en raison de l'insuffisance des activités économiques complémentaires et de l'incapacité de nombreux ménages à payer les tarifs d'électricité.

**Figure 5:** Pertinence des projets du secteur de l'énergie



Source : ERP, PCREN, études de cas approfondies et évaluation groupée.



# Performance des opérations évaluées

## Efficacité

L'efficacité du soutien de la Banque au secteur de l'énergie a été évaluée à trois niveaux : i) l'atteinte des objectifs de haut niveau, ii) l'atteinte des produits des projets et iv) l'obtention des effets des projets.

**Dans l'ensemble, l'efficacité de l'assistance de la Banque au secteur de l'énergie a été jugée satisfaisante, que les projets aient été approuvés avant ou après la politique du secteur de l'énergie de 2012.** L'assistance de la Banque au secteur de l'énergie sur la période 1999-2018 a permis d'atteindre et, parfois, de dépasser les produits attendus. L'assistance globale a conduit à une augmentation de l'offre et de l'accès à l'électricité grâce à la production d'électricité et aux échanges transfrontaliers ; toutefois, il n'a pas toujours permis d'accroître la fiabilité des services d'électricité. De plus, les progrès vers la réduction du tarif de l'électricité ont été contrariés. Ces résultats ont été principalement influencés négativement par des insuffisances de conception dues à des facteurs liés au contexte du pays qui sont indépendants de la volonté de la Banque. En ce qui concerne les objectifs de haut niveau, malgré l'augmentation du nombre de personnes ayant accès à l'électricité, l'accès à l'énergie en Afrique reste faible, et les progrès vers l'accès pour tous sont lents. En outre, bien qu'il ne fasse pas partie des activités de la Banque avant le NDEA, l'accès à des solutions de cuisson non polluantes est particulièrement faible, peu ou pas de progrès ayant été réalisés ces dernières années dans de nombreux pays du continent.

## Atteinte des objectifs de haut niveau

**Constatation 7:** L'atteinte des objectifs de haut niveau de l'assistance de la Banque au secteur de l'énergie est insatisfaisante en ce qui concerne l'accès à l'électricité et aux solutions de cuisson non polluantes, la fiabilité et le coût des services d'électricité. En ce qui concerne la fiabilité de l'électricité, des pénuries récurrentes d'électricité limitent l'accès à l'électricité et son utilisation, les prix de cette énergie restant élevés. Cette situation est due à plusieurs facteurs, notamment une forte dépendance à l'égard de la production d'électricité à base de pétrole et le manque de moyens financiers pour répondre à une demande en augmentation du fait de la croissance démographique.

**L'accès à l'énergie en Afrique reste faible et les progrès vers l'accès universel sont lents. Dans l'ensemble, l'accès à l'électricité reste problématique dans de nombreuses zones, en particulier dans celles que l'on appelle le « dernier kilomètre ».** Les études de cas par pays axées sur les écosystèmes menés dans le cadre de cette évaluation montrent que si l'accès reste le principal enjeu dans ce secteur à l'échelle du continent, le tableau est plus nuancé au niveau des pays. En outre, l'accès à des solutions de cuisson non polluantes est particulièrement faible, avec peu ou pas de progrès réalisés ces dernières années. Selon le rapport spécial sur l'Afrique des Perspectives de l'économie mondiale (PEM) 2019, une poignée de pays (dont l'Afrique du Sud, l'Éthiopie, le Ghana, le Kenya, le Rwanda et le Sénégal) devraient parvenir à un accès universel à l'électricité d'ici 2030. Si l'Asie de l'Est et du Sud semble être en bonne voie pour réduire sensiblement ses écarts d'accès d'ici 2030, l'Afrique dans son ensemble a beaucoup de mal à

suivre cette évolution. Le continent reste fortement tributaire de la production d'électricité à partir du pétrole, tandis que sa partie subsaharienne présente le plus grand déficit d'accès au niveau régional : environ 573 millions de personnes n'avaient pas accès à l'électricité en 2017. Si les tendances actuelles ne s'inversent pas, on prévoit qu'environ 650 millions de personnes dans le monde seront privées d'électricité d'ici 2030. Sur ce nombre, 9 sur 10 résideront en Afrique subsaharienne.<sup>39</sup> Parmi les pays étudiés dans le cadre de cette évaluation, la Zambie et la RDC ont d'importants déficits en matière d'énergie à combler, tandis que l'Ouganda et la Côte d'Ivoire devraient avoir un excédent d'électricité sur réseau au cours des prochaines années, même si nombre de leurs citoyens n'ont toujours pas accès à des services énergétiques modernes. Cela laisse penser que dans certains pays, l'effort en matière d'investissement doit être porté sur la distribution et des solutions d'accès à l'énergie distribuée, plutôt que sur la production d'électricité sur réseau. Le Maroc, autre pays examiné dans le cadre des études de cas, possède un secteur énergétique plus avancé, avec un accès à l'énergie relativement élevé. Nombre des zones où l'accès à l'énergie est faible sont rurales. Selon la dernière mise à jour du rapport « Énergie durable pour tous - Suivi de l'objectif de développement durable 7 », dans les zones rurales, seulement 22 % de la population a accès à l'électricité. Le coût de la desserte de ces régions est plus élevé et l'écart d'accessibilité financière (c'est-à-dire l'écart entre le coût de la desserte et la capacité de payer des clients) est également plus important. Sans une action accélérée, une fois la croissance démographique prise en compte, le nombre absolu de personnes n'ayant pas accès à l'électricité en Afrique subsaharienne en 2030 serait largement inchangé par rapport à aujourd'hui.<sup>40</sup>

Dans de nombreux pays du continent, la principale source d'énergie reste la traditionnelle biomasse non durable. En Afrique subsaharienne, seuls 30 % de la population ont accès à des combustibles et à des technologies propres pour cuisiner.<sup>41</sup> Au niveau mondial, on estime que 2,90 milliards de personnes n'avaient pas accès à des solutions de cuisson non

polluantes en 2017, un chiffre largement inchangé par rapport aux 2,96 milliards de 2010. Dans six pays, tous situés en Afrique subsaharienne, moins de 5 % de la population avait accès à de telles solutions.

### **La fiabilité, associée à l'accessibilité financière, a limité l'accès et l'utilisation de l'électricité.**

L'approvisionnement en énergie est l'un des plus grands enjeux de l'Afrique en matière d'infrastructures. Trente pays connaissent déjà des pénuries régulières d'électricité et beaucoup paient des primes élevées pour des approvisionnements d'urgence. Un tiers des pays à déficit d'accès sont confrontés à plus d'une interruption hebdomadaire de l'approvisionnement, qui dure en moyenne plus de quatre minutes. Des pays tels que l'Érythrée, Eswatini et le Soudan du Sud connaissent plus de trois interruptions ou une interruption totale de plus de deux heures par semaine. En termes d'accessibilité financière, selon les Indicateurs sur les politiques publiques en matière d'énergie durable (RISE)<sup>42</sup>, parmi les pays à déficit d'accès en 2017,<sup>43</sup> les 40 % des ménages les plus pauvres ont consacré plus de 5 % de leurs dépenses mensuelles à l'achat de 30 kilowattheures (kWh) d'électricité. Pour 285 millions de personnes ayant accès à l'électricité dans ces pays, les niveaux de subsistance de base de la consommation d'électricité étaient inabordables. Par conséquent, un tiers des pays à déficit d'accès sont confrontés à des tarifs d'électricité relativement élevés, supérieurs à 0,15 \$ par kWh, ce qui représente des dépenses mensuelles supérieures à 4,50 \$ pour seulement 30 kWh d'électricité. Les coûts élevés sont souvent observés dans des pays enclavés (par exemple, le Rwanda), des États insulaires (par exemple, Madagascar) ou de petits pays en transition dont les infrastructures sont peu développées (par exemple, le Libéria). Enfin, l'utilisation courante de groupes électrogènes en raison du manque de fiabilité du réseau et des fréquentes coupures de courant fait augmenter le coût de l'électricité pour de nombreuses compagnies d'électricité, ce qui réduit leur compétitivité. En outre, le coût sous-jacent de l'énergie brute est souvent élevé en raison de l'utilisation de combustibles liquides coûteux, en

particulier en cas de centrales électriques de secours coûteuses et inefficaces. Toutefois, l'électricité sur réseau, lorsqu'elle est disponible, est souvent facturée aux consommateurs finaux à un prix bien inférieur à son coût. Il en résulte que les compagnies d'électricité ne sont pas financièrement viables et en mesure d'investir dans les infrastructures de réseau. En conséquence, la fiabilité ne s'améliore pas, ce qui est incontestablement plus grave que le coût pour nombre de compagnies d'électricité. Les subventions croisées ajoutent des complications supplémentaires ; l'électricité est souvent très bon marché pour les ménages à faible consommation et les grandes industries, mais beaucoup plus chère pour les petites et moyennes entreprises.

### Réalisation des produits des projets

**Constatation 8:** Dans l'ensemble, l'assistance de la Banque au secteur de l'énergie a atteint et, parfois, dépassé les produits attendus (par exemple, actifs fournis, capacités développées et politiques mises en œuvre) pour améliorer le taux d'accès à l'électricité.

Sur les 62 projets de l'échantillon, près de 80 % ont été jugés satisfaisants ou mieux (plus de 75 %

des produits escomptés ayant été réalisés). Cette performance s'observe dans divers sous-secteurs, même si les interventions visant à moderniser et à étendre le réseau national sont celles qui y ont le plus contribué.

### Produits physiques

Le tableau 3 montre que les produits ont été largement réalisés, pratiquement sans exception. Les produits réalisés sont : i) la construction d'infrastructures physiques, telles que des barrages, des centrales électriques, des lignes de transport et de distribution ; ii) l'installation d'équipements électromécaniques et d'instruments de surveillance ; iii) la fourniture d'un soutien institutionnel, tel que des services d'ingénierie, la définition de mesures d'atténuation d'impacts environnementaux et sociaux ; et iv) la réalisation de diverses études.<sup>44</sup> La construction totale prévue des lignes de distribution dans 20 opérations (27 344 km) a été dépassée de près de 12 %, soit environ 3 261 km. L'ensemble des lignes de transport et la production totale d'électricité ont été quasiment conformes aux prévisions (98 % et 96 %, respectivement).

**Tableau 3:** Résumé des principaux produits réalisés par les projets

Indicateurs	Nombre d'opérations	Global			Taux de réalisation global	Part des projets affichant plus de 75 % de réalisation
		Prévision	Réalisation	Différence		
Nombre total de km de lignes de distribution	20	27 344,00	30 605,26	3 261,26	112 %	85 %
Nombre total de km de lignes de transport d'électricité	20	6 844,40	6 687,92	156,48	98 %	90 %
Capacité totale installée ajoutée (en MW)	21	7 397,00	7 558,54	161,54	102 %	95 %
Capacité totale d'énergie renouvelable installée ajoutée (en MW)	9	2 186,00	2 168,00	- 18,00	99 %	100 %
Sous-stations de distribution et transformateurs construits ou réhabilités	36	9 053,00	11 577	2 524	104 %	86 %
Production en GWh	15	46 933,18	44 901,85	2 031,33	96 %	87 %

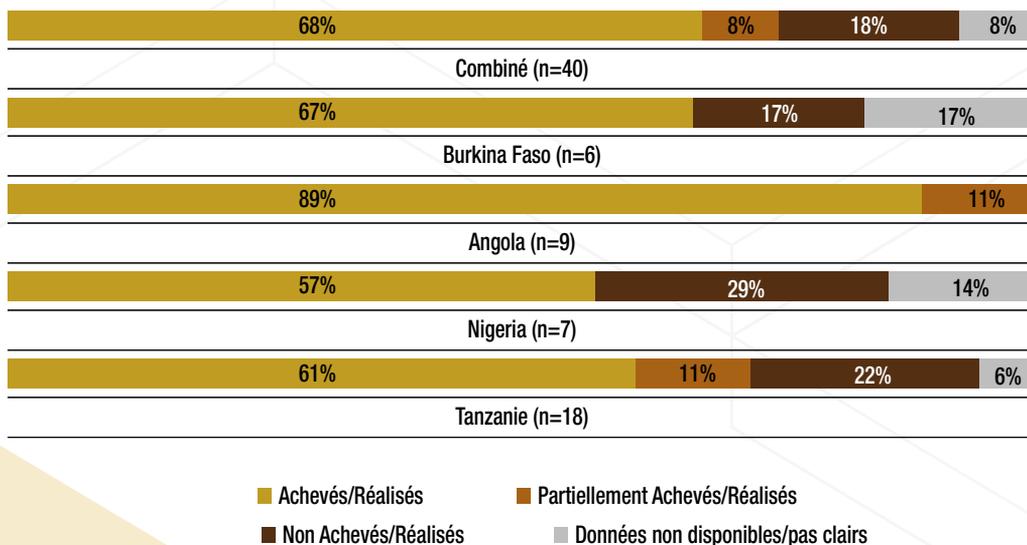
Source : Calculé par IDEV, à partir des bases de données internes de la Banque.

### Gestion du secteur

**Un nombre considérable de produits d'OAP ont été réalisés.** Sur un total de 40 indicateurs de produits évalués, plus des trois-quarts ont été entièrement ou partiellement réalisés (figure 6). Environ 18 % n'ont pas été atteints du tout, tandis que l'état de réalisation de 8 % n'a pas pu être rapporté (qualifié de peu clair). En ce qui concerne la situation dans différents pays, les performances du programme d'appui à la réforme du secteur de l'électricité de l'Angola se sont distinguées, avec près de 90 % de tous les produits entièrement réalisés. Dans le cas du programme d'appui budgétaire au secteur de l'énergie du Burkina Faso, environ deux tiers des indicateurs de produits ont été réalisés, comparés à 61 % et 57 % pour la Tanzanie et le Nigeria, respectivement.

**Pour ces OAP, une combinaison de facteurs - principalement le contexte national et l'adéquation du mécanisme d'OAP - a affecté à la performance tant en matière de produits que de effets.** En Tanzanie, par exemple, une collaboration étroite entre le gouvernement et les partenaires au développement a contribué à l'atteinte des produits. Cependant, des facteurs tels que la faiblesse relative du ministère des Finances et d'autres organismes centraux dans la coordination des deux programmes mis en œuvre ont eu une incidence négative sur la performance en matière de produits, en particulier en Tanzanie (encadré 4). Cette faiblesse de l'environnement institutionnel est un facteur récurrent au Nigeria, au Burkina Faso et en Angola. En outre, le type de mécanisme d'OAP manquait, dans une large mesure, d'approche stratégique permettant d'amorcer un dialogue stratégique.

**Figure 6:** Résumé de l'analyse de l'atteinte des produits pour des OAP choisies



Source : ERP, PCREN, études de cas approfondies et évaluation groupée.

**Encadré 4 :** Principaux facteurs favorables et défavorables liés au contexte du pays en Tanzanie**Facteurs favorables**

- Des politiques/stratégies clairement structurées en matière d'énergie et de gestion des finances publiques, avec un niveau élevé d'appropriation par le gouvernement.
- Un soutien politique fort pour la mise en œuvre des deux stratégies.
- Une collaboration étroite avec les partenaires au développement en rapport avec les deux stratégies.
- Bonne capacité technique au sein du ministère de l'Énergie et des Ressources minérales et de l'Autorité de régulation des services publics d'énergie et d'eau (EWURA) pour mener les réformes du secteur de l'électricité.

**Facteurs défavorables**

- Les tensions persistantes entre le gouvernement et les partenaires au développement à la suite du scandale de l'Independent Power Tanzania Ltd (IPTL) de 2014 et de la suspension subséquente de l'aide budgétaire.
- La délégation insuffisante de pouvoir de décision, qui a entraîné une certaine inefficacité et un manque de continuité dans la mise en œuvre des politiques.
- La faiblesse relative du Ministère des Finances et d'autres organismes centraux, qui, par rapport aux périodes précédentes, ont moins de capacités techniques et de pouvoir/influence de coordination pour mener efficacement des réformes transversales et assurer le suivi des engagements pris dans le cadre des OAP.

**Source :** Évaluation groupée d'OAP du secteur de l'énergie - Rapport de synthèse.

**Renforcement des capacités**

Depuis 2012, la plupart des projets énergétiques financés par la Banque comprennent des activités de renforcement de capacités visant à renforcer les connaissances et les compétences individuelles, les systèmes (méthodes, procédés, procédures), les structures (autorité, droits et devoirs, communication), l'infrastructures et les équipements (matériels et immatériels), un environnement de travail et les facteurs externes. Cependant, un examen critique du renforcement des capacités pour le secteur de l'électricité indique que les bailleurs de fonds ont généralement éprouvé des difficultés à financer des programmes autonomes de renforcement des capacités. Cette situation est en partie due aux problèmes liés à la mesure de l'impact tangible de telles initiatives par rapport à leur coût. Toutefois, cette tendance évolue lentement, grâce à la reconnaissance du

fait que le renforcement continu des capacités est essentiel pour assurer le succès des projets d'infrastructures énergétiques, car il faut disposer de compétences techniques et managériales adéquates pour exploiter les installations de production et de transport à mettre en service ou à moderniser.<sup>45</sup> En outre, les gouvernements, en particulier le ministère des Finances, ne sont pas disposés à allouer des prêts au renforcement des capacités et insistent pour que la Banque ajoute une subvention à cette activité, ce qui indique qu'il s'agit d'un moyen moins efficace pour renforcer les capacités nécessaires à la gestion de l'investissement. Certains éléments donnent également à penser que les compagnies d'électricité devraient prévoir un financement dans leurs programmes de perfectionnement du personnel, c'est-à-dire en collaboration avec les ministères de la Planification et du Perfectionnement de la main-d'œuvre du pays.

### Réalisation des effets des projets

**Constatation 9:** Dans l'ensemble, l'atteinte des effets des projets du secteur énergétique de la Banque est satisfaisante. Environ 74 % des 62 projets de l'échantillon ont été jugés satisfaisants ou mieux, en ce qui concerne la réalisation des effets. Le soutien de la Banque a permis d'accroître l'approvisionnement et l'accès à l'électricité grâce à la production et aux échanges transfrontaliers d'électricité, même s'il n'a parfois pas réussi à améliorer la fiabilité des services et à réduire le tarif, en raison de facteurs liés au contexte du pays qui échappent au contrôle de la Banque. Conjuguée à une faible consommation d'électricité, cette situation a empêché l'atteinte de l'objectif de haut niveau à savoir l'amélioration de l'accès et de l'utilisation d'une électricité fiable et abordable pour tous.

#### Meilleure couverture de l'accès à l'électricité.

L'assistance de la Banque au secteur de l'énergie a favorisé l'augmentation de l'offre et de l'accès à l'électricité en stimulant la production et l'électrification rurale, les échanges transfrontaliers d'électricité et l'amélioration des infrastructures de transport, en plus de l'utilisation accrue de sources d'énergie conventionnelles et renouvelables. Le tableau 4 indique, sur la base des données d'un échantillon de 15 projets, que la Banque a contribué au financement d'environ 44 902 GWh et à la réalisation de quelque 1 451 506 nouveaux raccordements – 44% de plus que prévu.

**Les projets d'interconnexion électrique ont permis d'accroître l'accès grâce à l'accélération d'échange d'électricité.** L'évaluation groupée de six projets d'interconnexion a montré que ces projets ont accéléré l'échange d'électricité entre les régions. Dans deux projets (Éthiopie/Djibouti et Maroc), les capacités d'échange potentielles ont atteint leurs limites peu après l'achèvement du projet. Cette augmentation des échanges était due au fait que le coût de l'électricité importée était inférieur à celui de la production intérieure. L'augmentation des capacités de transfert a permis une croissance

rapide des importations nettes qui a encore stimulé la croissance de la demande dans ces pays.

#### L'assistance de la Banque n'a parfois pas réussi à accroître la fiabilité et la qualité de la fourniture d'électricité.

La faiblesse des tarifs fixés a entraîné une pression financière sur les compagnies d'électricité, les obligeant à mettre en œuvre des mesures d'économie, telles que le délestage, avec une diminution concomitante de la fiabilité et de la qualité de l'approvisionnement (par exemple, les projets d'électrification rurale au Bénin, en Éthiopie et en Gambie). Il convient de noter que la plupart des compagnies d'électricité en Afrique sont soit publiques, soit parapubliques avec une participation majoritaire de l'État. Par conséquent, elles ont moins de souplesse pour mettre en œuvre leurs propres décisions financières visant à améliorer la qualité du service sans le soutien de l'État. Les projets d'électrification rurale en Gambie et au Bénin n'ont pas permis d'améliorer le fonctionnement du réseau et le transport d'électricité, comme le montre l'instabilité de la tension. Cela a été confirmé par une enquête auprès des ménages des bénéficiaires visés, qui étaient dans leur immense majorité insatisfaits de la fiabilité et de la qualité de leur alimentation en énergie.

L'évaluation groupée des projets d'interconnexions électriques confirme que l'amélioration prévue de la fiabilité et de la qualité de l'approvisionnement en électricité, qui dépendait d'importations d'électricité, ne s'est pas toujours concrétisée. La fiabilité du réseau s'est améliorée grâce à des importations adéquates à travers des interconnexions au Maroc et en Namibie ; cependant, cela n'a pas été le cas pour d'autres pays importateurs, où les importations n'étaient pas fiables. Par exemple, dans le projet d'interconnexion électrique Nigeria-Togo-Bénin NEPA-CEB, le système de la Communauté électrique du Bénin (CEB) n'a pas réussi à accroître la fiabilité d'une interconnexion avec le réseau nigérian. Cela était dû à l'instabilité du réseau nigérian et à des difficultés liées à la synchronisation des deux réseaux. Par ailleurs, les attentes d'autres pays membres du Pool énergétique ouest-africain (WAPP), qui espéraient qu'une énergie

hydroélectrique moins chère pourrait être produite et leur livraison par l'intermédiaire de l'interconnexion à la CEB et au Nigeria, ne se sont pas concrétisées. Et il n'est pas prévu que ces objectifs soient atteints dans un proche avenir. En revanche, il existe des cas positifs (par exemple, au Maroc, en Namibie) où la fiabilité s'est améliorée. Le Maroc, par exemple, a intégré des programmes de renforcement du réseau dans le projet d'interconnexion, ce qui a permis d'améliorer la fiabilité.

**Les interventions de la Banque n'ont pas toujours contribué à rendre les services énergétiques des PMR plus abordables pour les utilisateurs finaux bénéficiaires, en particulier les pauvres. Environ un tiers du groupe de projets évalués ont atteint plus de 75 % de leur objectif de réduction des coûts.**

L'accessibilité financière des services énergétiques dans le projet de centrale hydroélectrique de Bujagali en Ouganda a actuellement diminué en raison de divers facteurs, notamment l'augmentation des prix à la consommation et la dépréciation du taux de change.<sup>46</sup> En outre, l'évaluation groupée des interconnexions indique que l'objectif d'abaisser les tarifs d'électricité pour le consommateur moyen grâce à des importations d'électricité moins coûteuses via les interconnexions n'a été atteint dans aucun des projets évalués. Cette situation a été due non seulement à l'augmentation de la demande et à l'utilisation croissante de la capacité

thermique pour répondre à la demande, mais aussi à des déficiences dans le fonctionnement des compagnies d'électricité au niveau national qui ont été passées aux consommateurs. En outre, même si les pays importateurs et exportateurs ont essayé de compléter leur approvisionnement en électricité en ajoutant des énergies renouvelables provenant de l'éolien et du solaire, la proportion de ces dernières dans le bouquet de production et leurs avantages en termes de coût moyen restent limités. L'utilisation des énergies renouvelables n'a donc pas eu d'impact notable sur les tarifs de l'électricité. En outre, des insuffisances techniques et en matière de gestion et d'exploitation ont fait augmenter le coût des compagnies d'électricité. De ce fait, elles ont miné les avantages en termes de coûts procurés par les interconnexions. Il en a résulté une augmentation des tarifs ou, au mieux, un ralentissement du taux de croissance de ces derniers.

La conception et la mise en œuvre de tarifs efficaces nécessitent un système de comptage adéquat, ainsi que des données sur les habitudes de consommation et les tarifs de base, ou d'autres dispositifs protégeant les consommateurs les plus pauvres.<sup>47</sup> Ces mécanismes sont négligés dans l'approche actuelle de la Banque où les études tarifaires en tant que composantes du projet ne sont que sporadiquement réalisées avant ou pendant la mise en œuvre du projet.<sup>48</sup> Une approche plus holistique est nécessaire pour remédier à cette situation (encadré 5).

**Tableau 4:** Résumé des principaux effets des projets

Indicateurs	Global			Taux de réalisation global	Part des projets affichant plus de 75 % de réalisation
	Prévision	Réalisation	Différence		
Production en GWh (N=15)	46 933,18	44 901,85	- 2 031,33	96 %	87 %
Nouveaux raccordements (N=21)	1 008 745	1 451 506	+ 442 761	144 %	86 %
Éclairage public (N=6)	12 716	19 441	+ 6 725	153 %	100 %
Réduction du coût de l'énergie électrique (N=6)	-	-	-	71 %	33 %
Réduction des pertes techniques (N=6)	-	-	-	100 %	63 %
Émissions de CO2 évitées (tonnes par an) (N=8)	3 437 354	3 414 545	+22 809	100 %	88 %

**Source :** Calculé par IDEV, à partir des bases de données internes de la Banque et de la base de données sur les résultats de SNDR.

### Encadré 5 : Arbitrage entre recouvrement des coûts et accessibilité financière

Un dilemme typique des compagnies d'électricité des pays en développement est de garantir le recouvrement total des coûts lorsque la structure tarifaire, fondée sur les coûts marginaux à long terme (CMLT), est conçue pour couvrir les coûts de maintenance et de remplacement des actifs, tout en permettant aux clients à faible revenu d'accéder à l'électricité à un prix abordable. En outre, les sociétés d'électricité d'Afrique subsaharienne sont confrontées à un autre problème, qui leur est propre : il leur est difficile de justifier de nouvelles augmentations de tarifs, déjà élevés, surtout par rapport aux régions plus développées du monde. (Source : BM-GIE, juin 2016, Viabilité financière du secteur de l'électricité dans les pays en développement : Évolution récente et efficacité des interventions de la Banque mondiale, p. 6).

Pour y remédier, de nombreux pays africains ont introduit des « tarifs minimaux » (inférieurs au coût) pour les clients à faible revenu. Par exemple, le tarif minimal au Kenya s'applique aux ménages consommant moins de 50 kWh par mois, qui est subventionné par les tarifs imposés aux gros consommateurs (Source : ICA, novembre 2016, Construire des infrastructures de qualité pour le développement de l'Afrique, p. 8-9). La moyenne de tous les tarifs pondérés par les montants de la consommation doit être égale ou supérieure au CMLT, mais cela n'est malheureusement pas appliqué dans la plupart des pays de la région. Même le CMLT lui-même n'est pas toujours fourni et/ou mis à jour par le plan de développement énergétique à long terme du pays. En ce qui concerne le recouvrement des coûts, une étude de la Banque mondiale a récemment révélé que seuls 21 des 39 pays d'Afrique subsaharienne étaient en mesure de couvrir les dépenses d'exploitation de leur réseau électrique et que seulement deux d'entre eux, l'Ouganda et les Seychelles, ont un secteur électrique financièrement viable (Source : BM, août 2016, Viabilité financière des secteurs de l'électricité en ASS : Déficit quasi budgétaires et coûts cachés).

Compte tenu de ces contraintes, il ne serait pas possible de viser à réduire les tarifs par la mise en œuvre d'un seul projet de production d'électricité ou d'interconnexion de réseaux (en faisant de la réduction des tarifs un des indicateurs de résultats) sans tenir compte des déficits budgétaires systémiques des compagnies d'électricité. En fait, de nombreux projets d'interconnexion de la Banque n'ont pas atteint cet objectif, comme indiqué dans la section « Réalisation des effets des projets » du présent rapport. La solution la plus réaliste pour trouver un compromis entre l'accessibilité financière et le recouvrement des coûts réside dans une tarification optimale de l'électricité rendue possible par la réduction des coûts d'exploitation, en diminuant les inefficacités tarifaires et en améliorant les cadres réglementaires.

### L'utilisation par la Banque d'activités hors prêt pour soutenir l'atteinte des résultats des projets a été partielle et incohérente, bien qu'efficace lorsqu'elle a été employée.

La Banque a créé des conditions favorables pour faciliter le dialogue entre les principaux acteurs des projets, souvent par le biais d'activités autres que de prêt. Il s'agissait notamment du dialogue avec les acteurs concernés et les administrations publiques nationales, du renforcement des institutions avec les compagnies d'électricité, de la formation technique spécifique aux projets et du financement de pools énergétiques régionaux (EAPP<sup>49</sup>, WAPP) pour l'organisation de diverses sessions de formation.<sup>50</sup> La Banque a également encouragé le dialogue entre les entités responsables en Égypte afin d'établir des relations solides et de maintenir le cap sur les objectifs stratégiques. Parmi les autres exemples de

contributions hors prêt apportées à des compagnies d'électricité figurent notamment l'assistance technique, l'amélioration des politiques et des procédures financières, des études tarifaires et le renforcement institutionnel (par exemple, le projet Éthiopie-Djibouti). Les activités hors prêt spécifiques aux projets comprenaient également un soutien technique (projet d'énergie éolienne, Afrique du Sud-Sere) et des programmes de formation (projet d'infrastructure de transport, Burundi-Preiel).

L'assistance de la Banque à l'instauration d'un environnement favorable dans les PMR n'est devenu une intervention importante que depuis 2013. En effet, 32 des 45 projets relatifs à l'environnement favorable (dans 22 pays) ont été approuvés après 2013. Le rôle de la Banque dans la facilitation du dialogue sur les politiques a souvent été

considéré comme inadéquat,<sup>51</sup> avec des cas de soutien juridique insuffisant à une compagnie d'électricité (par exemple, Electra au Cap-Vert) ayant également été identifiés. Au moins trois projets auraient bénéficié d'un soutien financier, juridique et technique plus ferme. Par exemple, la faible stabilité financière de deux compagnies d'électricité (par exemple, à Madagascar et au Cap-Vert) et l'insuffisance des compétences du personnel tant sur le plan technique que sur celui de la gestion des performances (par exemple, le projet Nigeria-Togo-Bénin) n'ont pas été correctement prises en compte.<sup>52</sup> Dans le cas des projets thermiques classiques, la nécessité d'une aide supplémentaire de la Banque a été décelée, en particulier aux stades initiaux (par exemple, assistance technique et renforcement institutionnel des sociétés d'électricité, promotion du dialogue, études sur des combustibles de substitution), tandis que le soutien de la Banque aux projets d'interconnexion était faible en termes de renforcement des capacités du gouvernement à réaliser et à gérer l'infrastructure de transport construite.

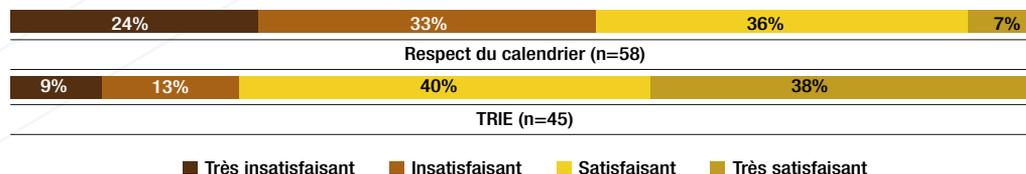
## Efficiences

L'efficacité de l'assistance de la Banque aux projets du secteur de l'énergie a été évaluée selon deux dimensions : le calendrier (retards) et les dépassements de coûts, d'une part, et la performance économique, d'autre part.

### L'efficacité de l'assistance de la Banque aux projets a été jugée insatisfaisante. Toutefois, elle s'est améliorée pendant 2012-2018.

Globalement, seuls 37 % des 58 projets achevés qui ont été examinés ont obtenu la note « satisfaisant » ou « très satisfaisant ». Les projets approuvés après 2011 étaient plus efficaces (62 % ont obtenu une note élevée, contre 30 % pour les projets approuvés avant 2011). Les projets de l'échantillon évalués ont été jugés économiquement viables ; toutefois, ils ont connu des retards importants et des problèmes de passation de marchés. Si l'on compare les opérations du secteur privé à celles du secteur public, les premières ont réalisé de meilleures performances, 62 % d'entre elles ayant obtenu une note satisfaisante ou supérieure, soit plus de deux fois le taux des opérations du secteur public. Une tendance analogue s'observe lorsqu'on compare la période 2012-2018 à la période 1999-2011, la première affichant une nette amélioration en termes d'efficacité. La raison de cette performance relativement meilleure après 2011 tient probablement au fait que la majorité de l'échantillon des projets considérés (63 % des projets achevés) étaient des OAP qui étaient généralement moins sujets aux retards. Il est important de mentionner que, si le TRIE ex ante a été calculé pour tous les projets de l'échantillon, les analyses de sensibilité effectuées nécessitent une évaluation plus rigoureuse. Par conséquent, ils devraient être analysés avec prudence.

Figure 7: Efficacité des projets du secteur de l'énergie



Source : ERP, études de cas approfondies sur le terrain et évaluations groupées.

### **Retards et dépassements de coûts**

**Constatation 10:** L'évaluation a mis en évidence des problèmes de retards et de dépassements de coûts qui ont compromis la performance de l'assistance de la Banque au secteur de l'énergie et constitué la menace la plus importante pour l'efficacité des projets.

**Les retards des projets demeurent une contrainte majeure dans la mise en œuvre des opérations de la Banque dans le secteur de l'énergie.** Dans ce secteur, de nombreux retards se produisent et commencent souvent dès la conception, et se poursuivent jusqu'à la mise en œuvre et l'entretien. Sur les 53 projets comportant les données nécessaires, seuls 9 % (5 projets) ont été achevés dans les délais ou en avance. Les 91 % restants ont connu une forme ou une autre de retard. En moyenne, chacun des 53 projets a été retardé de 34 mois, soit

près de trois ans, en raison de leur complexité. Les projets d'interconnexion électrique ont connu le retard moyen le plus important sur la période, soit 67 mois. Cela se traduit par près de cinq années et demie de perte de production. Par exemple, le seul projet d'interconnexion électrique entre l'Éthiopie et Djibouti a subi un retard de 23 mois, soit près de deux ans (encadré 6). Le retard moyen parmi les projets de production d'énergie renouvelable et conventionnelle était modéré, généralement moins de deux ans pour les opérations pour lesquelles des données sont disponibles, à l'exception notable du projet Bumbuna en Sierra Leone.<sup>53</sup> Les projets visant à renforcer l'environnement favorable du secteur de l'énergie ont connu les retards moyens ou les années de production perdues les plus faibles, soit environ un an et cinq mois. Cela peut s'expliquer par la nature immatérielle de ces projets (dont certains sont des OAP).

#### **Encadré 6 :** Projet multinational d'interconnexion électrique (Éthiopie-Djibouti)

Le projet multinational d'interconnexion électrique (Éthiopie-Djibouti) était à l'origine un projet de transport d'électricité de 42,76 millions d'UC cofinancé par la BAD. La conception du projet a été modifiée lors des revues de la conception, et la ligne est passée d'un circuit simple à un circuit double, ce qui a justifié la demande, puis l'approbation par la Banque, de prêts supplémentaires aux emprunteurs. Ces changements ont également affecté les calendriers de mise en œuvre. Le projet, tel que conçu à l'origine, devait être exécuté en 54 mois, entre janvier 2005 et juin 2009. Cependant, l'entrée en vigueur du prêt a pris un retard de 19,5 mois et est intervenue en octobre 2006, au lieu de janvier 2005 comme prévu. En outre, et compte tenu des conditions de réévaluation, les modifications de la conception ont également augmenté la portée du projet, ce qui a par la suite retardé son achèvement de 11 mois jusqu'en mai 2011, date à laquelle les derniers essais de mise en service ont été finalisés - et non en juin 2010 comme prévu (réévaluation). L'exécution proprement dite a ensuite pris un total de 55 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du prêt, au lieu des 54 mois prévus, ce qui témoigne de l'efficacité des prestations du contractant. Toutefois, compte tenu des dates initiales de début et d'achèvement, la mise en œuvre du projet a pris 77 mois, au lieu de 54, ce qui représente un retard de 23 mois. Il en résulte donc une note très insatisfaisante en termes de respect des délais.

**Source :** Multinationale : Interconnexion électrique Éthiopie-Djibouti, PRA

**Les difficultés étaient liées à des glissements dans les calendriers de mise en œuvre résultant de retards dans l'entrée en vigueur des prêts/dons, et de changements dans la conception des projets; toutefois, il est important de noter qu'entre 2009 et 2018, les retards dans le secteur de l'énergie ont considérablement diminué par rapport à la période 1999-2008. Une fois ventilées par type d'opération, des tendances analogues peuvent être constatées tant pour les opérations du secteur public que pour celles du secteur privé, bien que ces dernières affichent la baisse la plus faible.**

Lorsque de longs délais s'écoulaient entre l'approbation et le début de l'exécution du projet, des changements dans les facteurs externes rendaient la conception originale obsolète ou les hypothèses, fausses (par exemple, les prix des intrants), ce qui nécessitait une nouvelle conception du projet et entraînait davantage de retard. Lorsque les projets respectaient le calendrier et que les actifs des lignes de transport étaient fonctionnels - mais non utilisés en raison de retards dans d'autres opérations du projet - les emprunteurs étaient soumis à une pression considérable pour qu'ils tiennent leurs engagements en matière de service des prêts, du fait que les lignes de transport ne généraient pas de recettes. Entre 1999 et 2008, les retards subis par projet ont été en moyenne de 47 mois, soit près de quatre ans. Ce chiffre a fortement diminué pour atteindre 11 mois pour la période 2009-2018, soit environ 75 points de pourcentage. Cela signifie que pour les projets achevés qui ont été approuvés après 2009, la gravité des retards s'est considérablement atténuée. Ces évolutions positives sont attribuables en partie à l'engagement de la Banque à s'attaquer à la problématique de la qualité à l'entrée, parallèlement au soutien apporté à l'instauration d'un environnement favorable dans le secteur de l'énergie dans les PMR, notamment à travers la mise en place de cellules de coordination de projet compétentes, le tout dans le contexte de la politique du secteur de l'énergie de 2012 et du NDEA. En particulier,

les récentes réformes de la Banque, notamment l'introduction de la nouvelle politique de passation des marchés en 2017 et la Directive présidentielle n° 03/2015 concernant le règlement relatif aux activités d'approvisionnement institutionnel de la Banque africaine de développement, ont sans doute contribué à améliorer le délai moyen de passation des marchés de biens et de travaux, ainsi qu'à remédier à la lenteur des décaissements.<sup>54</sup>

**Entre les projets du secteur public et ceux du secteur privé, ces derniers ont connu des retards modérés.** Alors que le retard moyen par projet du secteur privé était d'environ 12 mois pendant la période 1999-2008, il était de 53 mois pour les opérations du secteur public pendant la même période, soit plus de quatre fois plus. Sur la période 2009-2018, le retard moyen pour les opérations du secteur privé était de 8 mois, contre 12 mois pour les opérations du secteur public. Par conséquent, les délais moyens pour les opérations du secteur privé ont diminué de 4 mois (environ 33,3 %), tandis que ceux des opérations du secteur public ont diminué de 41 mois (77,4 %). Les retards relativement faibles enregistrés par les projets du secteur privé ou de PPP s'expliquent en partie par le fait que les décaissements sont en général plus rapides; or, ceux-ci constituent l'une des principales sources de retard pour les projets du secteur de l'énergie en général. En outre, en plus du fait d'apporter plus de capitaux pour l'investissement dans l'énergie, l'expertise technique et l'efficacité du secteur privé a accéléré la mise en œuvre, car certains des projets évalués ont été achevés dans les délais prévus ou avant. Pour les projets qui ont pris du retard dans l'atteinte de leurs produits et résultats, cela était dû, dans une large mesure, à des retards, de la part du gouvernement, dans le décaissement des fonds de contrepartie dans certains cas. Il est toutefois important de noter que même dans le cas des opérations du secteur privé, des retards persistent, en particulier en ce qui concerne les contributions des gouvernements.

**Ce qui apparaît clairement, c'est que les retards se produisent à différents stades de la vie des projets et qu'ils émanent surtout d'une multiplicité de sources.** Les sources de retards les plus courantes observées dans les opérations du secteur sont les suivantes : i) des retards dans le déblocage des fonds de contrepartie, en particulier par le gouvernement ; ii) des retards liés à des projets subsidiaires qui ne sont pas financés par la Banque ; iii) des retards dans le paiement d'arriérés - ce qui a des implications sur la durabilité de l'approvisionnement ; et iv) de longs retards dans la passation des marchés/l'inertie institutionnelle et organisationnelle dans le secteur public. Dans le cas des opérations du secteur privé, le retard dans les paiements du gouvernement aux PEI est un obstacle majeur à l'atteinte des produits et des résultats du projet dans les délais prévus.

**Qu'il s'agisse de dépassements ou de sous-utilisations, les variations de coûts sont une caractéristique fondamentale de la mise en œuvre des projets dans tous les secteurs. Dans l'ensemble, le secteur a connu des dépassements de coûts modérés, soit une moyenne de 13 % par projet.** Une analyse de 18 projets du secteur de l'énergie dans trois sous-secteurs a révélé que cinq d'entre eux, dont trois d'électrification rurale, ont connu des dépassements de coûts. Les 13 restants ont dépassé leurs estimations initiales. Une ventilation par sous-secteur donne toutefois des résultats contrastés. Alors que le sous-secteur de la production d'électricité a connu des dépassements de 25 % en moyenne, le sous-secteur de l'électrification rurale a enregistré des sous-utilisations, d'à peine 1 % en moyenne. Plusieurs facteurs sous-tendent ces variations de coûts, que celles-ci consistent en sous-utilisations ou en dépassements. Bien que cet examen ne tente pas d'explorer statistiquement la relation entre les retards des projets et les variations de coûts, en raison de la taille limitée de l'échantillon, il est important de souligner que des retards souvent persistants ont également tendance à alimenter des dépassements de coûts.

**Les opérations du secteur privé ont enregistré un taux moyen élevé de variation des coûts par rapport aux opérations du secteur public.** Contre toute attente, le pourcentage moyen de dépassement des coûts pour les opérations du secteur privé s'est avéré être près d'un quart des estimations initiales des projets, soit quasiment le double de celui des projets du secteur public.

### ***Taux de rentabilité interne économique (TRIE) et analyse de sensibilité***

**Constatation 11:** Le TRIE ex ante a été estimé dans la quasi-totalité des projets de l'échantillon ; en revanche, les analyses de sensibilité nécessitent une évaluation plus rigoureuse. Par conséquent, les résultats doivent être pris avec prudence. Dans l'ensemble, les TRIE étaient plus élevés que le coût d'opportunité du capital, ce qui indique que projets énergétiques sont jugés viables sur le plan économique.

**La valeur ajoutée finale d'un projet énergétique est mesurée par le TRIE, qui peut être systématiquement estimé et ensuite testé. Presque tous les projets énergétiques de la Banque ont calculé le TRIE (et le taux de rentabilité interne financière, TRIF) au moment de l'évaluation ex ante du projet.**<sup>55</sup> Le tableau A5.9 de l'Annexe 5 ne vise pas à comparer les projets en fonction de leur TRIE, mais à examiner la différence entre le TRIE ex ante et ex post d'un seul projet. La Banque ne dispose pas de modèle standard pour le calcul du TRIF, du TRIE et de la valeur actuelle nette correspondante, qui aurait permis de comparer facilement des projets analogues sur l'ensemble du continent. En l'état actuel des choses, chaque analyste financier/économique élabore ses propres modèles et définit ses propres hypothèses. Sur la base des données disponibles concernant 28 projets (tableau A5.9 de l'Annexe 5), les TRIE se sont avérés supérieurs au coût d'opportunité du capital<sup>56</sup> pour tous les projets, à l'exception du projet hydroélectrique de Buseruka.<sup>57</sup> Une analyse détaillée indique que 57 % de ces projets ont enregistré un TRIE supérieur à son niveau ex ante, tandis que 43 %

ont enregistré un TRIE inférieur au niveau ex ante, ce qui indique qu'il existe toujours un nombre inquiétant de projets dont le TRIE est inférieur aux attentes. Pour les projets d'interconnexion Nigeria/Togo/Bénin, Éthiopie-Djibouti et Bujagali en Ouganda, les TRIE ex post ont été bien plus élevés que ce qui avait été prévu à l'évaluation, avec ses implications (encadré 7).

**Les résultats de l'évaluation économique des projets d'investissement sont incertains, car ils reposent sur les valeurs futures de variables au sujet desquelles plane une grande incertitude.<sup>60</sup> La légitimité des évaluations du TRIE est donc contestable dans certains cas, compte tenu de la mesure dans laquelle des paramètres cachés peuvent influencer le résultat final.** C'est le cas lorsqu'on utilise une méthode traditionnelle telle que les scénarios « avec et sans le projet » ou l'analyse au moindre coût.<sup>61</sup> D'autres facteurs peuvent influencer la validité de cette analyse, notamment : i) un manque de paramètres méthodologiques établis pour intégrer des avantages externes dans l'analyse - tels que l'amélioration de la qualité des services sociaux et des moyens de subsistance;<sup>62</sup> ii) le manque de fiabilité des données sur le prix

d'achat des combustibles - particulièrement critique pour les projets de production traditionnels à base de combustibles fossiles, et l'énergie non distribuée ou les pertes techniques/non techniques - pour les projets d'extension du réseau national; et iii) l'incapacité à estimer raisonnablement le niveau futur des tarifs<sup>63</sup> dans des contextes en évolution sur le long terme.

**L'évaluation a également soulevé certaines questions concernant les problèmes que pose le calcul du TRIE ex post qui découlent d'un manque de données.** Les équipes d'évaluation de projet ont été confrontées à ce problème lors des visites sur le terrain et à un manque de clarté sur la manière dont le TRIE devait être calculé au moment de l'évaluation ex ante du projet.<sup>64</sup> Pour les projets d'électrification rurale, deux limitations ont été soulevées concernant l'utilisation du TRIE/TRIF pour l'analyse coûts-avantages. Premièrement, les bénéfices immatériels, qui sont tout à fait impossibles à prendre en compte pour le calcul du TRIE, en raison de la validité interprétative limitée de ces indicateurs. Deuxièmement, les estimations du TRIF étaient plus utiles lorsqu'elles étaient comparées à un coût moyen pondéré du capital

#### Encadré 7 : Un TRIE ex post élevé pour les projets d'interconnexion électrique et ses implications

Pour le projet Nigeria/Togo/Bénin, la quantité réelle d'électricité exportée du Nigeria vers le Bénin a pratiquement quintuplé; en effet, des 300 GWh annuels estimés lors de l'évaluation, la quantité réelle était passée à près de 1 500 GWh/an à la fin de 2014. Le TRIE ex post élevé a également été influencé par l'augmentation de 32 % du prix auquel la société nigériane d'électricité, NEPA, facture au Bénin, qui est passé de 0,05 USD/kWh en 2007 à 0,0661 USD/kWh en 2011. Pour le projet Éthiopie-Djibouti, les énormes recettes de la compagnie d'électricité liée à la consommation<sup>58</sup> ont contribué au TRIE, du fait que l'office d'électricité de Djibouti n'a pas réussi à réduire les tarifs intérieurs de 60 % comme prévu lors de l'évaluation, alors qu'il obtenait de l'énergie à faible coût grâce à l'interconnexion. Lors de l'évaluation ex ante, le surplus du consommateur<sup>59</sup> a été estimé pour le cas « sans le projet » en appliquant 0.22 USD/kWh comme coût de production d'électricité, tandis que 6 US cents/kWh ont été pris en compte pour le cas « avec le projet ». À l'achèvement du projet, les tarifs moyens en vigueur ont été portés à 35 US cents/kWh, tandis que le prix de l'électricité importée était de 7 US cents par kWh, ce qui a permis d'obtenir un surplus du consommateur plus important. Même si le tarif en vigueur a été fixé pour réduire progressivement le coût au fil du temps à 20 US cents/kWh, Djibouti continuera à obtenir un énorme surplus du consommateur à un prix d'importation faible. Ces deux cas laissent penser que d'énormes avantages économiques pour la société, en particulier pour les pauvres, peuvent effectivement être obtenus grâce à l'interconnexion électrique multinationale en cas de surplus d'approvisionnement à long terme dans un pays voisin exportateur d'électricité. Un surplus du consommateur plus élevé permet à son tour aux pays importateurs d'avoir une meilleure base pour fournir une électricité à un coût abordable, même si les problèmes de recouvrement des coûts et de sécurité énergétique demeurent.

**Source :** IDEV, PRA du projet d'interconnexion Nigeria/Togo/Bénin et celui du projet d'interconnexion électrique Éthiopie/Djibouti.

(CMPC). Trois projets d'électrification rurale ont comparé le TRIF au CMPC, alors que les évaluations des projets d'interconnexion ont systématiquement fourni le CMPC.

Une analyse de sensibilité est un outil efficace pour quantifier les effets économiques des valeurs alternatives de paramètres d'intrants cruciaux. Les 17 projets examinés ont tous utilisé cette analyse pour vérifier la viabilité du projet au stade de l'évaluation ex ante en appliquant plusieurs scénarios possibles, notamment une augmentation des coûts du projet et une diminution du tarif de l'électricité pendant la durée de vie du projet. Toutefois, même un outil aussi puissant ne peut pas éliminer la marge de manœuvre de l'estimateur (par exemple, la définition de scénarios du niveau tarifaire futur). La solution ultime consiste à effectuer une analyse de risque plus rigoureuse par simulation informatique lorsque les ressources le permettent.<sup>65</sup> Un excellent exemple parmi les projets énergétiques examinés par la Banque est le projet de centrale électrique à cycle combiné d'El Kureimat, qui applique une simulation de Monte-Carlo<sup>66</sup> à l'estimation quantitative des éventuels impacts financiers, économiques et sur les parties prenantes.

## Durabilité

L'évaluation a examiné cinq aspects de la durabilité, à savoir : i) la solidité technique ; ii) la viabilité économique et financière ; iii) le renforcement des capacités institutionnelles et humaines ; iv) l'appropriation et la durabilité des partenariats ; et v) la viabilité écologique et sociale.

**D'une manière générale, la durabilité des acquis des interventions de la Banque dans le secteur de l'énergie a été jugée probable, même si l'on a constaté une baisse significative pour les interventions approuvées au cours de la période 2012-2018.** Au total, 77 % des 56 projets de l'échantillon ont été jugés au moins satisfaisants

(81 % avant 2012, contre 54 % par la suite). Par rapport aux opérations du secteur public, les résultats des opérations du secteur privé en termes de garantie du flux d'avantages connexes étaient légèrement meilleurs, soit 83 %, contre 75 %. Les résultats ont été positifs en ce qui concerne la solidité technique, l'appropriation par les bénéficiaires et la durabilité des partenariats, ainsi que les dimensions environnementales et sociales. La viabilité économique et financière était la principale source de préoccupation ; le renforcement des capacités institutionnelles et s'est également avéré être, dans une certaine mesure, un défi.

### *Solidité technique*

**La plupart des projets de l'échantillon étaient techniquement solides.** Environ 93% de projets reposaient sur une technologie solide, dûment choisie à l'étape de la conception. Seuls 7 % de l'échantillon ont été jugés insatisfaisants. À titre d'exemple, le groupe des projets d'interconnexion électrique a mis en évidence l'utilisation d'une tension de transport plus élevée (par exemple 400 kV), ce qui est considéré comme techniquement approprié, dans la mesure où une telle tension réduit l'intensité de l'électricité transportée et, partant, les pertes liées aux longues lignes de transport. En outre, le choix d'une tension plus élevée permet le transport de l'électricité par voie sous-marine (par exemple, entre le Maroc et l'Espagne) et d'assurer des réseaux asynchrones qui fonctionnent à des fréquences différentes ou sont incompatibles. L'utilisation de la technologie de la fibre optique sur le réseau de transport pour la communication et la surveillance du système est considérée comme une technologie de pointe dans le secteur de l'énergie (par exemple, les projets Manantali et Maroc-Espagne). Certains problèmes rencontrés avaient trait à la non-identification de tous les risques potentiels par les études géotechniques, ce qui a entraîné, en définitive, des retards et des dépassements de coûts.<sup>67</sup> Tel a également été le cas pour le projet Énergie de Manantali, pour lequel les difficultés opérationnelles

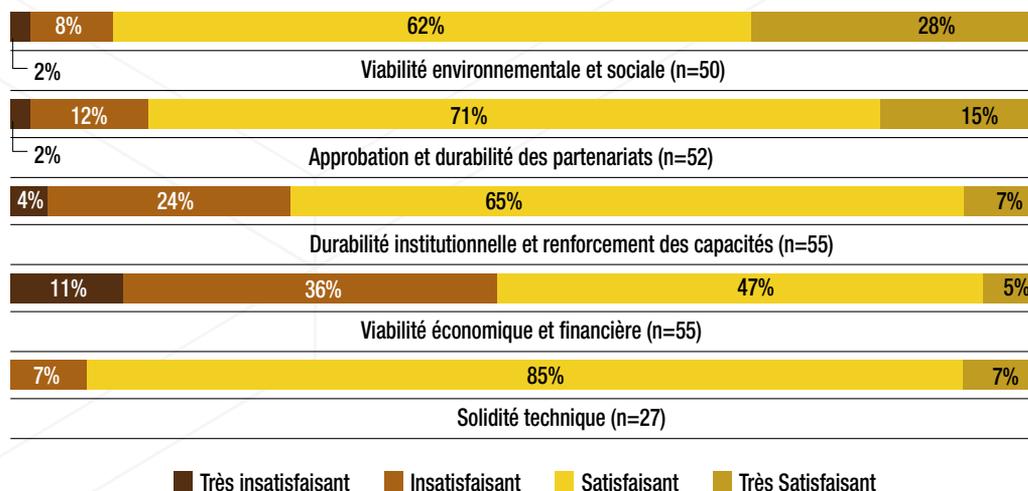
étaient dues à l'absence de doublons au niveau des lignes de transport ouest et est, qui sont toutes deux de nature radiale. Par conséquent, toute défaillance des lignes d'alimentation entraînait une perte totale d'approvisionnement et les consommateurs concernés perdaient de l'énergie.

### **Viabilité environnementale et sociale**

**Il est important, pour la durabilité du secteur, de tirer parti des technologies à faible intensité carbonique, ainsi que des ressources énergétiques locales, afin de satisfaire les besoins énergétiques de l'Afrique.** La contribution de l'Afrique aux émissions mondiales de carbone demeure relativement faible, par rapport aux émissions par habitant des pays à revenu plus élevé. Toutefois, à mesure que l'Afrique se développe sur les plans économique et démographique, sa consommation d'énergie croît et cette situation

pourrait évoluer. Par conséquent, les émissions de gaz à effet de serre de l'Afrique risquent d'augmenter de manière spectaculaire. Le recours à des technologies à faible intensité carbonique revêt une importance capitale pour atténuer ce risque. L'utilisation de technologies à base d'énergies renouvelables et le rôle de l'efficacité énergétique sont essentiels pour combler le déficit d'accès à l'énergie d'une manière écologiquement viable. La biomasse classique joue un rôle particulièrement important dans les émissions de gaz à effet de serre dans de nombreux pays africains. Tandis que les émissions de carbone liées à la production d'électricité sont relativement faibles pour de nombreux pays africains, le changement d'affectation des terres et l'agriculture constituent les principaux facteurs d'émission de gaz à effet de serre. En règle générale, ces émissions sont dues à la déforestation pour fournir du bois de chauffe et du charbon de bois pour la cuisine et le chauffage.

**Figure 8:** Durabilité des projets du secteur de l'énergie



Source : ERP, Études de cas approfondies sur le terrain et Évaluations des groupes.

### **La viabilité environnementale et sociale des projets de l'échantillon n'a posé aucun problème majeur.**

Environ 90 % de ces projets ont été crédités, au minimum, de la notation « satisfaisant ». Un plan de gestion environnementale et sociale (PGES) a été préparé et mis en œuvre pour tous les projets de l'échantillon. Parmi les enjeux identifiés, on compte : i) une forte rotation du titulaire du poste de chargé de l'environnement, qui a limité la continuité de l'information sur les résultats du PGES (par exemple, El-Kureimat en Égypte) ; et ii) des activités inachevées au titre de la responsabilité sociale d'entreprise qui ont entraîné des frictions entre les populations et les autorités locales (par exemple, Sahaniivotry à Madagascar).<sup>68</sup> Les projets de parcs éoliens (par exemple, Cabeolica) et d'interconnexion électrique ont été jugés viables du point de vue environnemental, étant donné que la réduction significative des émissions de GES (soit environ 1 317 736 tonnes d'émissions de CO<sub>2</sub> évitées par an pour 11 projets) est due au remplacement des centrales électriques au diesel autonomes par de l'énergie hydraulique produite ou importée, moins chère et plus écologique. Ces dernières années, le coût des technologies d'énergie renouvelable (par exemple, l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne) a accusé une baisse rapide. Cela signifie que les énergies renouvelables jouent un rôle plus important dans le secteur de l'énergie, souvent parce qu'elles constituent l'option la plus attrayante sur le plan économique. En outre, cette réduction des coûts traduit une atténuation du risque de tension entre l'utilisation des technologies d'énergie renouvelable et le premier pilier de la Stratégie décennale (SD) de la Banque, à savoir la croissance inclusive. Toutefois, malgré cette réduction spectaculaire des coûts, il ressort de certaines analyses qu'une réduction plus agressive des émissions de carbone entraînerait une augmentation des coûts du système.<sup>69</sup>

### **Appropriation et durabilité des partenariats**

#### **L'appropriation des projets par les PMR a été confirmée pour environ 86 % des projets de l'échantillon. Par ailleurs, la Banque a établi un solide partenariat dans le secteur de l'énergie.**

Pour 46 des 53 projets de l'échantillon, l'évaluation a confirmé que les interactions avec les organismes gouvernementaux concernés étaient suffisantes pour assurer l'entretien et la gestion continue des réalisations des projets. Dans certains cas, le projet a été jugé très insatisfaisant, en raison du peu de dialogue entre la communauté et le projet, ce qui a entraîné le mécontentement et la méfiance des bénéficiaires.<sup>70</sup> Pour le projet de Bujagali, des problèmes se sont posés en ce qui concerne les mesures d'atténuation et d'indemnisation pour la population locale, pendant la construction du barrage. En outre, la ligne de transport pourrait affecter le sentiment d'appropriation des bénéficiaires locaux. En général, lorsque la Banque a investi dans des projets multilatéraux avec d'autres bailleurs de fonds, les conditions de durabilité ont été solides, notamment grâce à la supervision des projets, qui a permis de procéder à des ajustements en temps opportun.

### **Viabilité économique et financière**

**Le tableau de la viabilité économique et financière des projets de la Banque est mitigé : 52 % des projets échantillonnés sont jugés satisfaisants ou supérieurs, et 48 %, insatisfaisants ou inférieurs. La contribution de la Banque aux efforts déployés par les PMR pour évaluer, mobiliser et protéger les ressources destinées à couvrir les dépenses renouvelables liées à l'entretien des infrastructures a été également inégale d'un projet à un autre.**

S'agissant des projets d'électrification rurale, la faible viabilité financière et institutionnelle des compagnies d'électricité, ainsi que l'absence de réformes appropriées dans les PMR, s'est traduite par un niveau insuffisant de ressources financières. Par exemple, l'insuffisance de la production d'électricité a entraîné une sous-utilisation des lignes électriques. Cela a entraîné, à son tour, un mauvais entretien et une perte de recettes pour la compagnie d'électricité. Avec des recettes insuffisantes, la compagnie ne peut investir adéquatement dans l'ensemble du réseau électrique, ce qui se traduit par le vieillissement et l'inefficacité du système de transport et de distribution.<sup>71</sup> Par ailleurs, un projet (Sere d'Afrique du Sud) a maintenu un inventaire des équipements nécessaires à l'entretien de routine. L'Afrique du Sud a atténué les faiblesses financières de la compagnie nationale d'électricité grâce à des investissements publics et à une garantie de paiement pour les accords d'achat d'électricité auprès des PEI.

**En revanche, les projets d'interconnexion électrique génèrent suffisamment de revenus permettant aux pays exportateurs de poursuivre leurs exportations.** La forte rentabilité financière tirée de l'électricité relativement bon marché reçue par les pays importateurs se compare aussi favorablement aux coûts plus élevés des solutions de rechange, notamment l'autoproduction. S'agissant du projet NEPA-CEB, outre le fait que le projet génère suffisamment de recettes pour assurer sa continuité après son achèvement, le concept du projet prévoit des exigences de réinvestissement pour la NEPA afin de remettre en état le réseau tous les 20 ans, pendant la durée de vie du projet. Cela permet d'assurer la durabilité des opérations en vue de générer des avantages permanents à long terme. Dans le cas du Projet d'interconnexion Éthiopie-Djibouti, le volume des importations de Djibouti a dépassé constamment 300 GWh par an. Cela représente les 85,25 millions

d'USD (62 millions d'UC) que l'Éthiopie a générés grâce aux exportations d'électricité vers Djibouti au cours des quatre dernières années (BAD, 2017 – Groupe des IE).

**D'une manière générale, la viabilité financière précaire du secteur de l'énergie dans de nombreux PMR menace la durabilité à long terme des résultats obtenus par la Banque.** L'Éthiopie en est un bon exemple : une combinaison de tarifs de consommation plus faibles et d'importantes pertes techniques et commerciales a exercé une pression excessive sur la compagnie nationale d'électricité (Ethiopia Electric Power Corporation, aujourd'hui scindée en deux entités, à savoir Ethiopia Electric Power et Ethiopia Electric Utility). Des problèmes similaires se posent au Ghana, où les pertes de recouvrement atteignant 25 % des achats – y compris les arriérés dus par les institutions publiques – ont été estimées à 700 millions de GHS (93 millions d'UC) en 2015.<sup>72</sup> Ces pertes ont entraîné des problèmes de liquidité dans l'ensemble du secteur, créant un fardeau financier indu pour Electricity Company of Ghana, Takoradi International Company et Volta River Authority. De tels problèmes ont une incidence négative sur la durabilité de l'accroissement de l'accès à l'électricité. Par conséquent, la Banque doit se pencher sur certaines de ces questions par le biais de ses DSP.

**La probabilité d'un entretien à long terme des infrastructures électriques était liée à la solidité du modèle économique des compagnies d'électricité** (c'est-à-dire la durabilité institutionnelle et le renforcement des capacités). La mobilisation de ressources financières pour couvrir les dépenses renouvelables liées à l'entretien des infrastructures énergétiques dépend de la solidité institutionnelle et financière de la société d'exploitation de services publics, car il est essentiel de générer des recettes. Les projets d'interconnexion ont

bénéficié pleinement de ces conditions favorables, les projets de production d'électricité classique et d'énergie renouvelable dans une moindre mesure, et les projets d'électrification rurale nullement. L'appartenance de la compagnie nationale à l'État donne lieu très souvent à des intérêts contradictoires entre un programme politique et un solide modèle commercial, ce qui affaiblit la fourniture des services d'électricité. Ce problème s'est posé pour tous les projets d'électrification rurale, en particulier au Bénin et en Gambie.

**La promotion du secteur privé par la Banque s'est également manifestée à travers le financement de l'entretien des infrastructures. Toutefois, plusieurs facteurs limitent les avantages absolus de la participation du secteur privé.**

Les projets d'électrification rurale au Bénin, en Gambie et en Tunisie ont fourni des preuves de la promotion du secteur privé par la Banque en matière d'exploitation et d'entretien. En Tunisie, par exemple, des mesures d'incitation ont été prises pour encourager la sous-traitance à des entreprises privées. Il était attendu que la participation du secteur privé permette d'améliorer l'optimisation des ressources dans le cadre des projets d'interconnexion entre le Ghana, le Togo et le Bénin (Système d'échanges d'énergie électrique ouest-africain – EEEOA), entre le Nigeria, le Togo et le Bénin, entre le Mali et la Mauritanie, et au Maroc.<sup>73</sup> Les efforts de promotion du secteur privé déployés par la Banque pour l'entretien à long terme ont également été couronnés de succès grâce au mécanisme de PPP dans le cadre de trois projets de l'échantillon (Cameroun – Di Bamba, Cameroun – Sonel, Afrique du Sud – Sere). Par ailleurs, la Banque a contribué à créer les conditions nécessaires pour obtenir des ressources financières afin de couvrir les dépenses renouvelables grâce à un PPP autofinancé pour les projets d'énergies renouvelables (Ouganda – Bujagali, Cap-Vert – Cabeolica). Une structure de gouvernance avec la participation d'acteurs privés (Afrique du Sud – Eskom Holdings, Burundi – Preiel, Tunisie – ETAP) ne garantissait pas l'optimisation des

ressources ni l'entretien à long terme, car les projets de PPP ou à financement privé étaient soumis à des facteurs exogènes et endogènes similaires à ceux des projets publics. À l'avenir, les projets qui seront confrontés à des coûts d'exploitation et d'entretien accrus devront augmenter les tarifs de l'électricité, à moins que la demande des consommateurs ne croisse suite au renforcement de la capacité de production des centrales (Ouganda – Bujagali). Bien que le projet Thika du Kenya soit régi par un modèle de PPP, son rapport qualité-prix était discutable, dans la mesure où la centrale n'est pas pleinement opérationnelle à l'heure actuelle, en raison du développement rapide de l'énergie géothermique et du fait que la base de consommateurs ne s'est pas encore concrétisée. Malgré le potentiel de production d'énergie du Nigeria, le mauvais état des infrastructures de transport a limité les investissements privés.

***Durabilité institutionnelle et renforcement des capacités***

**Les politiques et les cadres réglementaires régionaux et nationaux sont les facteurs essentiels qui influent sur la durabilité institutionnelle.** Cela est particulièrement évident dans les projets d'interconnexion électrique où des recettes sont générées directement ou indirectement pour les pays importateurs et exportateurs. Il va sans dire que les politiques régionales et les cadres réglementaires, ainsi qu'une coopération politique appropriée et les réformes dans les PMR, renforcent les capacités institutionnelles des compagnies d'électricité.<sup>74</sup> Les projets d'interconnexion électrique ont mis l'accent sur des mesures visant à protéger la viabilité financière de la compagnie d'électricité, par le biais d'audits et d'études tarifaires, mais n'a pas abordé la manière dont le projet a intégré les réformes gouvernementales qui ont assuré sa longévité (par exemple, Éthiopie-Djibouti). D'autres projets (par exemple, au Maroc, au Nigeria et au Bénin) s'inscrivaient dans le cadre de réformes

institutionnelles et organisationnelles entreprises par les gouvernements des pays concernés, qui ont protégé la viabilité financière de la compagnie d'électricité, renforcé les infrastructures du réseau électrique et déréglementé le marché de l'électricité pour qu'il fonctionne selon les règles du marché concurrentiel ouvert. Toutefois, les réformes n'ont pas mis le projet à l'abri des tensions bilatérales, comme le montre la réduction à 5 % de la capacité de la ligne des importations d'énergie de l'Algérie vers le Maroc, en raison des tensions politiques. Soixante pour cent (60 %) des projets de l'échantillon prévoient des mesures permanentes de suivi et de gestion visant à soutenir le renforcement des capacités institutionnelles. Pour d'autres projets, l'entretien des infrastructures était menacé par la faiblesse institutionnelle et la faiblesse de la capacité de génération de recettes des compagnies nationales d'électricité.<sup>75</sup> Bien que la Banque ait fait part de ses préoccupations concernant la faiblesse du modèle commercial de la compagnie nationale d'électricité de l'Égypte (El Kureimat), elle n'a pas assuré le suivi des mesures que la compagnie devait prendre pour apporter des améliorations, par exemple.

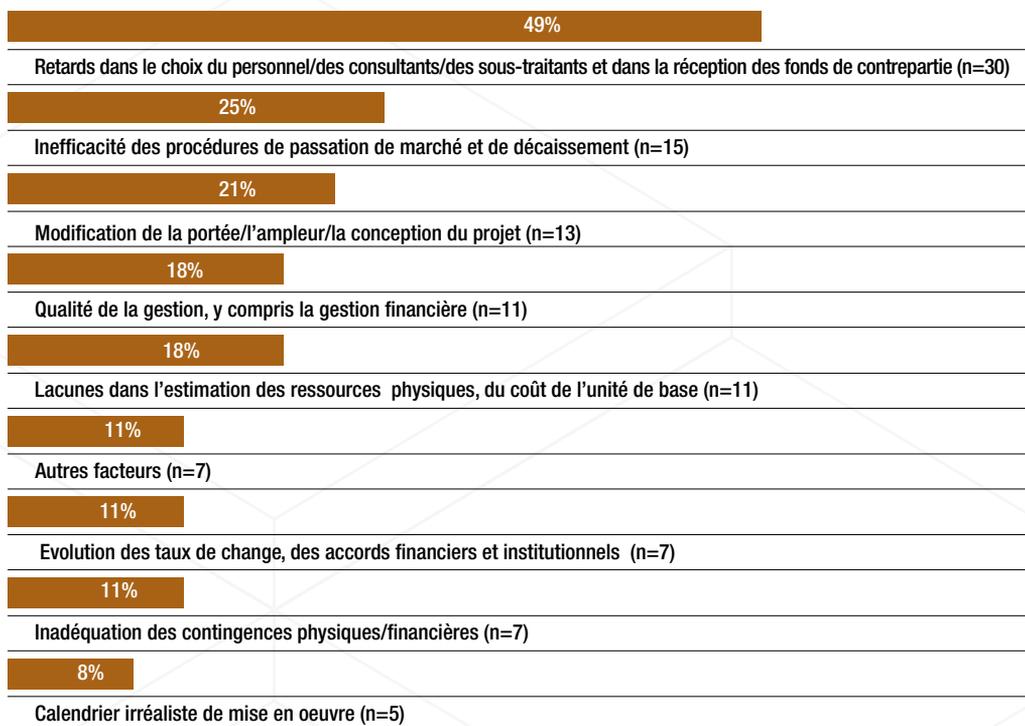
### ***Résilience aux facteurs exogènes et gestion des risques***

**Les facteurs exogènes ont également contribué à réduire la durabilité.** Même lorsque les risques ont été identifiés, leur impact sur la mise en œuvre des projets et les retards a été sous-estimé. Dans le cadre de cinq projets (Bénin – électrification rurale 1 et 2, Gambie – électrification rurale, Tunisie – électrification rurale, Maroc – Ain Beni Mathar), les risques liés aux prix des combustibles et aux importations d'électricité ont sérieusement entamé la durabilité des projets. L'évolution des cours du pétrole et du gaz ont eu des répercussions sur le potentiel de génération de recettes dans les pays importateurs d'énergie, en raison de l'importation d'une énergie plus onéreuse.

### **Facteurs limitatifs ou favorables pour les résultats de projet**

Au cours de la période considérée, un large éventail de facteurs – positifs et négatifs – ont affecté la performance des projets du portefeuille de la Banque dans le secteur de l'énergie. **En ce qui concerne spécifiquement la mise en œuvre des projets, certains facteurs ont entamé la performance, notamment les retards liés à la sélection du personnel/des consultants/des entrepreneurs et à la réception du financement de contrepartie.** Près de la moitié de 61 projets achevés ont connu des retards liés à la sélection du personnel/consultants/entrepreneurs et à la réception du financement de contrepartie – ceci est aussi commun aux autres secteurs de la Banque (Figure 9). Cela met en évidence les longs retards accusés par les projets du secteur de l'énergie visés à la section "Efficience" du rapport.

**Le deuxième facteur limitatif le plus important pour la mise en œuvre des projets dans le secteur était l'inefficacité des procédures de passation de marchés et de décaissement de la Banque.** Ce problème a affecté près d'un quart des projets achevés qui ont été examinés. Par exemple, la mise en œuvre du Projet d'amélioration du réseau de transport d'électricité en Éthiopie (2010) a souffert de « ... la longueur des procédures de passation de marchés pour le déploiement des sous-traitants de travaux de génie civil... et du manque temporaire de liquidités en monnaie locale au niveau des entrepreneurs; l'absence du financement de contrepartie des clients a contribué également aux retards ». <sup>76</sup> Au Botswana, le Projet d'électricité de Morupule B (2009) a connu des retards de paiement des travaux effectués par des entrepreneurs. Ces retards ont eu une incidence considérable sur les flux de trésorerie des entrepreneurs et fait peser des risques sur le respect des calendriers de construction. <sup>77</sup>

**Figure 9:** Facteurs affectant la mise en œuvre des opérations du secteur de l'énergie

Source : Calculs d'IDEV, fondés sur les RAP/REPP.

De manière plus générale, ces facteurs, y compris d'autres facteurs contextuels, émanent de trois sources principales : i) ceux qui ne relèvent pas de la volonté du gouvernement; ii) ceux qui relèvent de la volonté du gouvernement; et iii) ceux qui relèvent de la volonté de l'organe d'exécution. **Par exemple, pour ce qui concerne les facteurs qui ne relèvent pas de la volonté du gouvernement, la performance de la Banque a affecté celle des projets de la même manière (positivement ou négativement, voir Tableau A5.10 de l'Annexe 5).** Plus précisément, les retards dus à la pénurie de ressources au sein du Département des sauvegardes environnementales et sociales, ainsi que des Départements des acquisitions, des décaissements et des services juridiques (dans plusieurs cas, des consultants dont la connaissance des opérations et procédures de la Banque est limitée, en général, ont été affectés à l'équipe de projet) ont eu tendance à

limiter la performance de la Banque. Viennent ensuite les rendements des entrepreneurs/consultants, qui ont contribué de manière considérable et positive à la performance de six projets, et négativement à celle de huit projets. Par exemple, dans le cas du Projet de réhabilitation d'urgence des infrastructures électriques au Zimbabwe (2011), le recrutement d'un entrepreneur n'ayant aucune expérience du contexte africain a posé d'énormes problèmes pour l'achat des matériaux.<sup>78</sup> Dans le cadre du même projet, d'autres entrepreneurs ont été confrontés à des problèmes de conception, de logistique et de recrutement de sous-traitants. La mise en œuvre du Projet d'amélioration du transport d'électricité au Kenya (2010) a connu des problèmes similaires, ce qui a entraîné un retard dans la mise en service des sous-stations, suite aux retards liés aux travaux sur les lignes.<sup>79</sup>

S'agissant des questions relevant de la volonté du gouvernement, **l'engagement du gouvernement et le décaissement du financement de contrepartie ont eu un impact significatif – tant positif que négatif – sur la performance de certains projets. En ce qui concerne les facteurs relevant de la volonté de l'organe d'exécution, les questions liées au suivi-évaluation ont été mis en évidence.** La performance de dix-huit projets a pâti de l'absence et de l'inefficacité de la mise en œuvre de systèmes de suivi-évaluation. Par exemple, même si un système de suivi-évaluation avait été mis en place pour le Projet d'interconnexion électrique (Djibouti-Éthiopie) et le Projet Bumbuna

(Sierra Leone), les indicateurs de suivi et les plans de suivi n'ont pas été suivis d'effet. Dans le cas du Projet d'interconnexion du NELSAP (multinational), la revue à mi-parcours prévue dans le Rapport d'évaluation de projet n'a pas été effectuée. S'agissant du Projet de réhabilitation d'urgence des infrastructures électriques au Zimbabwe, l'entité chargée de la mise en œuvre n'a pu suivre les progrès réalisés, car la responsabilité du suivi-évaluation avait été exclue de son cahier des charges, ce qui a entraîné des retards dans la notification des défauts aux entrepreneurs pour qu'ils prennent des mesures correctives. Tous ces problèmes ont eu de graves répercussions sur la mise en œuvre en temps opportun du projet.



60/15t

# Vers des nouveaux horizons – Mise en œuvre de la stratégie du NDEA

Cette section présente les résultats de l'évaluation globale de la qualité du NDEA. Il expose le contexte et la raison d'être du NDEA. Ceci est suivi de l'évaluation de la capacité de la Banque à mettre en œuvre la stratégie du NDEA. Il présente ensuite des éléments de preuves concernant les premières années de mise en œuvre de la stratégie du NDEA en évaluant la mesure dans laquelle celle-ci a été mise en œuvre avec succès.

## Contexte et justification du NDEA

### *Appui à l'accès à l'énergie*

**Constatation 12:** Après des décennies d'assistance au secteur de l'énergie, l'évaluation sommative révèle la nécessité de réorienter l'appui en faveur de l'amélioration et la pérennisation de l'accès à l'énergie en Afrique, compte tenu des progrès limités accomplis jusqu'ici.

Tel qu'indiqué au chapitre précédent, notamment au cours de la période 1999-2015, la réalisation des objectifs de haut niveau de l'assistance de la Banque au secteur de l'énergie est insatisfaisante en ce qui concerne l'accès à l'électricité et les solutions de cuisson propres, la fiabilité et le coût des services d'électricité. S'agissant de la fiabilité de l'électricité, des pénuries d'électricité régulières limitent l'accès à l'électricité et l'utilisation de celle-ci, les prix de l'électricité demeurant élevés. Cette situation, dans une certaine mesure, justifiait la décision de la Banque de changer de cap.

**En 2015, la BAD s'est fixée comme ambition d'« Éclairer l'Afrique et de l'alimenter en électricité » – l'une de ses « Top 5 ».**<sup>80</sup> Le NDEA (2016-25) a vocation à satisfaire l'un des besoins les plus urgents du continent africain, à savoir la nécessité

d'assurer un accès universel à l'énergie à l'horizon 2025. Pendant les Assemblées annuelles de la BAD tenues à Lusaka en 2016<sup>81</sup>, l'énergie a été identifiée comme la principale priorité pour de nombreux PMR. L'identification du secteur de l'énergie comme une haute priorité pour la BAD est également conforme à la SD 2013-22 de la Banque<sup>82</sup>, qui identifie la « croissance verte » comme l'un des deux principaux objectifs et le « développement des infrastructures » comme l'une des cinq priorités opérationnelles. La NDEA (2016-2025) a l'intention de répondre à la nécessité d'un accès universel à l'énergie d'ici 2025. En 2016, un nouveau complexe – PEVP – a été créé au sein de la BAD pour la mise en œuvre du NDEA. Une brève présentation du NDEA figure à l'Annexe 2 des Annexes techniques.

### *Atteindre les objectifs ambitieux fixés pour le NDEA*

**Les cibles du NDEA sont tous très ambitieuses, sans doute trop ambitieuses, compte tenu des ressources mises à disposition.** Les cibles allouées au NDEA qui visent à contribuer à la réalisation de l'objectif de l'accès universel sont les suivants : i) accroître la capacité de production du réseau de 160 GW à l'horizon 2025 ; ii) assurer 130 millions de nouveaux raccordements au réseau à l'horizon 2025 ; iii) assurer 75 millions de nouveaux raccordements hors réseau à l'horizon 2025 ; et iv) améliorer l'accès à une solution de cuisson propre, touchant 130 millions de ménages. Pour certains des objectifs les plus difficiles à réaliser, en particulier ceux liés à la cuisson propre et aux raccordements hors réseau, l'on constate un manque de capacité ou de volonté de mise en œuvre dans le pays, ce qui signifie qu'il existe également un manque de projets susceptibles de concours financier dans lesquels la BAD peut investir. Aussi est-il nécessaire de réviser l'approche de la BAD relative à la mise en œuvre

du NDEA afin d'ajouter un soutien supplémentaire pour renforcer les capacités et la préparation des pays, ce qui pourrait améliorer la future réserve de projets susceptibles d'être financés ces sous-secteurs. Cela nécessiterait probablement de diriger des ressources additionnelles de la BAD (ou des ressources mobilisées auprès de partenaires) vers l'assistance technique.

**Selon les estimations, la réalisation de ces cibles ambitieuses nécessitera un investissement de 29 à 39 milliards d'USD par an jusqu'en 2025.**<sup>83</sup> Une

analyse récente réalisée pour le compte de la BAD par MultiConsult illustre l'ampleur des investissements nécessaires pour atteindre les objectifs ambitieux fixés par la BAD. L'on estime que cela représente un montant total de 230 à 310 milliards d'USD (168 à 226 milliards d'UC) sur la période 2018-25, le montant exact de l'investissement nécessaire étant fonction du niveau d'ambition en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. La Figure 10 ci-dessous présente un résumé de la ventilation de ces besoins d'investissement, à la fois par région et par sous-secteur de l'énergie. Comme pour tout exercice de modélisation de ce type, de nombreuses hypothèses pourraient être remises en cause, mais la figure illustre la manière dont les

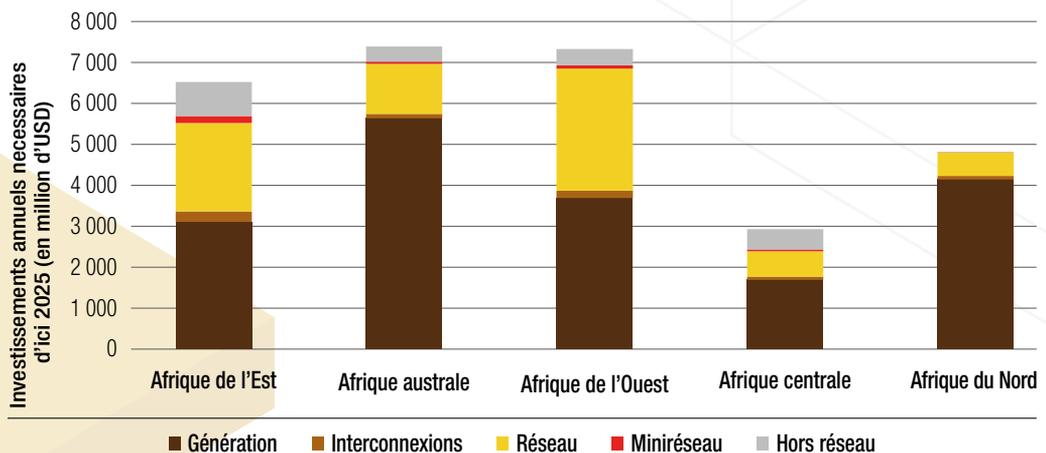
investissements seront nécessaires dans plusieurs secteurs de l'énergie. Il convient, toutefois, de souligner que l'analyse ne couvre que le secteur de l'électricité. Les investissements nécessaires pour le sous-secteur de la cuisson propre, pour lequel l'ambition et le niveau de difficulté sont sans doute plus élevés, n'ont pas été évalués.

## Capacité de la Banque à mettre en œuvre la Stratégie du NDEA

### Ressources financières

**Constatation 13:** L'évaluation met en évidence la nécessité d'accroître les ressources de la BAD, même au-delà de son soutien actuel, pour atteindre les cibles fixées par le NDEA. La BAD a augmenté son financement dans le secteur de l'énergie depuis le lancement du NDEA, mais pas dans la mesure nécessaire pour atteindre les objectifs de la stratégie. La récente augmentation de 125 % du capital de la BAD, qui a été porté à 208 milliards d'USD (148 milliards d'UC) grâce à la 7e AGC et à la reconstitution des ressources du FAD, sera essentielle pour atteindre les cibles de la NDEA au cours des prochaines

**Figure 10:** Investissements annuels moyens nécessaires pour atteindre les cibles du NDEA



années. L'augmentation du financement des ONS augmentera également les possibilités de mobiliser d'autres sources de financement, ce qui renforcera l'impact de la contribution de la BAD au secteur.

**L'analyse effectuée par la Banque<sup>84</sup> en 2016 suggérait que 60 à 90 milliards d'USD (44 à 65 milliards d'UC) par an étaient nécessaires pour atteindre les objectifs du NDEA (Niveau 1).**

Selon le document de la stratégie du NDEA, au regard du niveau des investissements dans l'ensemble du secteur à l'époque, il y avait un déficit d'investissement annuel de 42,5 à 67,5 milliards d'USD (31 à 49 milliards d'UC). En termes de financement additionnel de la BAD, la Stratégie du NDEA stipule que « la Banque intensifiera ses investissements... afin d'investir 12 milliards d'USD (9 milliards d'UC) sur une période de 5 ans », de 2016 à 2020. Le NDEA visait également mettre à profit ce financement pour mobiliser 50 milliards d'USD (36 milliards d'UC) d'investissements publics et privés dans le secteur de l'énergie au cours de la même période. En outre, la Banque entendait tripler son financement climatique en le portant à 5 milliards d'USD (3,6 milliards d'UC) par an, afin de mobiliser 20 milliards d'USD supplémentaires (15 milliards d'UC) par an à l'horizon 2020 (bien qu'il soit prévu de n'allouer qu'une partie de ce financement à des activités en phase avec le NDEA).

**Compte tenu des réductions de coûts, l'investissement nécessaire pourrait être maintenant légèrement moindre et, partant, plus abordable.** Tel qu'il ressort de l'analyse effectuée par MultiConsult en 2019 pour le compte de la BAD<sup>85</sup> concernant les investissements nécessaires pour atteindre les cibles du NDEA dans le secteur de l'électricité, les besoins d'investissement annuels se situent entre 29 et 39 milliards d'USD (21 à 28 milliards d'UC) par an. Ce montant demeure très élevé, mais il est nettement inférieur aux 60 à 90 milliards d'USD cités plus haut. Ce montant plus faible ne tient pas compte de l'investissement nécessaire pour la cuisson propre. En effet, il est préoccupant qu'une analyse, qui prétend évaluer l'investissement

nécessaire « pour la mise en œuvre du Nouveau pacte pour l'énergie en Afrique de la BAD » ignore un aspect aussi essentiel de la stratégie. Cependant, il semble toujours probable que l'investissement nécessaire aux prix actuels serait inférieur aux estimations de 2016. Par ailleurs, l'analyse 2019 de la BAD<sup>86</sup> est limitée, dans la mesure où elle recommande une séparation entre l'électricité du réseau et l'électricité hors réseau. Une optimisation au moindre coût du plan d'investissement dans le sous-secteur de l'électricité pourrait réduire davantage les besoins d'investissement.

**L'engagement en matière de financement est en phase, pour l'essentiel, avec les cibles du NDEA que la BAD entend réaliser.**

Les indicateurs de Niveau 2 de la BAD pour la mise en œuvre du NDEA représentent ~2 à 5 % des indicateurs sectoriels de Niveau 1, selon la cible analysée. L'objectif de financement de 12 milliards d'USD équivaut à 2,4 milliards d'USD par an, ce qui, comparé au déficit de financement total mis en évidence ci-dessus, représente ~3-6 pour cent du besoin total. Il convient de souligner également que les coûts de plusieurs technologies nécessaires pour la mise en œuvre du NDEA (en particulier les coûts de production de l'électricité et le coût de certaines technologies hors réseau) ont considérablement diminué depuis le lancement de la stratégie. S'il était honoré, l'engagement de financement de 12 milliards d'USD devrait apporter une contribution significative à la réalisation des objectifs du NDEA.

**Le financement du secteur a crû, mais pas dans la mesure nécessaire pour atteindre les cibles du NDEA.**

Après l'approbation et le lancement de la Stratégie du NDEA, les fonds engagés n'ont pas été mis à disposition immédiatement. Il va sans dire que cela a constitué un défi commun à la mise en œuvre de chacune des « Top 5 », ce qui n'est pas propre au NDEA. Un montant d'environ 1,5 milliard d'USD (1,1 milliard d'UC) par an a été approuvé pour la période 2016-18. Avec un taux de change de ~1,4 \$/UC, cela signifie que la Banque est actuellement en bonne voie pour investir ~7,7 milliards d'USD dans le NDEA. Bien qu'il s'agisse là d'une augmentation

sensible, par rapport aux 6 milliards d'USD investis au cours des cinq années précédant la création du NDEA, ce montant demeure nettement en deçà du niveau que le NDEA visait à l'origine. On ne sait pas exactement quelle part du nouveau capital prévu au titre de la 7e AGC sera consacrée spécifiquement à la réalisation des objectifs du NDEA sur la base des besoins des pays emprunteurs. En outre, la dernière reconstitution des ressources du FAD (7,6 milliards d'USD) est entrée en vigueur en 2020. Dans la mesure où environ 27 % de la contribution de la Banque au secteur de l'énergie proviennent du FAD, la reconstitution pourrait avoir un impact significatif sur la mise en œuvre du NDEA, en dépit de la réaffectation à court terme des ressources du FAD à des opérations générales de secours/redressement liées à la COVID-19.

**La Banque n'a pas atteint les objectifs du NDEA en matière de mobilisation d'autres fonds.** L'objectif de la Banque de mobiliser 50 milliards d'USD sous forme d'investissements supplémentaires dans le secteur au cours des cinq premières années du NDEA est extrêmement ambitieux. Cela nécessiterait que la BAD mobilise, en moyenne, l'équivalent de quatre fois sa propre contribution en capital aux projets. L'analyse de la base de données de PEVP révèle qu'environ 5,7 milliards d'USD ont été investis parallèlement aux fonds de la BAD dans des projets du secteur de l'énergie depuis le lancement du NDEA. Ce chiffre demeure nettement en deçà de l'objectif de la Banque. Cela s'explique en partie par le fait que le portefeuille de la BAD continue d'être dominé par les activités d'OS. Cependant, il convient également de souligner que dans certains cas, l'impact catalytique de la Banque peut être sous-estimé : i) les rapports de PEVP ne rendent pas toujours compte de l'impact de l'AT sur les contributions d'autres sources de financement aux projets du secteur de l'énergie ; ii) les rapports de PEVP sur les fonds dans lesquels il investit ne rendent pas toujours compte de tous les avantages de ces investissements, notamment le financement additionnel au niveau des projets. Il est probable que la prise en compte de ces retombées des activités de la Banque deviendra plus importante, à mesure que

la Banque apporte davantage d'assistance technique et investit dans un plus grand nombre de fonds.

**Il est également difficile d'identifier des engagements de financement fermes dans le cadre des stratégies des autres bailleurs de fonds et des BMD dans le secteur de l'énergie en Afrique.** Le financement annuel de la Stratégie africaine de la Banque mondiale par l'IDA18-19 devrait s'élever à environ 3 milliards d'USD dans le secteur de l'énergie. Cela fait suite à la décision prise en 2018 d'accroître le financement accordé à la région de l'Afrique subsaharienne de 100 % (8 milliards d'USD) pour chaque cycle de l'IDA. Cette décision a été rendue possible par la plus importante reconstitution de ressources de l'histoire de l'IDA de la Banque mondiale<sup>87</sup> et par un changement général des priorités au sein de la Banque mondiale en faveur de l'Afrique. Les budgets de la Banque mondiale sont contrôlés au niveau régional et non au plan sectoriel, ce qui signifie que le financement est une déclaration d'aspiration, plutôt qu'un engagement ferme. Par ailleurs, la feuille de route du projet « Power Africa » indique que le Gouvernement des États-Unis s'est engagé à verser 7 milliards d'USD au projet au moment de son lancement en 2013. Toutefois, un récent rapport d'activité indique que 543 millions d'USD ont été décaissés pour la réalisation des objectifs du projet « Power Africa », depuis 2013 (hormis le financement de Millennium Challenge Corporation). Les partenaires du projet ont engagé 56 milliards d'USD.<sup>88</sup> Il ressort des entretiens avec des fonctionnaires actuels et anciens de l'USAID que d'importants budgets ont effectivement été alloués au projet. Il convient de souligner qu'ils sont particulièrement élevés, étant donné la nature du soutien à « Power Africa », à savoir de l'assistance technique. Enfin, la Stratégie de transition énergétique de l'AFD<sup>89</sup> décrit les engagements financiers de haut niveau de l'institution. Ceux-ci comprennent 6 milliards d'euros (5 milliards d'UC) pour le secteur de l'énergie en Afrique entre 2016 et 2020 (dont 3 milliards d'euros au titre de l'AREI<sup>90</sup> et 1,5 milliard d'euros entre 2016 et 2022 pour soutenir l'Alliance solaire internationale<sup>91</sup>).

### **Besoins institutionnels et en capital humain**

**Constatation 14:** La réorganisation de la Banque pour l'atteinte des « Top 5 » s'est heurtée à plusieurs difficultés. La création d'un nouveau complexe – PEVP – en 2016 et le recrutement de nouveaux employés témoignent de l'accent mis par la BAD sur les Top 5, y compris le nouveau complexe dédié au NDEA. Toutefois, la responsabilité de la réalisation des objectifs du NDEA doit être mieux répartie au sein du Complexe afin que le NDEA soit mis en œuvre de manière plus systématique.

**Au moment de son adoption, il n'existait pas de plan détaillé du déploiement des ressources humaines pour la mise en œuvre du NDEA. Cependant, la BAD a manifesté un engagement clair à fournir des ressources pour la mise en œuvre du NDEA par le truchement de la création du complexe PEVP en 2016.** Le document de la stratégie du NDEA fait état d'un besoin de « compétences et de personnel supplémentaires » et prévoit « le doublement du nombre de personnes travaillant dans ce domaine à l'horizon 2018 ». Auparavant, l'énergie était regroupée avec d'autres départements infrastructures, notamment les transports, l'eau et les TIC. PEVP a été mis en place spécifiquement pour mettre en œuvre le NDEA. À son tour, ce complexe a été créé au départ avec cinq départements, à savoir : i) le Développement des réseaux électriques (PESD) ; ii) le Changement climatique et la croissance verte (PECG)<sup>92</sup> ; iii) les Statistiques, la politique et la réglementation du secteur de l'énergie (PESR) ; iv) les Énergies renouvelables et l'efficacité énergétique (PERN) ; et v) les Partenariats énergétiques (PENP) – ce département a été dissous en 2018<sup>93</sup>, les partenariats étant désormais intégrés dans les autres départements. Depuis la création de PEVP en 2016, son personnel a augmenté progressivement pour atteindre environ 70 personnes, qui se concentrent désormais sur le secteur de l'énergie. Ce chiffre est légèrement inférieur aux ~100 membres du personnel indiqués dans la stratégie, mais l'augmentation des effectifs a permis à la BAD d'accroître ses activités dans le secteur, tant en termes de prêts que

d'activités catalytiques supplémentaires, notamment le Marché de l'énergie en Afrique (MEA) et l'Indice de réglementation de l'électricité (IRE).

**Le passage au nouveau complexe a entraîné des difficultés dans la mise en œuvre du NDEA, et très peu de personnel a été affecté à certains des objectifs les plus ambitieux du NDEA. En outre, la structure de PEVP est complexe pour une équipe relativement modeste.** Les entretiens avec des informateurs clés réalisés dans le cadre de cette évaluation ont mis en évidence plusieurs problèmes liés à la création du nouveau complexe, qui pourraient avoir été préjudiciables à la mise en œuvre du NDEA, à savoir : i) la confusion pendant le passage au nouveau complexe – en particulier, certains membres du personnel ne savaient pas très bien quel était leur rôle au sein de PEVP et comment ou si celui-ci était concerné par la réalisation des objectifs du NDEA ; ii) les problèmes de ressources – certains membres clés du personnel ayant une connaissance institutionnelle approfondie ont quitté la Banque et le recrutement du personnel remplaçant et du personnel supplémentaire nécessaire a accusé du retard ; et iii) la mise en œuvre d'un nouveau modèle de prestation de services – le MDPS – par la Banque, dans le cadre de l'intensification de ses efforts pour la réalisation des « Top 5 ». L'un des principaux éléments du MDPS a été la décentralisation, avec un plus grand nombre d'équipes sectorielles de la Banque basées en dehors du siège à Abidjan. IDEV a facilité une évaluation séparée du MDPS,<sup>94</sup> qui a montré que celui-ci a parfois entraîné une rupture entre la mise en œuvre des Top 5 dans le pays et l'expertise sectorielle qui est généralement concentrée au siège. La Banque envisage d'affiner son modèle de fonctionnement pour établir des rapports hiérarchiques plus clairs entre le siège et les responsables des secteurs opérationnels sur le terrain.

Seul un petit nombre d'employés se penchent essentiellement sur certains des objectifs les plus difficiles à réaliser du NDEA. Un exemple, à cet égard, a trait à la cuisson propre qui, à l'heure actuelle, ne compte que deux membres

du personnel de PEVP qui s'y consacrent, et ils doivent souvent partager leur temps entre la cuisson propre et d'autres domaines d'intervention. Cela reflète, dans une large mesure, les contraintes déjà mentionnées, notamment la réticence des PMR à réaffecter des capitaux à la cuisson propre, car cela reviendrait à réduire le financement alloué à d'autres domaines prioritaires. Cela témoigne également du pragmatisme dont fait preuve la Banque en matière de développement progressif de ses activités dans un domaine qui n'était pas prioritaire auparavant. Les objectifs ambitieux<sup>95</sup> dans ce sous-secteur sont incompatibles avec l'approche plus prudente adoptée pour la mise en œuvre du NDEA. En outre, PEVP compte environ soixante-dix personnes, mais il comprend trois départements (depuis la suppression du Département des partenariats énergétiques et à l'exception de PEGG), chacun d'entre eux comprenant deux divisions. À son tour, cela signifie que PEVP est assez lourd au sommet. Certains informateurs clés ont laissé entendre que la mise en œuvre du NDEA pourrait tirer parti d'une approche plus pluridisciplinaire, le personnel étant mieux outillé pour passer d'une priorité du NDEA à une autre en fonction des besoins spécifiques de leurs PMR clients. Cela pourrait conduire à une approche plus coordonnée, bien qu'il faille peut-être compléter cette approche par la nomination de « champions » pour chaque objectif clé du NDEA, qui seraient chargés de veiller à l'alignement des programmes nationaux sur les objectifs du NDEA.

**Les cibles du NDEA ne sont pas diffusés efficacement auprès des personnes travaillant au sein du Complexe.** Certains chefs de division interrogés dans le cadre de cette évaluation ne connaissaient même pas les cibles du NDEA relevant de leurs domaines d'intervention. De l'avis de certains membres du personnel, le NDEA n'a pas eu d'impact significatif sur leurs activités. Cela signifie que le NDEA n'a pas toujours été diffusé de manière efficace au sein du Complexe, et que la prise de décision quotidienne n'a pas été explicitement réorientée pour prendre en compte les priorités du NDEA, bien que **le Complexe semble être structuré autour des domaines d'intervention du NDEA.**

**La mesure dans laquelle les ressources humaines sont affectées aux stratégies des bailleurs de fonds et des BMD de comparaison est également mitigée.** Le projet « Power Africa » dispose de la description la plus claire en ce qui concerne les ressources humaines affectées à la mise en œuvre de la stratégie. Il dispose d'équipes de coordination à Pretoria et Washington, D.C., en plus des équipes nationales stationnées dans les ambassades américaines à travers l'Afrique. Par ailleurs, la Stratégie africaine de la Banque mondiale pour l'IDA18-19 présente certaines similitudes avec le NDEA, dans la mesure où elle ne comporte pas de plan explicite de ressources humaines. Mais, l'équipe d'évaluation est consciente du fait que des effectifs supplémentaires importants ont été ajoutés ou réaffectés afin de soutenir la mise en œuvre de la stratégie. Les entretiens ont confirmé qu'au moins une partie des affectations de ressources prévues a été effectuée. La Stratégie de transition énergétique de l'AFD ne prévoit aucun plan de ressources humaines.

### ***Rôle des partenariats dans la mise en œuvre du NDEA***

**Constatation 15:** La stratégie initiale de la BAD pour le NDEA a placé les partenariats au centre de ses préoccupations. Certaines initiatives spécifiques telles que le Marché de l'énergie en Afrique démontrent bien le pouvoir fédérateur de la BAD et la possibilité d'utiliser le NDEA pour mobiliser les efforts sur le continent. Toutefois, bien que les partenaires au développement soient généralement conscients de l'existence du NDEA, ce potentiel n'est pas pleinement mis à profit pour la réalisation des objectifs du NDEA.

**Le NDEA est décrit comme un « effort mené en partenariat » pour atteindre l'accès universel à l'énergie en Afrique et il est avéré que la BAD coordonne les activités des bailleurs de fonds pour la réalisation des objectifs du Pacte.** L'un des meilleurs exemples à cet égard a trait aux activités du MEA que la Banque a coordonnées. Le MEA réunit tous les principaux acteurs du secteur

de l'énergie d'un pays donné pour convenir des principales priorités et déterminer les institutions et bailleurs de fonds qui mènent les différentes activités. Douze pays répartis à travers l'Afrique ont tiré parti des ateliers du MEA à ce jour, sur trois cycles. Chaque cycle du MEA réunit plusieurs pays, afin de permettre à ces derniers d'apprendre les uns des autres. Cependant, la BAD a dissous son Département des partenariats énergétiques en 2018 et l'on ignore, à ce stade, si cette dissolution a eu un impact significatif sur la capacité de la BAD à tirer parti des partenariats pour la réalisation des objectifs du NDEA. D'une part, faute de ressources dédiées à cette activité, celle-ci pourrait recevoir moins d'attention. En revanche, la gestion des partenariats importants devrait, en principe, être intégrée à d'autres activités, dans tous les cas. En outre, l'analyse des études de cas réalisées pour cette évaluation montre que, bien que les partenaires au développement soient généralement mieux informés sur le NDEA que d'autres types de parties prenantes, il n'existait pas de dialogue permanent avec ces partenaires sur le NDEA lui-même. Par ailleurs, la BAD ne semble pas être à l'origine d'une augmentation des aspirations ou du changement d'orientation que le NDEA promet.

## Premières années de mise en œuvre de la Stratégie du NDEA

### *Sensibilisation au NDEA*

**Constatation 16:** La sensibilisation des parties prenantes au NDEA, en particulier au niveau national, est faible. Moins de la moitié des parties prenantes interrogées dans le cadre des études de cas nationales connaissaient l'existence du NDEA, le niveau de sensibilisation étant inférieur à 10 % dans un de ces pays. Étant donné l'importance des objectifs du NDEA pour la stratégie globale de la BAD et la réalisation des « Top 5 », une meilleure diffusion de la stratégie, tant en interne qu'à l'externe, sera probablement essentielle à son succès futur.

**En règle générale, les principaux acteurs du secteur de l'énergie connaissent mal l'existence du NDEA.** Le niveau de sensibilisation des parties prenantes pourrait être important à deux niveaux. Premièrement, les partenariats constituent un volet important de la stratégie du NDEA et la faible sensibilisation au Pacte indique que les partenariats avec les gouvernements, les partenaires au développement et les autres parties prenantes n'ont pas été mis à profit pour promouvoir les objectifs du NDEA. Deuxièmement, la faible sensibilisation pourrait également indiquer la mesure dans laquelle le NDEA n'a pas joué un rôle primordial dans la conduite des activités de la BAD dans le secteur de l'énergie. Le niveau de sensibilisation au NDEA était faible dans les cinq pays ayant fait l'objet d'une analyse d'étude de cas, comme le montre le Tableau 5 ci-dessous.

Bien que la BAD ait établi de solides partenariats avec de nombreux gouvernements des PMR, ces partenariats semblent avoir mis peu l'accent sur la stratégie du NDEA. L'une des causes éventuelles de la faible sensibilisation des parties prenantes des pays à l'existence du NDEA est que les cibles du NDEA ne semblent pas avoir été diffusés de manière efficace auprès des membres du personnel de PEVP. La faible sensibilisation au NDEA des parties prenantes peut également s'expliquer par un manque de suivi après les présentations de lancement dans les premiers jours du NDEA. Dans la plupart des pays, la sensibilisation au NDEA se limite à quelques informateurs.<sup>96</sup> Bien qu'un petit nombre de publications de très haut niveau aient fait mention de projets exécutés dans le cadre du NDEA, et qu'il soit fait référence aux cibles du NDEA dans les rapports annuels de l'ADER de la Banque, il n'y a pas eu d'événements ou de rapports qui donnent un aperçu de la mise en œuvre du NDEA dans toute l'Afrique.

**L'une des stratégies de comparaison par rapport à laquelle le NDEA est évalué a été diffusée plus efficacement.** Plus précisément, la feuille de route de « Power Africa » de USAID a été largement diffusée, aux plans interne et externe, et les PIP et les objectifs du personnel d'exécution sont directement éclairés

**Tableau 5:** Sensibilisation des informateurs clés au NDEA avant les entretiens réalisés dans le cadre des études de cas

	Côte d'Ivoire	RDC	Maroc	Ouganda	Zambie	TOTAL
Connaissance du NDEA	5	1	4	10	11	31
Total (N)	19	20	16	22	23	100
Pourcentage	26 %	5 %	25 %	45 %	48 %	31 %

par la stratégie. La Stratégie africaine de la Banque mondiale pour l'IDA 2018-19 semble effectivement éclairer et justifier les décisions d'investissement dans une certaine mesure, bien que les indicateurs de performance ne semblent pas avoir été transmis au personnel des opérations sous forme de cibles. La Stratégie de l'AFD pour la transition énergétique ne décrit pas la manière dont elle a été diffusée.

### **Opérationnalisation du NDEA**

**Constatation 17:** Dans l'ensemble, il y a des lacunes dans la mise en œuvre de la NDEA. Il n'existe pas de processus permettant de suivre régulièrement les progrès accomplis par rapport aux objectifs du NDEA ou de déterminer systématiquement les domaines où les résultats sont insuffisants, de manière à pouvoir les corriger.

**Un rééquilibrage du portefeuille de PEVP au cours des dernières années est évident et est conforme aux objectifs du NDEA.** Le rééquilibrage illustré ci-dessus (section "Capacité de la Banque à mettre en œuvre la Stratégie du NDEA") permet également de remédier à plusieurs lacunes identifiées pendant l'examen du portefeuille effectué avant la préparation du NDEA. Toutefois, la mise en œuvre du NDEA ne s'est pas améliorée dans les domaines suivants : i) mise en œuvre plus systématique du NDEA, les progrès réalisés par rapport aux cibles du NDEA étant suivis de plus près et utilisés dans la prise de décision quotidienne et la fixation des priorités au sein de PEVP ; les cibles ne sont pas transmis aux chefs de département et de division et à leurs équipes ; et ii) le rééquilibrage du portefeuille en faveur de la cuisson propre et de l'accès à

l'électricité hors réseau. Ceci est essentiel pour la préparation et la capacité des parties prenantes dans ces sous-secteurs, qui sont difficiles et complexes, et la préparation des marchés, des entreprises et des projets pour permettre ce rééquilibrage et apporter davantage d'assistance technique pour l'élaboration des réglementations et des modèles de prestation de services pour la réalisation des cibles ambitieux du NDEA dans ces sous-secteurs.

**Les prochaines étapes immédiates définies dans la Stratégie du NDEA n'ont pas été mises en œuvre.** Pour certains des programmes phares définis dans la stratégie du NDEA, les prochaines étapes ont été clairement définies. Par exemple : i) la passation de marchés avec les PEI – la stratégie fixe l'objectif de « lancer 30 programmes spécifiques aux pays au cours des cinq prochaines années » ; ii) la transformation des compagnies d'électricité – la stratégie indique que « la Banque s'attachera à soutenir l'amélioration de la performance opérationnelle de 30 compagnies d'électricité » ; et, iii) la transformation à l'échelle nationale – la stratégie souligne que « l'identification et l'engagement réussi dans les deux premiers programmes doivent être l'une des principales priorités de la Banque ». Bien qu'un certain nombre d'activités aient été menées dans chacun de ces domaines, les entretiens avec le personnel de PEVP ont montré que ces prochaines étapes spécifiques nécessaires pour faire avancer les programmes phares n'ont pas été mises en œuvre. Un « projet pilote » au Mozambique a suscité de l'intérêt pour le NDEA, mais l'appui à sa mise en œuvre a été limité.

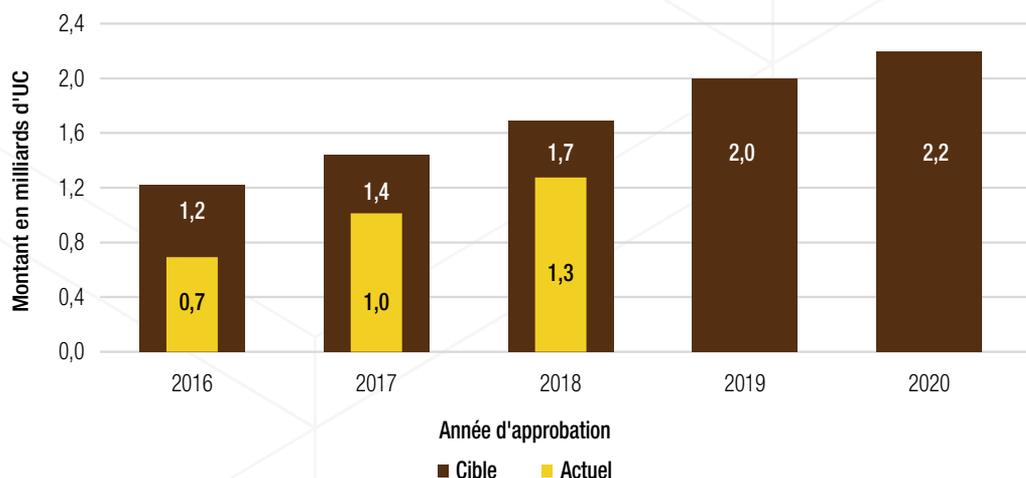
**La réduction de l'accent mis sur les programmes phares du NDEA a coïncidé avec la mise en place**

**d'un nouveau complexe dédié au NDEA.** Il va sans dire qu'un travail initial a été effectué pour faire avancer certaines des mesures définies au cours des mois qui ont suivi l'approbation de la stratégie du NDEA. Toutefois, après la création de PEVP, il est entendu que les programmes phares ont reçu moins d'attention, bien que ce nouveau complexe soit resté attaché aux thèmes définis dans la Stratégie du NDEA. Il existe quelques exceptions à cet égard, par exemple, un récent examen du programme phare sur les projets régionaux et sous-régionaux.

**Près des deux tiers de la cible de financement de la Banque entre 2016 et 2018 ont été atteints.**

Sur un volume total de prêts ciblés de 4,3 milliards d'UC (5 milliards d'USD)<sup>97</sup> (2016-18), 70 % ont été engagés. Tel qu'indiqué par la Figure 11 ci-dessous, en 2016, 0,7 milliard d'UC (58 %) ont été engagés dans le secteur, contre un objectif de 1,2 milliard d'UC. En 2017, la Banque a engagé 1,0 milliard d'UC (71 %) sur un objectif de volume de prêts de 1,4 milliard d'UC, soit environ 71 %. En 2018, la part de l'engagement réel dans le secteur par rapport à l'objectif était de 76 %. Cette évolution indique une intensification constante des efforts de la Banque pour atteindre ses objectifs de volume de prêts dans le secteur de l'énergie.

**Figure 11:** Objectifs de prêts indicatifs de la BAD par rapport aux approbations réelles dans le secteur de l'énergie (en milliards d'UC)



Source : Calculs d'IDEV, fondés sur les bases de données internes de la Banque et sur le Rapport relatif à la mise en œuvre du NDEA, 2017



# Conclusions et recommandations

## Conclusions

**L'accès à une énergie propre, fiable et abordable en Afrique demeure limité, en dépit des progrès enregistrés au cours de la dernière décennie.**

Bien que le profil énergétique du continent africain soit caractérisé par d'abondantes ressources énergétiques en pétrole, gaz, charbon, et surtout un potentiel hydroélectrique, ce potentiel est sous-exploité et l'accès à l'électricité demeure faible dans de vastes régions du continent. Ainsi, le continent demeure à la traîne, par rapport à d'autres régions, en matière d'électrification, plus de 645 millions de sa population n'ayant pas accès à l'électricité. En Afrique subsaharienne, en particulier, le taux d'accès à l'électricité s'élève à 35 % dans l'ensemble, et seulement à 19 % en milieu rural.

**De nombreux problèmes expliquent ce phénomène, notamment une infrastructure électrique limitée et les pannes systémiques de longue durée.**

Le secteur de l'électricité en Afrique, en particulier en Afrique subsaharienne, se caractérise par des délestages fréquents, la location à court terme et onéreuse de centrales électriques d'urgence et une forte dépendance du diesel coûteux pour la production captive d'électricité hors réseau. Même lorsqu'ils ont accès à l'électricité, les pays africains sont confrontés au manque de fiabilité de l'approvisionnement en électricité, en raison de la faiblesse des infrastructures de transport et de distribution. Entre-temps, la demande d'énergie du continent devrait tripler d'ici à 2060. Il est prévu que près de neuf habitants sur dix en Afrique subsaharienne continueront d'être privés d'électricité d'ici à 2030. Ceci souligne la nécessité de déployer davantage d'efforts pour assurer un meilleur accès à un approvisionnement fiable en électricité en Afrique.

**Afin de faire face à ce défi, la BAD a apporté un appui aux efforts de développement du secteur de l'énergie des PMR.**

Au cours des deux dernières décennies, la Banque a joué un rôle primordial dans la mobilisation des investissements pour les infrastructures énergétiques et les réformes dans les PMR. Le financement de la Banque dans le secteur de l'énergie a augmenté considérablement au cours de la période 1999-2018, le montant total de ses engagements au titre des programmes d'infrastructures énergétiques étant estimé à environ 13 milliards d'UC (19 milliards d'USD) entre 1999 et 2018. L'engagement de la Banque dans le secteur de l'énergie en Afrique au cours de la période 1999-2018 était guidé par un certain nombre de documents de politique et de stratégies générales et sectorielles, dont les principaux sont la Politique du secteur de l'énergie 1994, la Politique du secteur de l'énergie 2012 et la Stratégie du Nouveau Pacte pour l'énergie en Afrique 2016, ou NDEA. La Politique du secteur de l'énergie 2012 vise à aider les pays africains à mettre en place des secteurs énergétiques modernes qui soient viables sur les plans social, économique et écologique. Ceci requiert un passage progressif des combustibles fossiles vers des sources d'énergie plus propres et renouvelables, un domaine sur lequel la Politique du secteur de l'énergie 1994 avait moins mis l'accent. La Stratégie du NDEA vise à réaliser les objectifs fixés dans la Politique du secteur de l'énergie 2012.

**Le portefeuille du secteur a enregistré une croissance significative au cours des années qui ont suivi l'introduction de la Politique du secteur de l'énergie 2012, soit environ 63 % du nombre total de projets approuvés.**

Le nombre de projets est passé de 55 au cours de la période 2008-11 à 103 et 90 au cours des périodes 2012-15 et 2016-18, respectivement. En outre, le portefeuille actif du

secteur au cours de la période a représenté 62 % des 306 projets approuvés. Au cours de la même période, le sous-secteur de la production d'électricité a dominé l'aide au secteur de l'énergie. Sur les 13 milliards d'UC d'aide au secteur de l'énergie, près de la moitié (49 %) était destinée aux projets de production d'électricité, soit 6 milliards d'UC.

**L'appui au développement des énergies renouvelables a connu un essor important ces dernières années, notamment pour l'énergie solaire et l'énergie éolienne.** En particulier, la période 2012-15 a marqué une rupture avec le passé, la part des énergies renouvelables ayant représenté les deux tiers de l'aide totale à la production d'électricité. Au cours de la période 2016-2018, 95 % des 0,82 milliard d'UC engagés pour la production d'électricité ont été consacrés uniquement aux opérations d'énergies renouvelables. Les sources d'énergie solaire et éolienne représentent la majeure partie de l'engagement de la Banque dans le domaine des énergies renouvelables. Ces deux sources d'énergie ont représenté 62 % de l'aide au sous-secteur de l'électricité entre 2016 et 2018. Cela représente une augmentation d'environ 12 points de pourcentage au cours de la période 2012-2015 et de près de 54 points de pourcentage au cours de la période 2008-2011. D'une manière générale, cette transition vers un secteur de l'énergie plus « décarbonisé » dans les opérations énergétiques financées par la Banque témoigne de l'évolution de la production d'électricité sur le terrain dans les PMR. Tandis que le volume total des OAP ne s'est élevé qu'à 100 millions d'UC au cours de la période 2008-2011, il est passé à 780 millions d'UC entre 2012 et 2015, soit environ une multiplication par huit. Cela reflète l'engagement de la Banque à soutenir les réformes stratégiques dans les PMR.

**La pertinence des opérations du secteur a été jugée satisfaisante, bien que quelques défauts de conception aient été relevés.** L'évaluation a révélé que les objectifs des documents stratégiques de la Banque concernant le secteur de l'énergie (par exemple, les politiques, les stratégies et les

initiatives) étaient alignés sur ses politiques et stratégies, les priorités des PMR et les objectifs internationaux. Les trois facteurs qui ont miné l'adéquation des interventions du secteur, en particulier avant la Politique du secteur de l'énergie 2012, sont les suivants : i) l'accent insuffisant mis sur les infrastructures de transport ; ii) le soutien limité à la mise au point de systèmes tarifaires appropriés pour le recouvrement des coûts ; et iii) l'accent moindre mis sur l'environnement propice (réformes du secteur de l'énergie). En outre, la conception des interventions de la Banque dans le secteur de l'énergie était généralement insatisfaisante, en raison des lacunes dans certains domaines importants, notamment l'évaluation des risques et la planification sectorielle à long terme. La conception des projets pour les opérations souveraines a connu des lacunes à bien des égards, en particulier : i) l'évaluation des risques ; ii) la qualité des activités en amont pour les partenariats public-privé ; et iii) l'absence de politiques énergétiques nationales exhaustives.

**S'agissant de l'efficacité, la performance du secteur est satisfaisante.** Au cours de la période 1999-2018, le secteur a obtenu de meilleurs résultats en ce qui concerne les indicateurs d'extrants et d'effets. Par ailleurs, les constatations de l'évaluation montrent que l'aide de la Banque dans le secteur de l'énergie a entraîné une augmentation de l'approvisionnement en électricité, ainsi qu'une amélioration de l'accès à l'électricité. Toutefois, le soutien de la Banque n'a pas toujours permis d'améliorer la fiabilité et la qualité de l'énergie électrique. En outre, il n'a pas toujours contribué à rendre les services énergétiques des PMR plus abordables pour les utilisateurs finaux bénéficiaires, en particulier les pauvres. L'utilisation par la Banque d'activités hors prêts pour soutenir la réalisation des effets des projets a été partielle et incohérente, bien qu'efficace lorsqu'elle a eu recours à celles-ci. Dans le même temps, la Banque a également manqué des occasions de mettre en œuvre une politique hors prêts et d'apporter une assistance technique qui auraient pu contribuer à la réussite des projets. Les progrès limités réalisés jusqu'ici,

par rapport aux besoins, témoignent de la nécessité de recentrer le soutien à un accès amélioré et durable à l'énergie en Afrique et justifie le bien-fondé de la stratégie du NDEA.

**L'efficacité du soutien de la Banque aux projets a été jugée insatisfaisante.** L'évaluation a mis en évidence des problèmes de retards et de dépassements de coûts qui ont miné les performances du secteur de l'énergie et représenté la menace la plus importante pour l'efficacité des projets, l'interconnexion électrique étant à l'origine de la majeure partie des retards. Les problèmes étaient liés aux glissements de calendriers de mise en œuvre découlant des retards liés à l'entrée en vigueur des prêts/dons et des changements de conception des projets. Le TRIE ex ante a été estimé dans la quasi-totalité des projets de l'échantillon. Cependant, les résultats de l'évaluation économique des projets d'investissement comportent des incertitudes majeures. La légitimité des évaluations du TRIE est donc sujette à caution dans certains cas comme le révèle la présente évaluation, compte tenu de la mesure dans laquelle des paramètres cachés peuvent influencer le résultat lorsqu'on utilise une méthode traditionnelle comme les scénarios « avec et sans le projet » ou l'analyse fondée sur le moindre coût. Par ailleurs, les analyses de sensibilité nécessitent une évaluation plus rigoureuse.

**D'une manière générale, la durabilité des réalisations des interventions de la Banque dans le secteur de l'énergie a été jugée probable, bien que la viabilité financière précaire du secteur menace la durabilité à long terme des résultats obtenus par la Banque.** La viabilité environnementale et sociale est jugée satisfaisante, tout comme l'appropriation et les partenariats solides. La probabilité d'un entretien à long terme des infrastructures électriques a été associée à la solidité du modèle commercial des compagnies d'électricité (par exemple, la durabilité institutionnelle, le renforcement des capacités). L'obtention de ressources financières pour couvrir les dépenses renouvelables liées à l'entretien des infrastructures énergétiques

dépend de la force institutionnelle et financière de la compagnie d'électricité en exploitation, car il est essentiel de générer des revenus. L'assistance de la Banque aux PMR pour l'évaluation, la mobilisation et l'affectation des ressources aux dépenses renouvelables pour l'entretien des infrastructures varie d'un projet à un autre. En revanche, les projets d'interconnexion électrique génèrent suffisamment de recettes permettant aux pays exportateurs de poursuivre les exportations. La Banque pourrait utiliser des instruments hors prêts (par exemple, le renforcement des capacités institutionnelles des services d'électricité) pour aider à améliorer la situation financière des compagnies d'électricité.

**Pour l'avenir, en ce qui concerne la mise en œuvre de la stratégie du NDEA, l'examen de la qualité du NDEA et les premières années de sa mise en œuvre révèle l'urgence d'accroître les ressources de la Banque, même au-delà du soutien actuel, afin d'atteindre les objectifs fixés pour la stratégie du NDEA.** En outre, la réorganisation de la Banque en vue de réaliser les « Top 5 » s'est heurtée à plusieurs défis. La stratégie initiale de la BAD pour le NDEA a placé les partenariats au centre de ses préoccupations, bien que les principales parties prenantes de la BAD dans le secteur de l'énergie dans les PMR aient généralement une piètre compréhension du NDEA. Les premières années de la mise en œuvre du NDEA ont été caractérisées par une faible sensibilisation des parties prenantes sur la stratégie, en particulier au niveau des pays, entraînant quelques lacunes au niveau de la mise en œuvre du NDEA. Toutefois, en réorientant son soutien vers l'amélioration et la pérennisation de l'accès à l'énergie en Afrique par le truchement de sa stratégie du NDEA, la Banque a pour objectif de réduire la pauvreté et d'améliorer la vie des populations en Afrique. Avec la récente augmentation du capital et la reconstitution des ressources du FAD, la BAD est à présent mieux placée pour devenir une banque de choix pour le développement du secteur de l'énergie dans les PMR, conformément à ses aspirations.

## Enseignements

Les principaux enseignements tirés de cette évaluation du secteur de l'énergie sont présentés dans les différentes évaluations groupées avec des preuves plus substantielles ([Électrification rurale](#), [Interconnexion électrique](#), [OAP du secteur de l'énergie](#)) avec des éléments de preuves plus substantiels déjà discutés ou communiqués au Conseil d'administration pour information déjà présentées ou envoyées au Conseil d'administration pour information. Ils ont également été passés en revue avec le Complexe de l'énergie au cours d'une série d'ateliers de capitalisation.

## Recommandations

IDEV fait les recommandations ci-dessous.

### 1. La Banque devrait améliorer la qualité de la gestion, de la mesure et de la communication des résultats du NDEA. Les domaines d'action prioritaires sont indiqués ci-après :

- **Réviser les cibles fixées en termes de contribution de la BAD à la réalisation des objectifs du NDEA et définir des responsabilités claires qui soient répercutées à tous les échelons de la hiérarchie des complexes concernés.** Les objectifs fixés pour la contribution de la BAD à la réalisation des objectifs du NDEA devraient être révisés afin de refléter les ressources financières disponibles – notamment avec le succès de la 7e AGC et la reconstitution des ressources du FAD – ainsi que du calendrier de mise en œuvre de la stratégie. Le financement nécessaire à la réalisation des objectifs du NDEA pourrait encore être réduit en augmentant le contenu local des acquisitions au titre des projets (par exemple, les services, biens et travaux). Ceci contribuerait à la réalisation d'autres objectifs des « Top 5 » tels que l'industrialisation et la création d'emplois.

Par ailleurs, il est essentiel d'attribuer des responsabilités claires qui soient transmises aux différents complexes. Pour ce faire, PEVP pourrait jouer un rôle de coordination – mais d'autres complexes doivent également fournir des services, en particulier des conseils stratégiques, la mobilisation, d'autres secteurs – la demande énergétique, etc. ;

- **Veiller à ce que la conception, le suivi et l'évaluation des interventions dans le secteur de l'énergie et les documents stratégiques soient fondés sur une théorie du changement (TdC) bien articulée.** Cela permettra de disposer d'un système clair d'analyse de la façon dont les interventions dans le secteur de l'énergie sont censées fonctionner, en cartographiant chaque intervention à travers une série d'étapes (c'est-à-dire une chaîne de résultats) avec des indicateurs appropriés, et des hypothèses pour un cadre de mesure des résultats (CMR) du secteur amélioré. La Banque devrait rendre formelle la TdC du NDEA et rendre compte régulièrement des progrès réalisés par rapport aux objectifs du NDEA, ainsi que sur les mesures prises pour traiter des domaines dans lesquels la BAD accuse du retard par rapport aux cibles du Pacte.
- 2. **La Banque devrait accroître son assistance aux PMR, afin de renforcer leurs capacités à formuler et mettre en œuvre des politiques énergétiques globales comprenant des plans de développement énergétique à long terme, des stratégies de sécurité énergétique et des plans d'efficacité énergétique et de conservation d'énergie.** Les domaines d'action prioritaires sont indiqués ci-après :
  - **Accroître l'utilisation d'instruments hors prêts (par exemple, les travaux analytiques et l'assistance technique) pour aider à mettre au point d'éventuelles solutions énergétiques à moindre coût.** Ceux-ci doivent prendre en considération les prévisions

à long terme de la demande d'électricité du pays et/ou de la région. Les prévisions susmentionnées serviront également de base analytique à la fixation de tarifs efficaces pour le recouvrement des coûts et à l'élaboration de la réglementation (voir recommandation n° 3). Cela complétera le thème stratégique du NDEA relatif au déploiement de vagues de « redressements » énergétiques à l'échelle du pays qui comprendront la planification du système énergétique et la restructuration des environnements juridiques, réglementaires et institutionnels nationaux afin d'attirer les investisseurs. Par conséquent, il sera essentiel de mettre davantage l'accent sur la coordination des interventions des secteurs public et privé ;

**■ Renforcer le dialogue en matière de politiques sur la base de stratégies nationales de réforme sectorielle et de feuilles de route bien établies et structurées, afin d'obtenir et de maintenir l'engagement du gouvernement national.**

L'évaluation a identifié l'engagement politique du gouvernement national comme un facteur déterminant dans la réussite et l'échec des réformes du secteur de l'énergie et des projets nationaux connexes. L'ingérence politique dans la fixation des tarifs et un suivi systématique et d'une collecte de données sur les effets insuffisants peuvent avoir des conséquences désastreuses sur l'efficacité des projets.

**3. La Banque devrait accroître son soutien aux PMR, par le truchement de son programme de transformation des compagnies d'électricité, en renforçant la performance de ces compagnies et en favorisant la viabilité financière du système électrique.** Les domaines d'action prioritaires sont indiqués ci-après :

**■ Envisager équilibrer ses investissements entre la production, le transport et la distribution de l'électricité.** Ce changement

contribuera à améliorer les opérations des compagnies d'électricité, ainsi que la capacité financière en réduisant les pertes de transport et de distribution. En outre, il renforcera la crédibilité des compagnies d'électricité en tant que prestataires de services pour les projets relatifs aux producteurs d'électricité indépendants. La Banque doit augmenter les investissements dans les infrastructures de transport et de distribution, compte tenu de la tendance actuelle où la production d'électricité a été financée essentiellement par des investisseurs privés et d'autres bailleurs de fonds, ces dernières années. Les pertes de transport et de distribution (tant techniques que non techniques) doivent être dûment traitées par la mise en place d'infrastructures de grande qualité, ce qui peut comprendre : i) le remplacement des infrastructures de distribution obsolètes ; ii) le déploiement de solutions de prépaiement et de compteurs intelligents ; et iii) le renforcement des réseaux de distribution nationaux. Ces mesures contribuent également à lutter contre les pertes de recettes systémiques et le vol d'électricité. La formation et le renforcement des capacités des compagnies d'électricité dans les PMR permettront également d'améliorer les performances opérationnelles et la gestion. Les gouvernements et leurs compagnies d'électricité peuvent financer des projets de connexion électrique, lorsque l'extension du réseau est considérée comme la solution la moins coûteuse ;

**■ Envisager d'adopter une approche globale des facteurs de coût de l'électricité, une conception innovante des subventions et une tarification de l'électricité afin éclairer la fixation des tarifs.** Cela permettrait de soutenir la mise en œuvre du programme de transformation des compagnies d'électricité du NDEA, qui vise à soutenir les efforts tendant à rendre les compagnies nationales d'électricité crédibles en tant qu'acheteurs dans le secteur. Une approche holistique de la programmation

du secteur de l'énergie, notamment l'approche programmatique sectorielle, est nécessaire pour mieux réguler et stabiliser les tarifs de l'électricité, au profit des consommateurs à faible revenu et pour assurer la viabilité financière du système électrique. Par ailleurs, il est essentiel de mettre davantage l'accent sur l'accessibilité financières de l'énergie, tout en assurant la viabilité financière des compagnies d'électricité.

**4. La Banque devrait accroître son financement en faveur des PMR et du secteur privé pour assurer un accès durable à l'énergie en Afrique.** Les domaines d'action prioritaires sont indiqués ci-après :

■ **Intensifier les approches de financement mixte en misant sur les efforts couronnés de succès à ce jour.** Cela peut mobiliser davantage d'investissements du secteur privé et des financements concessionnels créatifs, contribuant ainsi à combler le déficit de financement chronique dont souffre le secteur de l'énergie en Afrique.

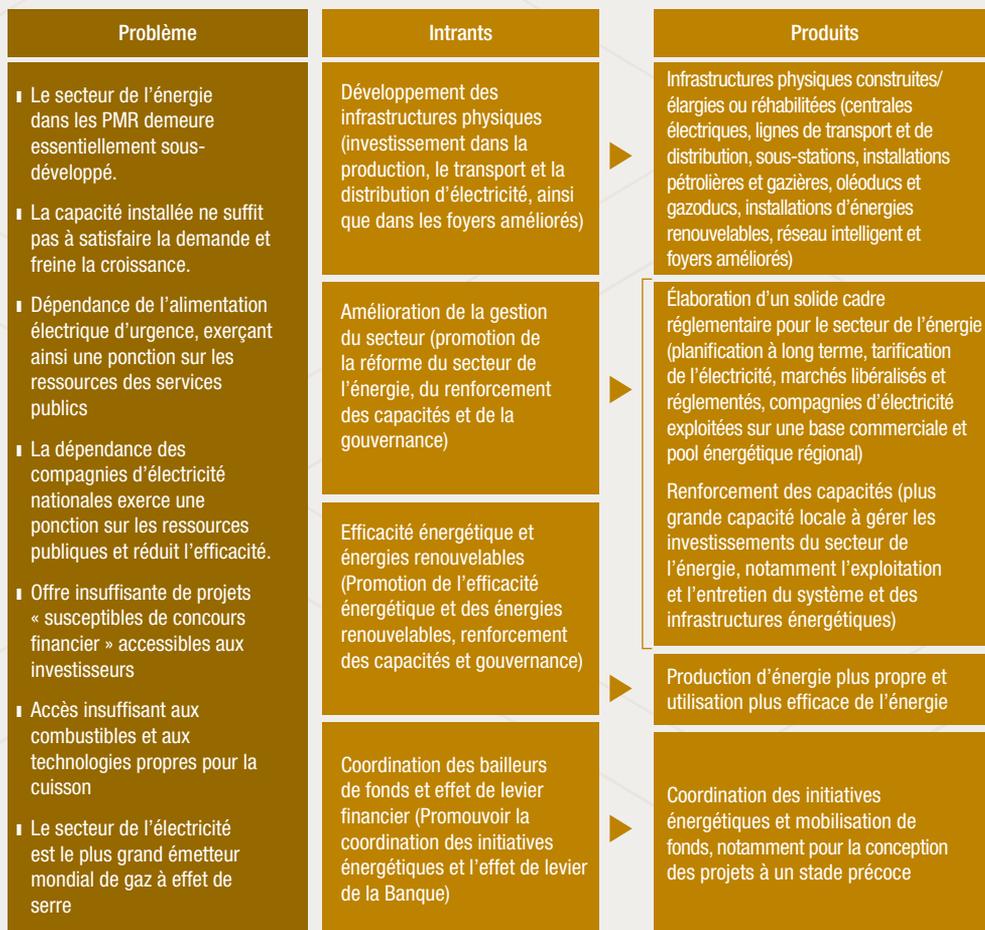
■ **S'efforcer à accroître les ressources destinées à l'assistance technique et la préparation des projets afin d'optimiser ses investissements.** Des ressources supplémentaires pour fournir une AT (soit directement par la Banque, soit par l'intermédiaire d'autres institutions, y compris les PMR) permettraient de satisfaire la demande des PMR en matière d'amélioration des performances des compagnies d'électricité et de restructuration du secteur, ainsi que de préparer le marché à des interventions hors réseau et liées à la cuisson propre, ce qui augmenterait la réserve de projets dans ces domaines. Cela pourrait se faire par le biais de contributions accrues aux fonds fiduciaires existants, notamment le SEFA, et/ou d'un nouveau fonds fiduciaire tel que l'initiative proposée d'un programme d'assistance technique pour le secteur de l'énergie en Afrique, qui d'interventions en amont du SEFA et/ou par plus d'AT accompagnant les activités d'investissement de base.



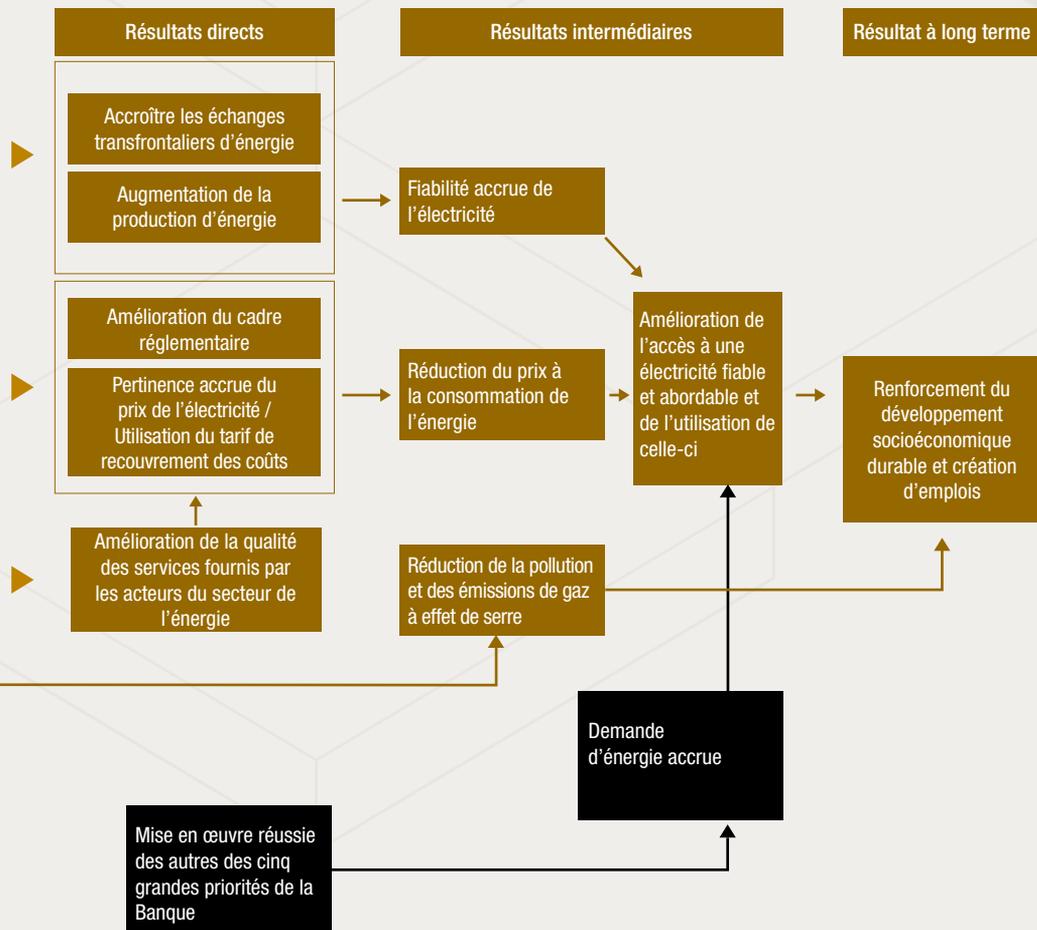




## Annexe 1 : Modèle logique pour le secteur de l'énergie de la BAD



Hypothèses : Solide capacité institutionnelle et entretien approprié des infrastructures



## Annexe 2 : Note méthodologique

### Approche sommative

#### Échantillonnage des projets

L'évaluation a identifié 306 projets et études dans le secteur de l'énergie qui étaient opérationnels pendant la période d'évaluation de 1999 à 2018, dont 82 projets et 26 études étaient achevés au 31 décembre 2018 ; les autres étaient soit en cours, soit récemment approuvés. L'évaluation a inclus ou référencé 62 des projets achevés dans les documents de référence utilisés pour l'établissement du présent rapport de synthèse. L'échantillon représentait 76 % (62/82) de projets achevés. Les nombres/pourcentages de l'échantillon de 62 projets par sous-secteur de l'énergie étaient les suivants : i) 22/35 % pour la production d'électricité ; ii) 19/31 % pour l'amélioration/extension du réseau national ; iii) 8/13 % pour l'interconnexion électrique régionale ; et iv) 13/21 % pour l'environnement favorable. La liste des projets de l'échantillon par sous-secteur et les éléments de preuve sont présentés à l'Annexe 4.

#### Éléments de preuve

##### *Revue de la littérature et des politiques*

La revue de la littérature a consisté en une identification et une analyse systématiques des documents pertinents liés à l'énergie. Elle a permis d'identifier les principales évolutions qui ont influencé le secteur de l'énergie en Afrique, depuis 1999, et d'examiner la manière dont ces tendances ont influencé la communauté du développement. Les quatre sources d'information suivantes ont été utilisées à cette fin : i) les documents de politique des BMD et des institutions bilatérales qui interviennent en Afrique ; ii) les documents d'évaluation et de recherche produits par ces institutions et d'autres institutions ; iii) les études réalisées par des spécialistes du secteur de l'énergie ; et iv) les entretiens avec le personnel de la Banque. La bibliographie compilée à partir de cette revue contient un large éventail de publications liées à l'énergie, y compris des documents de la BAD, de la Banque mondiale et de l'Union européenne, des documents de politique et d'évaluation d'institutions bilatérales, et des publications de spécialistes du secteur de l'énergie.

La revue des politiques a comparé de manière détaillée la Politique du secteur de l'énergie de 2012 de la BAD avec le Document d'orientation sur l'énergie de 2013 du Groupe de la Banque mondiale. Elle a montré comment les politiques de la BAD et d'autres institutions ont évolué au cours des 15 dernières années et évalué la manière dont la Banque a traité les problèmes identifiés. La revue a également identifié les enseignements pertinents et évalué la valeur ajoutée de l'approche de la Banque dans le secteur de l'énergie par rapport à celle de ses partenaires au développement.

##### *Revue du portefeuille*

La revue du portefeuille a consisté en un examen des rapports d'évaluation ex ante de projet (REP), des rapports d'achèvement de projet (RAP), des notes d'évaluation de rapports d'achèvement de projet (NE-RAP), des rapports de supervision élargie (RSE), des notes d'évaluation de rapports de supervision élargie (NE-RSE), des rapports d'évaluation de la performance des projets (REPP), ainsi que des publications statistiques de la Banque et de ses systèmes internes et de la base de données de SAP. Elle avait trois objectifs spécifiques, à savoir : i) donner un aperçu des tendances des prêts et des approbations de la Banque dans le domaine de

l'énergie ; ii) élaborer une TdC du secteur énergétique de la Banque, qui orienterait l'ensemble de l'évaluation en tant que cadre analytique, et affiner les questions d'évaluation ; et, iii) répondre aux questions d'évaluation relatives à l'efficacité et à l'efficience. Les projets ont été identifiés selon un processus de sélection en trois étapes : i) l'utilisation de la catégorie de recherche « Énergie » dans la base de données interne des SAP de la Banque ; ii) l'utilisation de la catégorie de recherche « Multisecteur » et la référence au renforcement institutionnel dans la base de données SAP interne de la Banque et dans les rapports d'évaluation de projets ; et iii) l'examen des programmes/projets candidats supplémentaires en consultation avec le complexe des opérations, notamment le Département de l'énergie, de l'environnement et du changement climatique (ONEC) et le Département du secteur privé (OPSM). Une revue du portefeuille a permis d'analyser de manière approfondie l'évolution du soutien de la Banque au secteur de l'énergie, ses caractéristiques et sa composition par sous-secteur, et d'évaluer l'efficacité du soutien de la Banque en matière de développement par le biais d'examen sur dossier.

### ***Études de cas approfondies sur le terrain***

Sept études de cas approfondies ont été menées sur le terrain et deux rapports de synthèse préparés. Le premier rapport était une synthèse de quatre projets d'énergies renouvelables (Bujagali et Buseruka I et II en Ouganda, Sahaniivotry à Madagascar et Cabeolica au Cap-Vert), tandis que le deuxième était une synthèse de trois projets de production d'électricité classique (centrales électriques d'Abu Qir et d'El Kureimat en Égypte et centrale électrique de Thika au Kenya). Les analyses ont reposé sur des recherches documentaires et des entretiens avec les parties prenantes concernées. Les entretiens ont été réalisés pendant les visites effectuées dans les différents pays concernés en novembre et décembre 2015.

### ***Évaluations de groupes***

Les évaluations de groupes ont porté sur quatre principaux groupes, à savoir : l'interconnexion électrique (7 projets), l'électrification rurale (6 projets), les OAP relatives à l'énergie (8 projets) et les opérations du secteur privé (9 projets d'énergies renouvelables et 5 projets de PPP classiques). La liste des projets relevant de chaque groupe se trouve à l'Annexe 4. Les évaluations de groupes ont utilisé des méthodes à la fois qualitatives et quantitatives, notamment : i) l'examen des documents internes pertinents et disponibles ; ii) les entretiens avec le personnel concerné de la BAD ; iii) des entretiens avec le personnel des bureaux gouvernementaux concernés ; iv) des visites sur le terrain des sites de projets afin de s'entretenir avec les responsables locaux, les organisations non gouvernementales et un échantillon des bénéficiaires de projets ; et v) la rédaction et la finalisation des rapports d'évaluation de projet.

## **Évaluation de la qualité de la stratégie du NDEA**

### **Portée de l'évaluation**

D'une manière générale, l'évaluation de la qualité du NDEA a porté sur le processus de conception et la qualité du NDEA, ainsi que sur l'adéquation des dispositions d'ordre institutionnel prises pour la mise en œuvre du NDEA. Cet objectif global est divisé en quatre parties, tel que présenté ci-après.

- **Évaluer la pertinence des objectifs du NDEA** : L'évaluation analyse le déficit qui subsiste en matière d'accès à l'énergie en Afrique, en particulier en Afrique subsaharienne (ASS). Elle analyse, en outre, les lacunes et les priorités dans l'ensemble du secteur de l'énergie en Afrique et s'assure que les objectifs du NDEA (par exemple, augmenter le nombre des raccordements, accroître la capacité de production

d'électricité installée) sont appropriés, compte tenu des besoins identifiés. L'évaluation examine également le niveau absolu des objectifs du NDEA et si ceux-ci sont bien justifiés, au regard des priorités identifiées dans l'ensemble du secteur de l'énergie en Afrique.

- **Évaluer la conception du NDEA** : Après avoir examiné les objectifs et les résultats du NDEA, la conception détaillée du NDEA est évaluée. Cette partie de l'évaluation porte sur la conception détaillée du NDEA et sur la question de savoir si elle est susceptible de contribuer à la réalisation des résultats escomptés. L'évaluation porte également sur le cadre mis en place par la BAD pour le suivi et l'évaluation du NDEA, ainsi que sur la question de savoir si ce cadre est bien conçu pour mettre en évidence les domaines où la performance est bonne ou mauvaise, afin que la mise en œuvre du NDEA puisse s'adapter en fonction des paramètres de performance.
- **Évaluer les capacités nécessaires pour la mise en œuvre du NDEA** : Étant donné que l'opérationnalisation du NDEA est en cours depuis plus de trois ans, il est raisonnable de s'attendre à ce que les ressources nécessaires à la mise en œuvre de sa stratégie soient disponibles. L'examen porte sur les ressources financières nécessaires pour tenir les promesses du NDEA, ainsi que sur le capital humain et les ressources institutionnelles requises pour mettre en œuvre sa stratégie. Il analyse les ressources déployées pour soutenir la mise en œuvre efficace et durable du NDEA. L'examen porte sur la responsabilité en ce qui concerne la mise en œuvre du NDEA et sur la manière dont les mesures adoptées pour suivre les progrès de la mise en œuvre du Pacte sont transmises aux personnes et au sein des Directions de la BAD.
- **Évaluer les preuves découlant des premières années de mise en œuvre du NDEA** : Le NDEA a été lancé en 2016. Aussi, est-il raisonnable de s'attendre à ce que sa stratégie se reflète dans les activités de la BAD dans le secteur de l'énergie au cours des dernières années. L'analyse du portefeuille de la Banque vise à évaluer la mesure dans laquelle le NDEA a entraîné un recentrage des activités de la Banque dans le secteur de l'énergie. L'évaluation s'appuie également sur des preuves tirées d'études de cas spécifiques à certains pays pour déterminer la mesure dans laquelle le NDEA a été mis en œuvre au niveau national.

## Approche

Cette évaluation de la qualité du NDEA repose sur trois pistes d'investigation qui peuvent être résumées comme suit :

- Une évaluation de la **qualité à l'entrée (QAE)** qui a examiné la qualité de la conception et l'état de préparation de la mise en œuvre de la Stratégie du NDEA ;
- Une **analyse comparative** du NDEA par rapport à une série de stratégies sectorielles de comparaison des BMD dans le domaine de l'énergie, en particulier les stratégies sectorielles axées sur l'Afrique ; et
- Des **études de cas pays**, qui ont servi à évaluer la mesure dans laquelle le NDEA a été mis en œuvre au niveau national.

### Qualité à l'entrée

L'évaluation de la QAE est axée sur la qualité de la conception et l'état de préparation de la mise en œuvre de la Stratégie du NDEA. Elle comprend une analyse détaillée de la pertinence du NDEA pour le

secteur de l'énergie africain et des cibles qui résument les objectifs du NDEA. L'évaluation de la QAE analyse également la conception du NDEA et la mesure dans laquelle cette conception a pris en compte la mise en œuvre de la stratégie. Par ailleurs, les ressources disponibles, les ressources financières, le personnel et les structures institutionnelles sont également examinés.

**L'évaluation de la QAE repose essentiellement sur un examen critique des documents de conception pertinents et des entretiens semi-structurés avec le personnel de la Banque et d'autres parties prenantes.** Un large éventail de documents a été examiné pour compléter l'évaluation ; ceux-ci sont décrits plus en détail à la section "Sources d'information" (Page 96).. Au nombre des documents examinés figuraient la Stratégie du NDEA elle-même, ainsi que des documents plus récents de la BAD qui passent en revue la mise en œuvre des projets de la BAD dans le secteur de l'énergie. Une mission d'une semaine au siège de la BAD à Abidjan a eu lieu en septembre 2019, au cours de laquelle des entretiens semi-structurés face à face ont eu lieu. Ces entretiens ont permis de comprendre plus en détail la manière dont le NDEA a été conçu et mis en œuvre au fil des années, depuis 2016. D'autres entretiens semi-structurés ont eu lieu à distance avec le personnel régional de la BAD et d'autres parties prenantes.

**Une analyse détaillée du secteur de l'énergie africain a également servi à évaluer la QAE.** Un large éventail de rapports et de documents couvrant les évolutions et les défis du secteur de l'énergie en Afrique ont été examinés pour compléter l'évaluation. Ces rapports et les entretiens avec les parties prenantes ont permis de se faire une idée des principales priorités du secteur et, partant, d'évaluer la pertinence du NDEA.

**L'évaluation de la QAE recoupe toutes les composantes de l'examen plus large du NDEA qui est présenté dans ce rapport.** L'évaluation de la qualité de l'environnement alimente chacune des quatre composantes de l'évaluation qui ont été présentées dans la section "Portée de l'évaluation" (Page 91 ). En particulier, l'examen détaillé de la Stratégie du NDEA et les entretiens approfondis réalisés dans le cadre de ce travail ont alimenté notre évaluation de la conception du NDEA, de la mesure dans laquelle cette conception facilite la mise en œuvre de la Stratégie et des ressources mises à disposition pour la mise en œuvre. Les preuves concernant la mise en œuvre du NDEA sont également évaluées à travers l'analyse des activités de la BAD dans le secteur de l'énergie au niveau du portefeuille.

### **Analyse comparative**

**Le volet « Analyse comparative » de l'évaluation s'appuie sur les enseignements tirés par d'autres bailleurs de fonds et BMD.** Le NDEA est une stratégie plutôt qu'un programme. En tant que tel, il est comparé aux stratégies suivantes (stratégies de comparaison) :

- La stratégie de la Banque mondiale pour le secteur de l'énergie en Afrique - Association internationale de développement (IDA) 18-19 au cours de six années, du 1er juillet 2017 au 30 juin 2023.<sup>98</sup> Cette Stratégie vise à assurer une transformation structurelle en Afrique subsaharienne, accélérer la transition vers une énergie propre et soutenir le développement du capital humain ;
- La stratégie de *Power Africa*, telle que documentée dans la « Feuille de route » 2016 de l'Agence américaine pour le développement international (USAID).<sup>99</sup> Power Africa est un programme de l'USAID mis en place en 2013 en vue d'améliorer l'accès à l'électricité en ASS. La Feuille de route décrit la manière dont le programme et ses partenaires des secteurs public et privé pourront accélérer les transactions énergétiques et accroître la capacité de production de 30 000 mégawatts (MW), assurer 60 millions de nouveaux raccordements au réseau électrique, et améliorer l'efficacité des institutions dans les pays et régions partenaires ;

- La stratégie de transition énergétique 2019-2022 de l'Agence française de développement (AFD). La stratégie de l'AFD vise à accélérer les progrès en matière d'accès universel aux services énergétiques, d'efficacité énergétique et de gestion de la demande, ainsi que de modernisation et de décarbonisation de l'approvisionnement en énergie en soutenant les politiques de transition énergétique, mobilisant et renforçant les acteurs qui contribuent à la transition énergétique, et promouvant l'innovation.

Le rapport de lancement a également identifié le Partenariat Afrique-UE pour l'énergie (AEEP) comme un candidat possible à la comparaison. Cependant, après un examen de ses documents stratégiques et des entretiens avec des représentants de l'AEEP, il a été décidé que ce comparateur n'était pas pertinent, car il met l'accent essentiellement sur la coordination, plutôt que sur la mise en œuvre des projets.

**L'examen des documents stratégiques susmentionnés a été complété par des entretiens semi-structurés** avec des représentants des institutions responsables de l'élaboration et de la mise en œuvre des stratégies.

**L'exercice d'analyse comparative a porté essentiellement sur l'évaluation de la conception du NDEA et de ses comparateurs, ainsi que sur la disponibilité des ressources nécessaires pour la mise en œuvre des stratégies.** L'analyse compare les cadres logiques utilisés pour concevoir les stratégies de comparaison, les ressources et les institutions mises en place pour mettre en œuvre les stratégies, et les mécanismes mis en place pour assurer le suivi des résultats obtenus à l'aide des stratégies. L'analyse réalisée dans le cadre de l'exercice d'analyse comparative identifie les caractéristiques d'une bonne stratégie et évalue la mesure dans laquelle le NDEA présente ces caractéristiques.

### ***Études de cas axées sur l'écosystème***

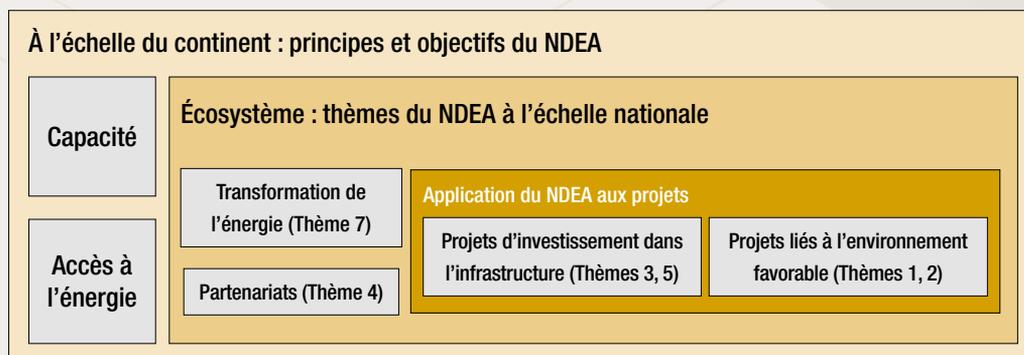
**Cinq études de cas pays ont été utilisées pour comprendre la manière dont le NDEA est mis en œuvre.**

La plupart des analyses effectuées dans le cadre de l'évaluation de la QAE de la Stratégie du NDEA et des volets de l'évaluation comparative portent sur l'ensemble du NDEA en Afrique. Pour évaluer le fonctionnement du NDEA dans la pratique, il est important de prendre en compte également sa mise en œuvre au niveau national. Cinq études de cas pays ont été réalisées, à la fois pour comprendre comment la conception du NDEA à l'échelle du continent a été répercutée sur les différents pays et pour évaluer les premiers éléments de preuve concernant la manière dont le NDEA est mis en œuvre au niveau national.

**Les études de cas ont été conçues pour évaluer l'écosystème au niveau national, ainsi que les projets en cours dans les études de cas pays.**<sup>100</sup> Les études de cas n'ont pas pris en compte la mise en œuvre à l'échelle du continent, qui a été examinée par le truchement d'autres volets de cette évaluation, tel que décrit plus haut. La Figure A2.1 ci-dessous présente un schéma illustrant cette orientation et la manière dont les études de cas se rapportent aux thèmes du NDEA. Les deux niveaux auxquels les études de cas ont évalué la mise en œuvre du NDEA sont présentés ci-après.

- *Au niveau de l'écosystème* – Au niveau de l'écosystème, les études de cas ont évalué les activités de coordination et de partenariat entre la BAD et les partenaires qui interviennent dans le secteur de l'énergie. Elles ont évalué le dialogue avec les décideurs et les partenaires au développement autour des politiques nationales, de la réalisation des objectifs et de la mobilisation de ressources ;
- *Au niveau des projets* – Les études de cas ont également évalué l'application des principes et thèmes du NDEA au(x) projet(s) spécifique(s) approuvé(s) depuis le lancement du Pacte, c'est-à-dire après 2016.

Figure A2.1: Schéma indiquant l'orientation des études de cas pays



Les pays ont été sélectionnés sur la base de critères permettant de tenir compte de la diversité des régions géographiques et des niveaux de revenu, ainsi que d'une série de types de projets. Les PMR retenus pour des études de cas approfondies sur le terrain sont : i) la Côte d'Ivoire ; ii) l'Ouganda ; iii) la République démocratique du Congo ; iv) le Maroc ; et v) la Zambie. Les pays ont été choisis pour réfléchir sur les points ci-après :

- Une combinaison de pays à faible revenu (PFR) et de pays à revenu intermédiaire, tranche inférieure (PRI-TI) ;
- Un nombre élevé de projets énergétiques lancés au cours de la période 2016-2018 ; et
- La représentativité régionale, c'est-à-dire couvrant toutes les régions de l'Afrique.

Une approche commune a été adoptée pour toutes les études de cas, chacune couvrant les six domaines suivants :

- L'état de préparation des pays pour la série d'instruments de la Banque, et l'utilisation de l'assistance technique et des facilités de préparation de projet, qui sont importantes, en principe, pour l'amélioration de la QAE des projets de la Banque, en vue d'améliorer l'état de préparation des pays ;
- La compréhension de la proposition de valeur de la Banque aux PMR, en particulier en ce qui concerne la manière dont la Banque intervient dans les différents pays en termes d'assistance axée sur l'investissement, par opposition à l'assistance technique ou à d'autres formes de soutien ;
- La mesure dans laquelle les capitaux du secteur privé ont été mobilisés pour la réalisation d'infrastructures énergétiques dans les PMR ;
- L'alignement du NDEA sur les stratégies et politiques énergétiques nationales ;
- Le point de savoir s'il existait des lacunes perçues ou réelles dans les interventions de la Banque relatives à l'énergie dans le pays avant la mise en place du NDEA ;

- Ce qui a changé (si quelque chose est perceptible) dans les interventions de la Banque dans le pays depuis le lancement du NDEA.

## Sources d'information

### *Examen des documents*

- **Les preuves recueillies auprès de la BAD** comprennent des données et des rapports secondaires, ainsi que des entretiens avec le personnel de la Banque. Pour déterminer si le NDEA comble les lacunes des travaux antérieurs de la BAD dans le secteur, l'analyse déjà réalisée par IDEV pendant la préparation du projet d'examen du portefeuille du secteur de l'énergie a été prise en compte. La Stratégie du NDEA (2016-2025)<sup>101</sup> est le document le plus important et a été une source essentielle pour la réalisation de cette évaluation. Des DSP ont été examinés en complément des études de cas pays, tout comme les documents d'évaluation de projets pertinents pour les projets mis en œuvre après le lancement du NDEA.
- Un large éventail de **documents externes** a également été examiné, y compris des documents récents donnant un aperçu des défis prioritaires à relever dans le secteur de l'énergie en Afrique et des informations sur les programmes par rapport auxquels cette évaluation a servi de référence pour le NDEA.

### *Analyse des données secondaires*

L'évaluation a utilisé la base de données des interventions dans le secteur de l'énergie pour analyser les engagements dans le secteur de l'énergie depuis le lancement du NDEA. L'analyse évalue la mesure dans laquelle les engagements ont augmenté depuis le lancement du NDEA et si les ressources engagées sont conformes aux engagements de financement pris dans la stratégie de mise en œuvre du Pacte. Lorsque le NDEA lui-même ne fournit qu'une petite partie du financement nécessaire à la réalisation de son objectif, l'efficacité de la BAD pour attirer/mobiliser d'autres sources de financement pour atteindre ses objectifs est également prise en compte.

### *Entretiens avec les informateurs clés*

Les entretiens avec les informateurs clés, en particulier le personnel clé de la BAD, ont constitué une importante source d'information pour les trois études. Ces entretiens ont constitué une importante source de preuves pour l'évaluation de la conception du NDEA, dans la mesure où le personnel de la BAD chargé du secteur de l'énergie est celui qui comprend le mieux la philosophie sous-jacente du NDEA. Par ailleurs, le personnel de la BAD a contribué à fournir des preuves concernant la manière dont le NDEA affecte la prise de décision, ainsi que la sélection et la conception d'interventions spécifiques dans le secteur de l'énergie. Des entretiens ont eu lieu avec les informateurs clés concernant les stratégies de comparaison, tel que décrit plus haut dans la Section "Analyse comparative" (Page 93). Au total, 100 entretiens avec les informateurs clés ont également été réalisés pour les études de cas nationales, tenant lieu de source principale de preuves pour l'analyse. Une liste des informateurs clés interrogés dans le cadre de cette évaluation de la qualité et une analyse des informateurs clés interrogés dans le cadre des études de cas nationales sont présentées dans les Tableaux A2.1 et A2.2 ci-dessous, respectivement.

**Tableau A2.1:** Liste des principaux contacts de la BAD pour compléter l'évaluation de la qualité à l'entrée

#	Nom	Fonction
1	M. Wale Shonibare	Vice-président par intérim, Énergie, climat et croissance verte
2	M. Daniel Schroth	Conseiller auprès du Vice-président du Complexe PEVP/Directeur par intérim, Énergies renouvelables et efficacité énergétique
3	M. Monojeet Pal	Chef de division, Énergies renouvelables et efficacité énergétique
4	M. Ihcen Naceur	Soutien aux portefeuilles et aux projets
5	M. Engedasew Negash	Chef de division, Énergies renouvelables et efficacité énergétique
6	M. Joao Duarte Cunha	Chef de division, Énergies renouvelables et efficacité énergétique
7	M. Jalel Chabchoub	Directeur, Investissements/Spécialiste de l'efficacité énergétique
8	M. Anthony Okon Nyong	Directeur, Changement climatique et croissance verte
9	M. Gareth Phillips	Chef de division, Changement climatique et croissance verte
10	M. Henry Paul Batchi Baldeh	Directeur, Développement des réseaux électriques
11	Mme Angela Nalikka	Cheffe de division, Développement des systèmes électriques
12	M. Callixte Kambanda	Chef de division, Politique, réglementation et statistiques énergétiques
13	M. Matheus Magala	VP, Services généraux et ressources humaines
14	M. Cyril Blet	Chargé en chef de la responsabilité et de l'impact sur le développement
15	M. Rudolph Petras	Spécialiste principal des résultats
16	M. Achraf Tarsim	Chargé régional du secteur Afrique du Nord (PEVP et PIVP)
17	M. Humphrey Richard	Chargé régional du secteur de l'énergie pour l'Afrique de l'Est

**Tableau A2.2:** Informateurs clés interrogés pour les études de cas pays axées sur l'écosystème

Groupe de parties prenantes	Côte d'Ivoire	RDC	Maroc	Ouganda	Zambie	Total
Personnel des Opérations de la BAD	3	1	2	1	4	<b>11</b>
Gouvernement national (décideurs politiques, responsables du secteur de l'énergie, compagnies d'électricité, etc.)	4	6	6	13	9	<b>38</b>
Partenaires au développement	5	2	5	3	3	<b>18</b>
Secteur privé (personnel des compagnies d'électricité, investisseurs)	6	8	3	3	4	<b>24</b>
Société civile (ONG)	1	3		2	3	<b>9</b>
<b>Total</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>16</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>100</b>

Une série d'informateurs clés ont été interrogés pendant l'achèvement des études de cas nationales, couvrant différents types de parties prenantes. Ces entretiens avec des informateurs clés sont résumés dans le Tableau A2.2 ci-dessus.

## Annexe 3 : Matrice d'évaluation

### Matrice d'évaluation de l'approche sommative

Questions d'évaluation	Indicateurs d'évaluation ou critères de jugement	Codes Atlas ti
<p><b>PERTINENCE</b> : Les activités de la Banque dans le secteur de l'énergie sont-elles mises en œuvre conformément aux priorités du pays et au cadre stratégique de la Banque ? Les activités (projets) de la Banque sont conformes : 1) aux politiques, stratégies ou plans d'action propres des pays (PMR) ; 2) au DSP de la Banque elle-même.</p>		
<p>1.0 Dans quelle mesure les activités de la Banque dans le secteur de l'énergie sont-elles en phase avec les priorités des PMR et des communautés économiques régionales (CER) tout en apportant de la valeur ajoutée par l'introduction de réformes ?</p>	<p>1.1 La stratégie du secteur de l'énergie définie dans le DSP de la Banque (le cas échéant) est en phase avec la politique/stratégie sectorielle et les plans d'action des sous-secteurs des PMR. <i>- Les activités de la Banque (DSP) sont en phase avec : 1) les politiques, stratégies ou plans d'action propres des pays (PMR).</i></p>	<p>1.1.1 Alignement du DSP sur la politique/stratégie sectorielle des PMR 1.1.2 Alignement du DSP sur le plan d'action des PMR</p>
	<p>1.2 Les DSP de la Banque ont introduit ou facilité des réformes qui améliorent la performance globale des PMR dans le cadre de la politique du secteur de l'énergie, notamment en assurant une meilleure cohérence avec sa stratégie du secteur de l'énergie. <i>- La mise en œuvre du DSP de la Banque (dialogue sur les politiques, projets, assistance technique, etc.) dans les PMR a amélioré la politique sectorielle (c'est-à-dire que les connaissances, le savoir-faire, l'expertise, etc. de la Banque ont été utiles).</i></p>	<p>1.2.1 Le DSP a permis des réformes sectorielles dans les PMR. 1.2.2 Amélioration des cadres stratégiques des PMR 1.2.3 Amélioration de la cohérence des politiques des PMR</p>
	<p>1.3 La Banque a contribué à l'élaboration d'un plan d'action sectoriel ou sous-sectoriel lorsque celui-ci était manquant ou incomplet (portée, principes des priorités, institutions). <i>- Dans combien de cas les plans d'action étaient-ils manquants ou incomplets ? - Les activités de la Banque (dialogue sur les politiques, projets, assistance technique, etc.) ont contribué aux plans d'action sectoriels des PMR, le cas échéant (par exemple, il y a eu une collaboration entre la Banque et les PMR dans le cadre de laquelle la Banque a aidé les PMR ou a travaillé en partenariat avec ceux-ci pour améliorer les plans d'action du secteur de l'énergie).</i></p>	<p>1.3.1 Plan d'action incomplet des PMR 1.3.2 Contribution au plan d'action des PMR</p>
<p>2.0 Dans quelle mesure les interventions de la Banque se sont-elles adaptées au fil du temps, en tenant compte des performances des PME en matière de mise en œuvre ?</p>	<p>2.1 Les étapes de conception et d'approbation ont permis à la Banque d'évaluer de manière réaliste les contraintes de l'économie politique, les faiblesses institutionnelles, les défaillances du marché et tous autres problèmes, y compris les risques et les hypothèses sous-jacents. <i>- Les projets (financés par la Banque) ont été adaptés aux réalités locales pendant la phase de planification (conception et approbation).</i></p>	<p>2.1.1 Critères d'évaluation et d'approbation de la conception 2.1.2 Risques/hypothèses lié(e) s aux limites des PMR</p>
<p><b>PERTINENCE</b> : Les activités de la Banque dans le secteur de l'énergie sont-elles mises en œuvre conformément aux priorités du pays et au cadre stratégique de la Banque ? Les activités (projets) de la Banque sont conformes : 1) aux politiques, stratégies ou plans d'action propres des pays (PMR) ; 2) au DSP de la Banque elle-même.</p>		

Questions d'évaluation	Indicateurs d'évaluation ou critères de jugement	Codes Atlas ti
3.0 Dans quelle mesure la Banque a-t-elle fait preuve d'efficacité en matière de réalisation des résultats escomptés sans retards ni dépassements de coûts ? Dans quelle mesure la Banque s'adapte-t-elle à l'évolution de la situation pendant la mise en œuvre des projets ?	3.1 Le portefeuille énergétique de la Banque (projets) a été confronté à des retards et des dépassements de coûts similaires à ceux d'autres projets d'infrastructure, notamment ceux des secteurs des transports ou de l'eau et de l'assainissement. <i>Le portefeuille global de la Banque dans le secteur de l'énergie est comparé au portefeuille d'autres secteurs de la Banque qui investissent dans les infrastructures, en termes de retards et de dépassements de coûts.</i>	3.1.1 Retards et dépassements de coûts
	3.2 Les options de conception de la Banque, les estimations de coûts peu fiables ou le taux de rentabilité interne (TRI) sont des problèmes mineurs parmi les principaux problèmes rencontrés pendant la mise en œuvre tardive des projets d'énergie. <i>En ce qui concerne les causes et les conséquences des retards de mise en œuvre... les décisions de la Banque concernant la conception, l'estimation des coûts ou le retour sur investissement (TRI) n'ont pas posé de problème majeur.</i>	3.2.1 Principaux problèmes rencontrés pendant la mise en œuvre 3.2.2 Importance relative des questions liées au TRI des coûts de conception
	3.3 La passation des marchés pour les projets financés par la Banque a été effectuée dans les délais prévus. <i>- La préparation, la négociation et la signature des marchés pour la mise en œuvre des projets de la Banque n'ont pas entraîné de retards dans les projets.</i>	3.3.1 Passation des marchés en temps opportun pour les projets financés
4.0 Dans quelle mesure la conception du projet est-elle appropriée pendant l'approbation ? Quels sont les principaux facteurs qui contribuent à la mise en œuvre efficace des projets ?	4.1 L'évaluation des projets d'énergie de la Banque a comporté une gamme complète d'évaluations (conception technique, économie politique sectorielle, gouvernance et performances institutionnelles, GFP, corruption...) <i>- Une série d'évaluations a été réalisée pour éclairer les décisions relatives à la conception et à l'approbation des projets.</i>	4.1.1 Série d'analyses de l'évaluation des projets
	4.2 La Banque a mis en place au plan interne un mécanisme spécifique et fiable de contrôle de la qualité avant l'approbation, afin d'éviter une conception trop ambitieuse, trop optimiste ou une sous-estimation du budget par les équipes de travail. <i>- Un cadre et un processus de qualité à l'entrée (QAE) fondés sur des critères ont été utilisés pour éclairer les décisions relatives à la conception et à l'approbation des projets.</i>	4.2.1 Contrôles de la QAE effectués
	4.3 Les hypothèses et les risques identifiés par chaque projet sont ensuite suivis de près. <i>- Des données ont été collectées, analysées et communiquées sur les hypothèses et les risques inhérents à la conception du projet/au modèle logique/à la TC et utilisées pour éclairer les décisions relatives à la mise en œuvre du projet.</i>	4.3.1 Suivi des risques assuré
5.0 Dans quelle mesure les taux de rentabilité interne financière (TRIF) et les taux de rentabilité interne économique (TRIE) ex ante et ex post ont-ils été estimés de manière cohérente (y compris l'analyse de sensibilité) ?	5.1 La Banque a systématiquement utilisé l'analyse économique et financière (taux de rentabilité interne – TRI) aux stades de l'évaluation, notamment en testant systématiquement les modèles de substitution. <i>- L'évaluation des projets avant leur approbation a utilisé le TRI/analyse de sensibilité pour tester les options de conception des projets et éclairer les décisions de conception et d'approbation des projets sur la base des performances financières et économiques estimées.</i>	5.1.1 Utilisation ex ante du TRIF/TRIE 5.1.2 Utilisation ex ante de l'analyse de sensibilité
	5.2 La Banque a fait un usage systématique de l'analyse économique et financière (par exemple, les TRI) même après l'achèvement des projets, y compris la validation systématique de l'analyse de sensibilité. <i>- L'évaluation des projets après leur achèvement a utilisé le TRI/analyse de sensibilité pour éclairer les évaluations finales des performances financières et économiques par rapport aux estimations initiales.</i>	5.2.1 Utilisation ex post du TRIF/TRIE 5.2.2 Utilisation ex post de l'analyse de sensibilité

Questions d'évaluation	Indicateurs d'évaluation ou critères de jugement	Codes Atlas ti
<b>EFFICACITÉ</b> : Dans quelle mesure la Banque a-t-elle contribué au développement du secteur de l'énergie dans les PMR ?		
6.0 Dans quelle mesure les résultats intermédiaires attendus de la Banque en matière de développement ont-ils été atteints ? Quels sont les principaux facteurs qui ont influé sur l'efficacité (degré de réalisation) de l'aide de la Banque dans le domaine de l'énergie ?	6.1 Les interventions de la Banque ont contribué à des avantages spécifiques mesurables selon la conception de chaque projet (cadre logique axé sur les résultats). <i>- Les résultats prévus/attendus ont-ils été atteints ?</i> <i>- Quels facteurs ont facilité ou entravé la réalisation des résultats prévus ?</i>	6.1.1 Réalisation des résultats intermédiaires 6.1.2 Obstacles et facteurs favorables à la réalisation
	6.2 Des conséquences imprévues (positives ou négatives) différentes de celles mentionnées ci-dessus ont été enregistrées après l'achèvement des projets de la Banque. <i>- Produits et résultats non prévus/attendus.</i>	6.2.1 Conséquences imprévues
7.0 Dans quelle mesure les activités hors prêts (études économiques et sectorielles, dialogue sur les politiques, etc.) ont-elles contribué à la réalisation des résultats des projets de la Banque ?	7.1 Les principaux changements apportés au cadre et à la programmation de la politique énergétique des PMR peuvent être affectés aux activités hors prêts de la Banque. <i>- Par « activités hors prêts », on entend la réalisation d'études sectorielles (par exemple, les EES) et la participation des PMR au dialogue sur les politiques.</i> <i>- Les changements apportés à la politique, à la planification et aux activités énergétiques des PMR peuvent être attribués à la contribution de la Banque, par exemple, les contributions peuvent être destinées à l'aide fournie par la Banque pour améliorer la politique et les plans d'action sectoriels des pays par le biais de la recherche et de l'analyse politiques, du dialogue sur les politiques, de l'aide à la rédaction de plans d'action sectoriels et de la formation.</i>	7.1.1 Contributions aux activités hors prêts
	7.2 Les nouveaux mécanismes de la Banque (changements organisationnels internes et restructuration) ont été mis en place en temps opportun et avec des ressources adéquates pour remplir leurs missions. <i>- Les nouveaux mécanismes se réfèrent aux changements organisationnels internes et à la restructuration, notamment la création de l'ONEC (Département de l'énergie, de l'environnement et du changement climatique) en mai 2010.</i>	7.2.1 Mise en œuvre des nouveaux mécanismes en temps opportun 7.2.2 « Nouveaux mécanismes » dotés de ressources suffisantes
	7.3 Les nouveaux mécanismes de la Banque ont démontré leur valeur ajoutée et contribué aux résultats obtenus par les interventions de la Banque dans le domaine de l'énergie. <i>- Idem que ci-dessus</i>	7.3.1 Valeur ajoutée des nouveaux mécanismes 7.3.2 Contribution aux résultats

Questions d'évaluation	Indicateurs d'évaluation ou critères de jugement	Codes Atlas ti
8.0 Dans quelle mesure le suivi de la Banque a-t-il contribué à la réalisation des résultats intermédiaires escomptés ?	8.1 La Banque a veillé à ce que des données de suivi soient disponibles en temps opportun à partir d'un ensemble d'indicateurs fiables et actualisés au niveau des projets et des secteurs. <i>- La Banque collecte régulièrement des données pour évaluer les performances des projets et du secteur de l'énergie des PMR.</i>	8.1.1 Disponibilité de données de suivi des projets en temps opportun 8.1.2 Données de suivi sectoriel disponibles en temps opportun 8.1.3 Indicateurs de suivi des projets mis à jour 8.1.4 Indicateurs de suivi sectoriel actualisés
	8.2 Les équipes pays de la Banque ont utilisé les données de suivi pour la supervision des projets. <i>- Non seulement les informations sont collectées, mais elles sont analysées, communiquées et utilisées pour la prise de décision.</i>	8.2.1 Données de suivi des projets utilisées
	8.3 Le suivi des projets par la Banque a fait un usage cohérent d'analyses économiques et financières actualisées (taux de rentabilité interne (TRI), valeur actualisée nette (VAN), ratio coûts-avantages). <i>- L'évaluation des projets pendant la mise en œuvre a utilisé le TRI/VAN pour éclairer les évaluations en cours des performances financières et économiques par rapport aux estimations initiales.</i>	8.3.1 TRI/VAN actualisé utilisé pour le suivi des projets
<b>DURABILITÉ :</b> Dans quelle mesure l'aide de la Banque dans le secteur de l'énergie a-t-elle contribué à des résultats durables ?		
9.0 Dans quelle mesure la Banque a-t-elle contribué à aider les PMR à obtenir des ressources financières pour couvrir les coûts récurrents des infrastructures énergétiques construites ou réhabilitées ?	9.1 La Banque a contribué à une évaluation réaliste de l'éventail des ressources disponibles dans les PMR/des concessionnaires pour l'entretien, la modernisation et l'extension des infrastructures énergétiques. <i>- La Banque a obtenu des informations sur les ressources des PMR disponibles pour financer les coûts récurrents des infrastructures énergétiques.</i>	9.1.1 Évaluation des ressources disponibles dans les PMR
	9.2 Les interventions de la Banque dans le secteur de l'énergie ont contribué à collecter des ressources financières suffisantes pour l'entretien et l'exploitation des infrastructures énergétiques. <i>- Les activités de prêt et hors prêts de la Banque ont encouragé les PMR et peut-être d'autres bailleurs de fonds à financer les coûts récurrents des infrastructures énergétiques.</i>	9.2.1 À contribué à garantir les ressources financières des PMR 9.2.2 Autres ressources financières mobilisées
	9.3 Les interventions de la Banque ont permis de veiller à ce que les engagements financiers à long terme des PMR en matière d'entretien des infrastructures soient inscrits dans la gestion des finances publiques (GFP) ou protégés. <i>- Les engagements des PMR à financer les coûts récurrents des infrastructures énergétiques étaient protégés, formalisés et irrévocables (par le biais de la GFP, par exemple).</i>	9.3.1 Engagements financiers garantis des PMR

Questions d'évaluation	Indicateurs d'évaluation ou critères de jugement	Codes Atlas ti
10.0 Dans quelle mesure la Banque a-t-elle contribué à aider les PMR à mettre en place un cadre institutionnel de nature à assurer l'optimisation des ressources allouées à l'entretien des infrastructures ?	<p>10.1 La Banque a contribué à la création ou au renforcement d'organismes autonomes chargés de la programmation et de la gestion de l'entretien des infrastructures.</p> <p><i>- La Banque a encouragé une approche concessionnelle de l'entretien des infrastructures; des organismes autonomes par rapport au gouvernement ont été chargés de l'entretien des infrastructures.</i></p>	10.1.1 Organismes autonomes renforcés (approche concessionnelle)
	<p>10.2 La Banque a contribué à la promotion du secteur privé pour les travaux d'entretien des PMR et a finalement exclu les travaux en régie.</p> <p><i>- L'opportunité d'inclure le secteur privé a été communiquée aux PMR par la Banque et/ou les projets de la Banque; des contrats à prix fixe ont été institués, et la facturation fondée sur le temps de travail et les matériaux utilisés a été supprimée.</i></p>	10.2.1 Promotion du rôle du secteur privé en matière d'entretien
	<p>10.3 La Banque a contribué à la mise en place par les PMR de politiques ou de mesures de lutte contre la corruption et de transparence dans la passation des marchés et la supervision des travaux d'entretien des infrastructures énergétiques.</p> <p><i>- Les questions potentielles ou réelles concernant la corruption et le besoin de transparence dans la passation des marchés ont été explicitement abordées par la Banque avec les PMR.</i></p>	10.3.1 À contribué à lutter contre la corruption/assurer la transparence.

## Matrice d'évaluation du NDEA

Question d'évaluation	Sources d'information			Secteurs d'intérêt		
	Examen des documents	Analyse des données secondaires	Entretiens avec les informateurs clés	Évaluation de la qualité à l'entrée	Analyse comparative	Études de cas pays axées sur l'écosystème
<b>Pertinence du NDEA</b>						
Les résultats visés par le NDEA reflètent-ils les véritables défis à relever dans le secteur de l'énergie ?	•		•	•	•	•
Les objectifs du NDEA sont-ils liés aux priorités plus larges de la BAD et à sa Politique du secteur de l'énergie 2012 ?	•		•	•	•	
Comment les objectifs du NDEA ont-ils été fixés ?	•		•	•		
Les objectifs du NDEA sont-ils pertinents ?	•		•	•	•	•
<b>Conception du NDEA</b>						
Les objectifs ou buts du NDEA sont-ils bien définis ?	•		•	•	•	•
Existe-t-il un cadre logique et/ou une TC claire qui décrit la justification des interventions qui ont lieu dans le cadre du NDEA et comment ces interventions contribuent-elles à la réalisation des objectifs du NDEA ?	•		•	•	•	
Existe-t-il une distinction claire entre les résultats escomptés des activités de la BAD par le biais du NDEA et les résultats auxquels le NDEA contribue ?	•		•	•	•	
La logique qui lie les interventions proposées aux produits et les produits aux résultats est-elle solide ? Les hypothèses qui sous-tendent le cadre logique sont-elles raisonnables ?	•		•	•		
Les interventions du NDEA ont-elles été conçues de manière détaillée et ces plans détaillés sont-ils en phase avec les objectifs que le NDEA s'efforce d'atteindre d'une manière générale ?	•	•	•	•	•	
Le NDEA parviendra-t-il à combler les lacunes du portefeuille énergétique actuel de la BAD identifiées dans les évaluations précédentes d'IDEV <sup>102</sup> ?	•		•	•		•
Le NDEA a-t-il des objectifs, s'attaque-t-il aux obstacles ou adopte-t-il des approches dont les autres comparateurs ne disposent pas ?	•		•		•	

Question d'évaluation	Sources d'information			Secteurs d'intérêt		
	Examen des documents	Analyse des données secondaires	Entretiens avec les informateurs clés	Évaluation de la qualité à l'entrée	Analyse comparative	Études de cas pays axées sur l'écosystème
<b>Capacités nécessaires pour la mise en œuvre du NDEA</b>						
Les dispositions d'ordre institutionnel visant à soutenir la mise en œuvre durable du NDEA sont-elles appropriées ?	•		•	•		•
Les interventions nécessaires à la mise en œuvre de la Stratégie ont-elles été chiffrées et les ressources financières nécessaires mises à disposition ?	•		•	•	•	
Des équipes et du personnel ont-ils été affectés à la mise en œuvre des différentes composantes de la stratégie ?			•	•	•	•
La BAD dispose-t-elle d'un cadre de suivi interne et/ou externe clair et explicitement budgétisé pour assurer le suivi des progrès réalisés par le NDEA dans la réalisation des résultats escomptés ?	•		•	•	•	•
<b>Premières années de mise en œuvre du NDEA</b>						
La BAD a-t-elle réaffecté des ressources pour tenir compte des priorités du NDEA ?		•	•	•		•
Les parties prenantes dans les PMR ont-elles conscience de l'existence du NDEA et de son impact sur les activités de la BAD ?			•			•
Comment les principes du NDEA sont-ils pris en compte dans le dialogue entre la BAD et les gouvernements et les partenaires au développement ?			•			•
Dans quelle mesure l'approche du NDEA a-t-elle renforcé la collaboration de la BAD avec les partenaires au développement et les acteurs du secteur privé pour la mobilisation des investissements ?			•	•	•	•
Comment les thèmes sont-ils mis en œuvre au niveau des projets ? Quels thèmes ont eu le plus d'impact ?	•	•	•	•		•
Quels sont les défis auxquels la BAD a été confrontée dans l'application des principes du NDEA ?		•	•	•		•

## Annexe 4 : Liste de projets

### Liste d'évaluation des projets de l'échantillon

N°	Public ou privé	Année d'approbation par le Conseil d'administration	Code SAP	Intitulé du projet	Pays	Phases	Type d'investissement	Total du financement de la BAD en UC
1	Public	2017	P-BJ-FZ0-001	Projet de soutien au secteur de l'énergie	Bénin	Environnement favorable	OAP	18,69
2	Public	2016	P-EG-K00-010	OAP multisectorielle II (énergie, fiscalité, environnement des affaires, inclusion sociale) – le montant total s'élève à 500 \$ EU (le PIP sera partagé)	Égypte	Environnement favorable	OAP	123,11
3	Public	2016	P-MG-F00-002	Programme d'appui à la réforme du secteur de l'énergie	Madagascar	Environnement favorable	OAP	13,77
4	Public	2015	P-EG-K00-009	Programme de soutien à la gouvernance économique et à l'énergie (Total : 500 milliards d'USD – PIP partagé)	Égypte	Environnement favorable	OAP	182,19
5	Public	2015	P-BF-FA0-008	Appui budgétaire au secteur de l'électricité	Burkina Faso	Environnement favorable	OAP	20,00
6	Public	2014	P-MU-FA0-002	Changement de conception de la centrale électrique de St. Louis	Maurice	Investissement	Production d'électricité	75,76
7	Public	2012	P-MA-FF0-001	Centrale solaire de Ouarzazate – Phase 1	Maroc	Investissement	Production d'électricité	85,22
8	Public	2011	P-CV-FA0-002	Développement du système de transport	Cap-Vert	Investissement	Extension ou remise en état du réseau national	8,18
9	Public	2011	P-ZA-F00-002	Énergies renouvelables d'Eskom – Projet éolien de Sere	Afrique du Sud	Investissement	Production d'électricité	5,61
10	Public	2011	P-GN-F00-004	Projet d'électrification rurale	Guinée	Investissement	Extension ou remise en état du réseau national	14,95

N°	Public ou privé	Année d'approbation par le Conseil d'administration	Code SAP	Intitulé du projet	Pays	Phases	Type d'investissement	Total du financement de la BAD en JC
11	Public	2010	P-ET-FA0-008	Amélioration du système de transport d'électricité	Éthiopie	Investissement	Extension ou remise en état du réseau national	147,96
12	Public	2009	P-NG-FA0-002	Programme de réforme de l'économie et du secteur de l'électricité	Nigeria	Environnement favorable	OAP	100,00
13	Public	2008	P-EG-FAA-014	Projet d'énergie thermique d'Ain Sokhuna	Égypte	Investissement	Production d'électricité	262,10
14	Public	2008	P-Z1-FA0-030	Projet d'interconnexion NELSAP-NBI	Multinational	Investissement	Interconnexion régionale	1,21
15	Public	2007	P-Z1-F00-030	Interconnexion électrique Ghana-Togo-Bénin (Ghana)	Ghana	Investissement	Interconnexion régionale	14,87
16	Public	2009	P-TN-FA0-002	Projet d'assainissement de restructuration	Tunisie	Investissement	Extension ou remise en état du réseau national	43,35
17	Public	2006	P-ET-FA0-006	Projet d'électrification rurale II	Éthiopie	Investissement	Extension ou remise en état du réseau national	86,53
18	Public	2011	P-ZW-FA0-001	Projet de remise en état d'urgence des infrastructures électriques I	Zimbabwe	Investissement	Production d'électricité	0,00
19	Public	2009	P-KE-FA0-003	Ligne de transport Mombassa-Nairobi	Kenya	Investissement	Extension ou remise en état du réseau national	50,00
20	Public	2008	P-GN-FA0-005	Remise en état des réseaux électriques	Guinée	Investissement	Extension ou remise en état du réseau national	12,00
21	Public	2007	P-UG-FA0-002	Projet d'interconnexion de Bujagali	Ouganda	Investissement	Extension ou remise en état du réseau national	19,21
22	Public	2004	P-SN-FA0-002	Projet d'électrification rurale	Sénégal	Investissement	Extension ou remise en état du réseau national	9,58

N°	Public ou privé	Année d'approbation par le Conseil d'administration	Code SAP	Intitulé du projet	Pays	Phases	Type d'investissement	Total du financement de la BAD en UC
23	Public	2001	P-MZ-FA0-004	Projet d'électrification rurale (Elect III)	Mozambique	Investissement	Extension ou remise en état du réseau national	11,12
24	Public	2007	P-BI-FA0-002	Remise en état et extension des infrastructures électriques	Burundi	Investissement	Extension ou remise en état du réseau national	7,32
25	Public	2007	P-TZ-FA0-008	Électricité V	Tanzanie	Investissement	Extension ou remise en état du réseau national	30,00
26	Public	2007	P-GH-F00-003	Projet de renforcement du système électrique (GEDAP I)	Ghana	Investissement	Extension ou remise en état du réseau national	27,60
27	Public	2002	P-Z1-F00-013	Projet d'interconnexion électrique Nigeria-Bénin-Togo	Multinational	Investissement	Interconnexion régionale	12,56
28	Public	2002	P-TN-FAC-001	Projet d'électrification rurale VI	Tunisie	Investissement	Extension ou remise en état du réseau national	0,91
29	Public	2000	P-Z1-F00-023	Projet Énergie de Manantali	Multinational	Investissement	Interconnexion régionale	3,76
30	Public	2014	P-A0-FA0-002	Programme d'appui à la réforme du secteur de l'électricité	Angola	Environnement favorable	OAP	645,29
31	Public	2009	P-BW-FA0-001	Projet de transport d'électricité de Morupule B	Botswana	Environnement favorable	Production d'électricité	38,68
32	Public	2009	P-LS-FA0-001	Projet d'approvisionnement en électricité	Lesotho	Investissement	Extension ou remise en état du réseau national	11,00
33	Public	2007	P-CV-FA0-001	Renforcement de la production, du transport et de la distribution d'électricité de Santiago	Cap-Vert	Investissement	Production d'électricité	4,82
34	Public	2007	P-EG-FAA-013	Projet de centrale thermique à vapeur de 1300 MW d'Abu Qir	Égypte	Investissement	Production d'électricité	215,13

N°	Public ou privé	Année d'approbation par le Conseil d'administration	Code SAP	Intitulé du projet	Pays	Phases	Type d'investissement	Total du financement de la BAD en JC
35	Public	2005	P-MA-FAC-012	Centrale thermo-solaire d'Ain Beni Mathar	Maroc	Investissement	Production d'électricité	118,08
36	Public	2005	P-EG-FAA-012	Projet de centrale électrique à cycle combiné d'El Kureimat	Égypte	Investissement	Production d'électricité	144,58
37	Public	2003	P-TN-FAC-002	Assainissement des réseaux de distribution de l'électricité	Tunisie	Investissement	Extension ou remise en état du réseau national	63,39
38	Public	2003	P-BJ-FA0-002	Deuxième projet d'électrification rurale	Bénin	Investissement	Extension ou remise en état du réseau national	12,32
39	Public	2004	P-ZI -FA0-008	Interconnexion électrique Éthiopie-Djibouti	Éthiopie	Investissement	Interconnexion régionale	20,26
40	Public	2003	P-RW-KE0-001	Programme AEP et Électricité (AEPE)	Rwanda	Investissement	Extension ou remise en état du réseau national	18,77
41	Public	1999	P-ZM-FA0-001	Chutes Victoria – Projet de ligne de transport de Katima	Zambie	Investissement	Extension ou remise en état du réseau national	4,85
42	Public	2000	P-GM-FA0-001	Projet d'électrification rurale	La Gambie	Investissement	Extension ou remise en état du réseau national	2,97
43	Public	2001	P-ET-FA0-004	Projet d'électrification rurale	Éthiopie	Investissement	Extension ou remise en état du réseau national	37,67
44	Public	2002	P-MA-FAC-011	Projet de renforcement des interconnexions électriques	Maroc	Investissement	Extension ou remise en état du réseau national	65,02
45	Public	2000	P-BJ-FA0-001	Électrification de 17 centres ruraux	Bénin	Investissement	Extension ou remise en état du réseau national	4,80
46	Public	2010	P-KE-FA0-004	Projet d'amélioration du système de transport de l'électricité	Kenya	Investissement	Extension ou remise en état du réseau national	43,65

N°	Public ou privé	Année d'approbation par le Conseil d'administration	Code SAP	Intitulé du projet	Pays	Phases	Type d'investissement	Total du financement de la BAD en UC
47	Privé	2011	P-KE-FAA-001	Centrale électrique de Thika – Kenya	Kenya	Investissement	Production d'électricité	23,33
48	Privé	2006	P-CM-FAO-002	AES SONEL	Cameroun	Investissement	Production d'électricité	49,81
49	Privé	2011	P-CM-FAO-005	Projet d'énergie de Kribi – Cameroun	Cameroun	Investissement	Production d'électricité	23,72
50	Privé	2010	P-CM-FAA-002	Projet d'énergie de Dibamba – Cameroun	Cameroun	Investissement	Production d'électricité	18,49
51	Privé	2012	P-GH-FD0-002	Projet d'extension de la centrale électrique de Takoradi II	Ghana	Environnement favorable	OAP	15,86
52	Privé	2014	P-KM-K00-003/P-KM-K00-006	Comores : PARSE – Programme d'appui à la réforme du secteur de l'énergie et PARSEGF – Programme d'appui à la réforme du secteur de l'énergie et à la gouvernance financière	Comores	Environnement favorable	OAP	4,00
53	Privé	2007	P-MG-FAB-002	Petite centrale hydroélectrique de Sahaniivotry	Madagascar	Investissement	Production d'électricité	4,98
54	Privé	2007	P-UG-FAB-004	Ouganda – Projet hydroélectrique de Bujagali	Ouganda	Investissement	Production d'électricité	78,58
55	Privé	2008	P-UG-FAB-005	Ouganda – Projet hydroélectrique de Buseruka	Ouganda	Investissement	Production d'électricité	6,43
56	Privé	2010	P-CV-FE0-001	Parc éolien du Cap-Vert – CABEOLICA	Cap-Vert	Investissement	Production d'électricité	11,78
57	Privé	2007	P-EG-FAA-013	Égypte – Centrale thermique à vapeur de 1 300 MW d'ABU QIR	Égypte	Investissement	Production d'électricité	194,30
58	Public	2006	P-MZ-FAO-006	PROJET ÉLECTRICITÉ IV	Mozambique	Investissement	Extension ou remise en état du réseau national	
59	privé	2005	P-EG-FAA-012	Projet de centrale électrique d'EL KUREMAT CC	Égypte	Investissement	Production d'électricité	144,57

N°	Public ou privé	Année d'approbation par le Conseil d'administration	Code SAP	Intitulé du projet	Pays	Phases	Type d'investissement	Total du financement de la BAD en UC
60	Privé	2002	P-NG-FD0-001	Projet de gaz naturel liquéfié du Nigeria	Nigeria	Investissement	Production d'électricité	71,44
61	Public	2012	s. o.	Renforcement des capacités et évaluation des options pour l'amélioration de l'accès à l'énergie au Soudan	Soudan	Environnement favorable	Assistance technique	0,34
62	Public	2007	P-CV-FA0-001	Projet de renforcement de la capacité de production, de transport et de distribution de l'électricité sur l'île de Santiago		Environnement favorable	Assistance technique	4,76

## Annexe 5 : Tableaux de données

**Tableau A5.1:** Approbations totales du Groupe de la Banque en faveur du secteur de l'énergie comparé à celles des autres secteurs

Secteur	1999-2018	1999-2003	2004-2007	2008-2011	2012-2015	2016-2018
Multisecteur	21,8 %	32,3 %	17,5 %	27,0 %	11,3 %	25,3 %
Transports	19,4 %	11,3 %	22,0 %	20,8 %	22,5 %	17,2 %
Énergie	18,9 %	5,6 %	17,8 %	21,3 %	24,2 %	17,4 %
Finances	13,2 %	14,9 %	11,3 %	10,1 %	15,2 %	14,1 %
Agriculture	9,0 %	15,4 %	10,6 %	3,9 %	9,0 %	10,2 %
Social	7,7 %	11,3 %	8,8 %	6,3 %	8,9 %	5,7 %
Alimentation en eau et assainissement	7,4 %	6,0 %	9,2 %	6,5 %	7,2 %	8,3 %
Industrie/mines/carrières	1,3 %	1,6 %	2,1 %	2,7 %	0,3 %	0,6 %
Autres*	1,3 %	1,5 %	0,7 %	1,4 %	1,3 %	1,3 %
<b>Total</b>	<b>100,0 %</b>	<b>100,0 %</b>	<b>100,0 %</b>	<b>100,0 %</b>	<b>100,0 %</b>	<b>100,0 %</b>
<b>Total approbations nettes (millions d'UC)</b>	<b>68 027,53</b>	<b>7 892,98</b>	<b>7 973,48</b>	<b>16 910,54</b>	<b>18 630,04</b>	<b>16 620,49</b>

Source : Calculs d'IDEV, fondés sur les bases de données internes de la Banque

**Tableau A5.2:** Assistance du Groupe de la Banque au secteur de l'énergie (1999-2018) : Investissements dans les infrastructures et dans l'environnement favorable (par nombre de projets)

Type d'intervention	Période d'approbation						État d'avancement des projets			
	1999-2018	1999-2003	2004-2007	2008-2011	2012-2015	2016-2018	Approuvé	En cours	Achevé/clôturé	Abandonné/résilié
Investissement	63 %	56 %	68 %	71 %	57 %	66 %	62 %	75 %	45 %	29 %
Préparation	22 %	30 %	32 %	20 %	25 %	12 %	13 %	14 %	29 %	43 %
Environnement favorable	15 %	15 %	0 %	9 %	17 %	20 %	22 %	11 %	11 %	29 %
Autres	1 %	0 %	0 %	0 %	0 %	2 %	3 %	0 %	0 %	0 %
<b>Total</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>
<b>Total nombre de projets</b>	<b>306</b>	<b>27</b>	<b>31</b>	<b>55</b>	<b>103</b>	<b>90</b>	<b>69</b>	<b>122</b>	<b>127</b>	<b>7</b>

Source : Calculs d'IDEV, fondés sur les bases de données internes de la Banque

**Tableau A5.3:** Part des sous-secteurs dans les engagements du Groupe de la Banque par période d'approbation

Sous-secteur	1999-2018	1999-2003	2004-2007	2008-2011	2012-2015	2016-2018
Production d'électricité	49,4 %	0,1 %	79,1 %	66,1 %	41,7 %	29,8 %
Extension ou remise en état du réseau national	21,2 %	64,5 %	15,3 %	18,5 %	12,6 %	34,1 %
Interconnexion régionale	12,7 %	9,5 %	5,4 %	4,5 %	17,8 %	18,8 %
OAP	8,5 %	0,0 %	0,0 %	2,8 %	18,3 %	5,9 %
Pétrole et gaz	5,0 %	24,9 %	0,0 %	7,5 %	8,4 %	0,0 %
Autres (y compris l'efficacité énergétique, la cuisson propre, etc.)	2,5 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	11,0 %
AT/services consultatifs	0,7 %	1,0 %	0,2 %	0,6 %	1,1 %	0,4 %
<b>Total (%)</b>	<b>100,0 %</b>	<b>100,0 %</b>	<b>100,0 %</b>	<b>100,0 %</b>	<b>100,0 %</b>	<b>100,0 %</b>
<b>Total approbations nettes (millions d'UC)</b>	<b>12 862,21</b>	<b>444,08</b>	<b>1 421,72</b>	<b>3 595,11</b>	<b>4 516,80</b>	<b>2 884,50</b>

Source : Calculs d'IDEV, fondés sur les bases de données internes de la Banque

**Tableau A5.4:** Engagements dans le secteur de l'énergie par sous-région par période d'évaluation

Région	1999-2018 (#)	1999-2003 (#)	2004-2007 (#)	2008-2011 (#)	2012-2015 (#)	2016-2018 (#)
Australe	29,0 % (49)	16,0 % (5)	27,7 % (3)	39,9 % (8)	31,6 % (17)	14,0 % (16)
Nord	22,3 % (26)	39,2 % (3)	40,6 % (3)	27,2 % (9)	19,6 % (6)	8,6 % (5)
Est	19,1 % (65)	12,8 % (4)	19,2 % (7)	15,0 % (11)	20,4 % (29)	23,2 % (14)
Ouest	15,8 % (84)	24,8 % (10)	5,7 % (6)	8,3 % (14)	16,6 % (22)	27,3 % (32)
Multirégional	9,1 % (63)	7,2 % (5)	0,8 % (10)	3,0 % (7)	10,3 % (23)	19,3 % (18)
Centre	4,7 % (19)	-	6,0 % (2)	6,5 % (6)	1,4 % (6)	7,7 % (5)
<b>Total (%)</b>	<b>100,0 % (306)</b>	<b>100,0 % (27)</b>	<b>100,0 % (31)</b>	<b>100,0 % (55)</b>	<b>100,0 % (103)</b>	<b>100,0 % (90)</b>
<b>Total approbations nettes (millions d'UC)</b>	<b>12 862,21</b>	<b>444,08</b>	<b>1 421,72</b>	<b>3 595,11</b>	<b>4 516,80</b>	<b>2 884,50</b>

Source : Calculs d'IDEV, fondés sur les bases de données internes de la Banque

**Tableau A5.5:** Engagements dans le secteur de l'énergie par pays en transition par période d'évaluation

Statut	1999-2018	1999-2003	2004-2007	2008-2011	2012-2015	2016-2018
Pays en transition	7,6 %	15,9 %	6,5 %	3,3 %	5,2 %	16,2 %
Multinational	9,1 %	7,2 %	0,8 %	3,0 %	10,3 %	19,3 %
Pays non en transition	83,2 %	76,9 %	92,8 %	93,6 %	84,5 %	64,5 %
<b>Total</b>	<b>100,0 %</b>	<b>100,0 %</b>	<b>100,0 %</b>	<b>100,0 %</b>	<b>100,0 %</b>	<b>100,0 %</b>
<b>Total approbations nettes (millions d'UC)</b>	<b>12 862,21</b>	<b>444,08</b>	<b>1 421,72</b>	<b>3 595,11</b>	<b>4 516,80</b>	<b>2 884,50</b>

Source : Calculs d'IDEV, fondés sur les bases de données internes de la Banque

**Tableau A5.6:** Approbations nettes par guichet de financement

Guichet de financement	1999-2018	1999-2003	2004-2007	2008-2011	2012-2015	2016-2018
Banque africaine de développement	64,6 %	64,0 %	75,6 %	68,9 %	57,7 %	64,9 %
Fonds africain de développement	26,7 %	33,6 %	22,2 %	24,5 %	31,1 %	23,9 %
Fonds spécial du Nigeria	0,3 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,4 %	0,5 %
Autres (*)	8,4 %	2,4 %	2,3 %	6,6 %	10,8 %	10,7 %
<b>Total</b>	<b>100,0 %</b>	<b>100,0 %</b>	<b>100,0 %</b>	<b>100,0 %</b>	<b>100,0 %</b>	<b>100,0 %</b>
<b>Total approbations nettes (millions d'UC)</b>	<b>12 862,21</b>	<b>444,08</b>	<b>1 421,72</b>	<b>3 595,11</b>	<b>4 516,80</b>	<b>2 884,50</b>

(\*) « Autres » comprend le DFID, la Plateforme d'investissement de l'UE en Afrique et la Facilité en faveur des États fragiles.  
Initiative d'allègement de la dette multilatérale – **Source** : Calculs d'IDEV, fondés sur les bases de données internes de la Banque

**Tableau A5.7:** Approbations nettes par instrument de financement (%)

Instrument de financement	1999-2018	1999-2003	2004-2007	2008-2011	2012-2015	2016-2018
Prêts-projets	76,7 %	94,9 %	94,0 %	82,8 %	63,1 %	78,5 %
Subventions de projets	9,2 %	3,9 %	3,7 %	8,5 %	9,6 %	13,3 %
Prêts programmatiques	7,0 %	0,0 %	0,0 %	2,8 %	17,4 %	0,7 %
Fonds spéciaux	6,1 %	1,1 %	2,1 %	5,9 %	8,1 %	5,9 %
Garanties	1,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	1,9 %	1,6 %
Facilité de préparation des projets	0,0 %	0,0 %	0,1 %	0,1 %	0,0 %	0,0 %
<b>Total</b>	<b>100,0 %</b>	<b>100,0 %</b>	<b>100,0 %</b>	<b>100,0 %</b>	<b>100,0 %</b>	<b>100,0 %</b>
<b>Total approbations nettes (millions d'UC)</b>	<b>12 862,21</b>	<b>444,08</b>	<b>1 421,72</b>	<b>3 595,11</b>	<b>4 516,80</b>	<b>2 884,50</b>

**Source** : Calculs d'IDEV, fondés sur les bases de données internes de la Banque

**Tableau A5.8:** Approbations nettes par instrument et source (%)

Instrument/source de financement	Montant (en millions d'euros)	Pourcentage
<b>Prêts-projets</b>	<b>9 847,42</b>	<b>76,5 %</b>
Banque africaine de développement	7 482,61	58,1 %
Fonds africain de développement	2 239,45	17,4 %
DFID	25,36	0,2 %
Plateforme d'investissement UE-Afrique	12,32	0,1 %
Facilité en faveur des États fragiles	47,31	0,4 %
Initiative d'allègement de la dette multilatérale	5,64	0,0 %
Fonds spécial du Nigeria	34,73	0,3 %
<b>Subventions de projets</b>	<b>1 192,49</b>	<b>9,3 %</b>
Banque africaine de développement	50,28	0,4 %
Fonds africain de développement	738,45	5,7 %
Plateforme d'investissement UE-Afrique	62,13	0,5 %
Fonds fiduciaire UE-Afrique pour les infrastructures	29,67	0,2 %
Fonds d'aide au secteur privé africain	1,28	0,0 %
Facilité en faveur des États fragiles	227,78	1,8 %
Fonds pour les pays à revenu intermédiaire	2,19	0,0 %
NEPAD/IPPF	16,24	0,1 %
Fonds pour l'énergie durable en Afrique (SEFA)	18,23	0,1 %
Fonds d'affectation spéciale pour la coopération Sud-Sud	0,34	0,0 %
Fonds de soutien à l'organisation du commerce et de l'industrie (FAT)	4,00	0,0 %
Subvention du Fonds de soutien à l'organisation du commerce et de l'industrie (FAT)	0,45	0,0 %
Fonds multidonateurs du Zimbabwe	41,46	0,3 %
<b>Prêts à l'appui de réformes</b>	<b>904,31</b>	<b>7,0 %</b>
Banque africaine de développement	714,39	5,6 %
Fonds africain de développement	189,92	1,5 %
<b>Fonds spéciaux</b>	<b>789,64</b>	<b>6,1 %</b>
Facilité de cofinancement accéléré pour l'Afrique (ACFA)	258,89	2,0 %
Fonds AGTF	17,99	0,1 %
Fonds d'investissement pour le climat (FIC)	38,55	0,3 %
Fonds pour les technologies propres	379,70	3,0 %
Subvention du Fonds d'aide au secteur privé africain (FAPA)	0,53	0,0 %
Fonds pour l'environnement mondial (FEM)	15,31	0,1 %
Fonds pour l'environnement mondial	13,19	0,1 %
Coopération économique Corée-Afrique (KOAFEC)	0,17	0,0 %
Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP)	12,36	0,1 %
Subvention du Fonds stratégique pour le climat (FSC)	1,47	0,0 %

Instrument/source de financement	Montant (en millions d'euros)	Pourcentage
Subvention pour la préparation de projets (SPP) du Fonds pour l'énergie durable en Afrique (SEFA)	1,92	0,0 %
Fonds stratégique pour le climat	49,56	0,4 %
<b>Garanties</b>	<b>132,18</b>	<b>1,0 %</b>
Banque africaine de développement	41,57	0,3 %
Fonds africain de développement	16,60	0,1 %
Mécanisme de renforcement du crédit au secteur privé	74,01	0,6 %
<b>Facilité de préparation des projets</b>	<b>5,10</b>	<b>0,0 %</b>
Fonds africain de développement	1,00	0,0 %
Mécanisme de préparation des projets d'infrastructure du NEPAD (NEPAD-IPPF)	4,10	0,0 %
<b>TOTAL GÉNÉRAL</b>	<b>12 871,14</b>	<b>100,0 %</b>

Source : Calculs d'IDEV, fondés sur les bases de données internes de la Banque

**Tableau A5.9:** Comparaison des taux de rentabilité interne économique (N=17) ex ante et ex post

Intitulé du projet	Type	TRIE ex ante (%)	TRIE ex post (%) et source de données	Écart	Coût d'opportunité du capital
<b>Production d'électricité</b>					
Ouganda – Projet hydroélectrique de Bujagali	Privé	25,6	9 ERP	-	12,0
Ouganda – Projet hydroélectrique de Buseruka	Privé	22,7	10,4 Étude de cas	-	12,0
Cap-Vert – Projet de parc éolien de Cabeolica	Privé	15,5	14,8 Étude de cas	=	12,0
Égypte – Projet de centrale thermique à vapeur de 1 300 MW d'Abu Qir	Public	22,0	13,2 RAP	-	12,0
Égypte – Projet de centrale électrique à cycle combiné d'El Kureimat	Public	15,6	15,0 Étude de cas	=	10,0
Maroc – Production d'électricité de Beni Mathar	Public	16,7	15,8 RAP	=	10,0
Égypte – Centrale thermique supercritique de 1 300 MW d'Ain Sokhna	Public	13,0	36,0 Étude de cas	++	12,0
<b>Production et transport d'électricité</b>					
Kenya – Projet de transport de l'électricité Mombassa-Nairobi	Public	37,5	41,3 RAP	+	12,0
Kenya – Projet d'amélioration du système de transport de l'électricité	Public	19,5	15,8 RAP	-	12,0
Guinée Conakry – Projet de remise en état et d'extension du réseau électrique	Public	36,9	38,6 RAP	+	12,0
Lesotho – Projet d'approvisionnement en électricité	Public	16,5	20 RAP	+	11,0
<b>Projets d'interconnexion électrique</b>					
Projet d'interconnexion électrique Nigeria-Togo-Bénin	Public	39,8	81,33 Évaluation de groupe	+++	12,00

Intitulé du projet	Type	TRIE ex ante (%)	TRIE ex post (%) et source de données		Écart	Coût d'opportunité du capital
Projet d'interconnexion électrique Éthiopie-Djibouti	Public	25,0	62,00	Évaluation de groupe	+++	12,00
Projet d'interconnexion électrique Zambie-Namibie Chutes Victoria-Katima Mulilo	Public	15,1	28,10	Évaluation de groupe	++	12,00
Projet hydroélectrique de Manantali (Sénégal-Mali-Mauritanie)	Public	16,0	17,00	Évaluation de groupe	=	12,00
Interconnexion des réseaux électriques Maroc-Espagne	Public	44,0	20,42	Évaluation de groupe	--	12,00
Ouganda – Projet d'interconnexion de Bujagali	Public	26,1	70,0	RAP	+++	12,0
<b>Projets d'électrification rurale</b>						
Bénin – Projet d'électrification de 17 centres ruraux	Public	10,0	25,90	Évaluation de groupe	++	10,00
Bénin – Deuxième projet d'électrification rurale	Public	19,49	15,30	RAP	-	10,00
Éthiopie – Projet d'électrification rurale I	Public	17,2	31,66	RAP	++	12,00
Éthiopie – Projet d'électrification rurale II	Public	13,0		REP		12,00
Gambie – Projet d'électrification rurale	Public	15,4	13,00	RAP	-	12,00
Tunisie – Projet de prêt aux entreprises (ETAP)	Public	19,0	26,00	RAP	+	12,00
Tunisie – Projet d'électrification rurale VI	Public	9,4	12,40	Évaluation de groupe	+	12,00
Tunisie – Projet de remise en état des réseaux de distribution de l'électricité VII	Public	14,4	18,08	RAP	+	12,00
Sénégal – Projet d'électrification rurale	Public	36,2	25,4	RAP	-	
Mozambique – Électrification rurale III	Public	13,7				12,0
Guinée – Projet d'électrification rurale	Public	36,2	38,6	RAP	+	12,0

Source des données : Groupe – Rapports d'évaluation des groupes, REP, PAR, Étude de cas (rapports d'études de cas approfondies sur le terrain)

**Tableau A5.10:** Liste des principaux facteurs de réussite et d'échec des projets du secteur de l'énergie

Facteurs		Nombre de projets touchés positivement	Nombre de projets affectés négativement
1. Échappant à la volonté du gouvernement	1.1 Cours du marché mondial		3
	1.2 Événements naturels		3
	1.3 Performance de la Banque	9	9
	1.4 Performance des entrepreneurs/consultants	6	8
	1.5 Guerre civile		3
	1.6 Autres		2
2. Relevant de la volonté du gouvernement	2.1 Politiques sectorielles	7	
	2.2 Engagement du gouvernement	7	7
	2.3 Nomination du personnel clé	1	2
	2.4 Financement de contrepartie	1	10
	2.5 Capacités administratives	4	5
	2.6 Autres		4
3. Relevant de la volonté de l'organe d'exécution	3.1 Gestion/choix des techniques et technologies	6	8
	3.2 Effectifs	4	5
	3.3 Suivi-évaluation	3	18
	3.4 Participation des bénéficiaires	6	2
	3.5 Autres		4

Source : Calculs d'IDEV, fondés sur les RAP/REPP

## Annexe 6 : Références

### Études de cas

- AWF. Guidelines for preparation of the project completion report to be submitted by the recipient to the AWF (Directives pour la préparation du rapport d'achèvement de projet à soumettre au bénéficiaire de la FAE).

### Politique et littérature

- Agence internationale de l'énergie, 2014. "Africa Energy Outlook 2014" Agence internationale de l'énergie AIE/OCDE Paris, France 2014,
- Agence internationale de l'énergie, 2014. "World Energy Outlook", AIE/OCDE, Paris France,
- Agence japonaise de coopération internationale, 2013. JICA's Strategy Paper for the Energy Sector, [www.gwweb.iica.go.jp](http://www.gwweb.iica.go.jp)
- AIE, 2008. "Worldwide trends in energy use and efficiency" OCDE/AIE, 2008 [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Indicators\\_2008.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Indicators_2008.pdf)
- AIE, 2010. "Energy balances of Non-OECD Countries", Paris : Agence internationale de l'énergie.
- AIE, 2014. "Africa Energy Outlook - a focus on energy prospects in sub-Saharan Africa" - World Energy Outlook Special Report - International Energy Agency OCDE/AIE, Paris 2014
- Alliance for Rural Electrification (ARE), 2014. "Best practices for clean energy access in Africa" Octobre 2014 Bruxelles, Belgique.
- Alliance for Rural Electrification (ARE), 2014. "Renewable energy-based rural electrification - industry lessons learned to make public supporting schemes a success" [www.ruralelec.org](http://www.ruralelec.org)
- Anton E et al., 2009. "Underpowered: The State of the Power Sector in Sub-Saharan Africa" AICD background paper 6, The International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank, Washington, DC
- Association of Power Utilities of Africa and the African Development Bank Group. Revisiting Reforms in the Power Sector in Africa. [https://africa-energy-portal.org/sites/default/files/2019-06/PSR percent20Report percent20Final\\_ENG\\_For percent20Print.pdf](https://africa-energy-portal.org/sites/default/files/2019-06/PSR_percent20Report_percent20Final_ENG_For_percent20Print.pdf)
- BAD, 2006. Post Project Evaluation: Synthesis of Thermal Projects (February 2016). Independent Development Evaluation. Not published (document d'information).
- BAD, 2016. Post Project Evaluation: Synthesis of Renewable Energy Projects (February 2016). Independent Development Evaluation. Not published (document d'information).

- BAD, 2018. Cabo Verde - Country Strategy and Program Evaluation (2008-2017): Technical report (May 2018). Independent Development Evaluation.
- BAD, 2018. PBOs Energy Cluster Evaluation – Synthesis Report Revised Final Report - April 2018. Independent Development Evaluation.
- BAD, 2018. Renewables Sector Review Note. 2018. Independent Development Evaluation. Not published (document d'information).
- BAD, 2018. Review of PPP Interventions in the Conventional Power Sector. 2018. Independent Development Evaluation. Not published (document d'information).
- BAD, 2008. Powering Africa Through Interconnection: Cluster Evaluation Report (March 2018). Independent Development Evaluation. [http://idev.afdb.org/sites/default/files/documents/files/Power percent20Interconnection percent20project percent20cluster percent20evaluation percent20EN.pdf](http://idev.afdb.org/sites/default/files/documents/files/Power%20Interconnection%20project%20cluster%20evaluation%20EN.pdf)
- BAD, 2018. Spurring local socio-economic development through rural electrification: cluster evaluation (Mars 2018). Évaluation indépendante du développement. [http://idev.afdb.org/sites/default/files/documents/files/Rural percent20electrification percent20 percent28En percent29.pdf](http://idev.afdb.org/sites/default/files/documents/files/Rural%20electrification%20%20%28En%20%29.pdf)
- Bank Information Center, 2009. "Quick Reference Guide to Policies on Extractive Industries Revenue and Contract Transparency at the International Financial Institutions" de Mainhardt-Gibbs H.
- Banque africaine de développement, 1998. « Étude d'impact du secteur énergétique en Égypte, au Maroc et en Tunisie » IDEV 1998.
- Banque africaine de développement, 2009. « Évaluation indépendante de la qualité à l'entrée des opérations du FAD-11 » et informations sur les stratégies. Document d'information pour la revue à mi-parcours du FAD-11.
- Banque africaine de développement, 2009. « Stratégie à moyen terme du Groupe de la Banque africaine de développement pour la période 2008-2012 ».
- Banque africaine de développement, 2010. « Le financement des solutions pour une énergie renouvelable » Réunions du comité de dix Washington, DC Octobre 2010.
- Banque africaine de développement, 2010. « Évaluation de la performance et de l'efficacité de la politique environnementale et de la procédure d'évaluation environnementale de la Banque africaine de développement » Département de l'évaluation des opérations (OPEV).
- Banque africaine de développement, 2011. « Document de stratégie d'intégration régionale pour l'Afrique centrale (DSIR-AC) 2019-2025 ».
- Banque africaine de développement, 2011. « Plan d'action de la Banque sur le changement climatique (2011-2015) », Département du contrôle de la qualité et des résultats, Division de la conformité et de la sauvegarde, BAD, Tunis.

- Banque africaine de développement, 2011. « Africa's Infrastructure: A Time for Transformation » Diagnostic des infrastructures nationales en Afrique [www.infrastructureafrica.org/aicd](http://www.infrastructureafrica.org/aicd).
- Banque africaine de développement, 2012. « Plan d'action de la Banque sur le changement climatique (2011-2015) », Département du contrôle de la qualité et des résultats (ORQR), Banque africaine de développement, Tunis, Tunisie.
- Banque africaine de développement, 2013. « Développement de l'énergie éolienne en Afrique » Département de la recherche sur le développement de la Banque africaine de développement, Tunis, Tunisie.
- Banque africaine de développement, 2013. « Diagnostic et évaluation des besoins en renforcement de capacités dans le secteur de l'énergie » Département du NEPAD, de l'intégration régionale et du commerce, Banque africaine de développement, Tunis, Tunisie.
- Banque africaine de développement, 2013. « Revue des études économiques et sectorielles de la banque (2005-2010) » Rapport analytique, Département de l'évaluation des opérations (OPEV), Banque africaine de développement, Tunis, Tunisie.
- Banque africaine de développement, 2013. « Au centre de la transformation de l'Afrique, Stratégie pour 2013-2022 », Banque africaine de développement, Abidjan, Côte d'Ivoire.
- Banque africaine de développement, 2013. « Rapport sur l'état d'avancement de la mise en œuvre du Plan d'action du Groupe de la Banque sur les changements climatiques (PACC) pour la période 2011-2015 ».
- Banque africaine de développement, 2014. « Perspectives économiques en Afrique 2014 » Banque africaine de développement, Organisation de coopération et de développement économiques, Programme des Nations Unies pour le développement (2014) <https://www.africaneconomicoutlook.org/fr/>.
- Banque africaine de développement, 2012 « Politique relative au secteur de l'énergie », Banque africaine de développement.
- Banque africaine de développement, 2014. Document d'approche 2014 intitulé « Evaluation of the bank assistance in the energy sector », Département de l'évaluation des opérations (OPEV), Banque africaine de développement, Novembre 2014 Tunis, Tunisie.
- Banque africaine de développement. Revue thématique « Revue sur l'efficacité du développement 2014 – Énergie », Banque africaine de développement, Abidjan, Côte d'Ivoire
- Banque asiatique de développement. 2007. Energy Policy 2000 Review: Energy Efficiency for a Better Future. <http://www.adb.org/documents/energy-policy-2000-review-energy-efficiency-better-future>
- Banque européenne d'investissement, 2009. « Fonds fiduciaire UE-Afrique pour les infrastructures - Rapport annuel 2008 », BEI, Luxembourg.
- Banque européenne d'investissement, 2014. « Relever le défi de l'énergie en Afrique » BEI, Luxembourg 2014.

- Banque mondiale “Addressing the Electricity Access Gap”, Background Paper for the World Bank Group Energy Strategy, Banque mondiale, Washington, DC.
- Banque mondiale, 2005. « Meeting the Challenge of Africa’s Development: A World Bank Group Action Plan. » Background Paper No secM2005-044, Banque mondiale, Washington, DC.
- Banque mondiale, 2009. “Africa’s infrastructures A time for transformation” The Africa Development Forum series, Banque mondiale, NW, Washington, DC.
- Banque mondiale, 2011. “Climate Change and the World Bank Group Phase I: An Evaluation of World Bank Win-win Energy Policy Reforms” WB Washington, DC.
- Banque mondiale, 2013. “Toward a Sustainable Energy Future for All: Directions for the World Bank Group’s Energy Sector” Banque mondiale, Washington, DC.
- Banque mondiale, 2015. “Financing for Development Post 2015”, Banque mondiale, Washington DC.
- Banque mondiale, 2015. “The Power of the Mine A Transformative Opportunity for Sub-Saharan Africa” Directions in Development Energy and Mining, International Bank for Reconstruction and Development/ Banque mondiale, Washington DC.
- Banque mondiale et Banque africaine de développement African Development Bank 2011 “Handbook on Infrastructure Statistics” Africa Infrastructure Knowledge Program, décembre 2011.
- Banque mondiale, “Making Sense of Africa’s Infrastructure Endowment” AICD Working Paper 1, WB Washington, DC janvier 2008.
- Banque mondiale, “Underpowered: The State of the Power Sector in Sub-Saharan Africa” Africa Infrastructure Country Diagnostic (AICD) Background Paper 6. WB Washington, DC janvier 2008.
- Banque mondiale, “World Bank Report”, G8 Energy ministers meeting, Rome, 24-25 mai 2009.
- Bazilian M and al, 2013. “Oil, Energy Poverty and Resource Dependence in West Africa” Journal of Energy & Natural Resources Law Vol 31 No 1 2013.
- BBC News, October 9, 2015, Tanzania closing hydropower plants.
- Berthelemy J-C, Kauffmann C, Valfont M-A & L Wegner (eds), « Privatisation en Afrique subsaharienne : Un état des lieux », 2004. Paris : Centre de développement de l’Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE).
- Besant-Jones, John E, 2006. « Reforming Power Markets in Developing Countries: What Have We Learned? » Energy and Mining Sector Board Discussion Paper 19, Banque mondiale, Washington, DC.
- BIRD, 2009. “Access, Affordability, and Alternatives: Modern Infrastructure Services in Africa”, Diagnostics des infrastructures nationales en Afrique (AICD).

- Business Sweden (2017) note: 'Exploring Private Investment in Power Generation: Capturing the Opportunities in Independent Power Projects in Eastern Africa. <https://www.business-sweden.se/contentassets/99a903a7d7474da398e4e40568f66a59/energy-east-africa---exploring-private-investment-in-power-generation.pdf>
- CEA, 2013. "Africa-BRICS Cooperation: Implications for Growth, Employment and Structural Transformation in Africa" - Commission économique des Nations Unies pour l'Afrique, 2013.
- CEA, 2014. "Energy Access and Security in Eastern Africa: Status and Enhancement Pathways by the Economic Commission for Africa".
- CEDEAO, 2005. Protocole de la CEDEAO sur l'énergie A/P4/1/03.
- Centre commun de recherche de la Commission européenne, 2011. « Sources d'énergies renouvelables », Commission européenne, Luxembourg.
- Centre commun de recherche de la Commission européenne, 2013. "The availability of renewable energies in a changing Africa, Assessing climate and non-climate effects", Institute for Energy and Transport (IET) and Institute for Environment and Sustainability (IES), Ispra, Italie.
- Commission économique des Nations Unies pour l'Afrique, 2011. "Public-private partnerships in Africa's energy sector: challenges, best practices, and emerging trends". Addis Ababa, 1er juillet 2011.
- Commission économique des Nations Unies pour l'Afrique, 2013. "Africa-BRICS Cooperation: Implications for Growth, Employment and Structural Transformation in Africa" UNECA Addis Abeba, Éthiopie.
- Commission européenne "EU announces new rural electrification projects which will provide access to energy to more than 3 million people in poor rural areas" Press release IP/14/630 Brussels, 4 juin 2014.
- CSO Coalition, 2011. "Draft Comments on Proposed Energy Sector Policy African Development Bank" <http://www.coalitionafdb.org/wp-content/uploads/2012/09/Collective-Comments-on-raft-Energy-Policy-09.04.11.pdf>
- Dames B, 2012. "Equitable Access to Energy: A Driver for Jobs, Healthcare and Education" Brian Dames Chief Executive, Eskom Holdings SOC Ltd, South Africa.
- De Morai Sarmiento E., 2014. « Evaluating infrastructure: the perspective from AfDB » [http://www.3ieimpact.org/media/filer\\_public/2014/09/18/34evaluating\\_infrastructure\\_the\\_perspective\\_from\\_adb\\_sarmiento.pdf](http://www.3ieimpact.org/media/filer_public/2014/09/18/34evaluating_infrastructure_the_perspective_from_adb_sarmiento.pdf)
- "Demise of the Standard Model for Power Sector Reform and the Emergence of Hybrid Power Markets", Energy Policy 36 Octobre 2008.
- Département des politiques et ressources opérationnelles (ORPC). Tunis, Tunisie.

- Dolezalek S., 2015. “Cleantech Innovation and Venture Capital: What Now?” Managing Director and CleanTech Group Leader, VantagePoint Capital Partners, USA.
- Fakir S, 2014. “The G20’s Energy Infrastructure Plans for Africa: What is Missing?” Heinrich Boll Foundation, Cape Town, juin 2012.
- Farlam P. “Assessing Public-Private Partnerships in Africa” The South African Institute of International Affairs Nepad Policy Focus Series.
- FMI (Fonds monétaire international), 2013. “Energy Subsidy Reform in Sub-Saharan Africa: Experiences and Lessons”, FMI, Washington, DC.
- FMI (Fonds monétaire international), 2011. “New Growth Drivers for Low-Income Countries: The Role of BRICs.” Document d’orientation du FMI, Washington, DC.
- FMI (International Monetary Fund), 2012. “Fiscal Regimes for Extractive Industries: Design and Implementation”, FMI, Washington, DC.
- Fonds d’investissement climatique (FIC), 2014. “Draft Response to the Independent Evaluation of the Climate Investment Funds”. [https://www.climateinvestmentfunds.org/cif/sites/climateinvestmentfunds.org/files/CTF\\_SCF\\_TFC\\_12\\_8\\_Draft\\_Response\\_to\\_the\\_Independent\\_Evaluation\\_of\\_the\\_CIF\\_.pdf](https://www.climateinvestmentfunds.org/cif/sites/climateinvestmentfunds.org/files/CTF_SCF_TFC_12_8_Draft_Response_to_the_Independent_Evaluation_of_the_CIF_.pdf)
- Global Environment Facility GEF, 2010. “Advancing Sustainable Low-Carbon Transport”, Scientific and Technical Advisory Panel, GEF, Washington DC.
- Gratwick, K., and Eberhard. 2008.
- Gratwick, Nawaal, Eberhard. 2008. “An Analysis of Independent Power Projects in Africa: Understanding Development and Investment Outcomes” Development Policy Review.
- Groupe de la BAD, 2017. AfDB Annual Report 2017.
- Groupe de la BAD, 2017. Update on Implementation: The New Deal on Energy for Africa - A Transformative Partnership to Light Up and Power Africa by 2025.
- Groupe de la BAD, 2018. Annual Development Effectiveness Review 2018: “Made in Africa” – Industrialising the Continent. [https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Development\\_Effectiveness\\_Review\\_2018/ADER\\_2018\\_EN.pdf](https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Development_Effectiveness_Review_2018/ADER_2018_EN.pdf)
- Groupe de la Banque mondiale. Harmonized List of Fragile Situations FY 19 a/ <http://pubdocs.worldbank.org/en/892921532529834051/FCSList-FY19-Final.pdf>
- Groupe d’experts intergouvernemental sur l’évolution du climat (GIEC) 2011, “Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation”, GIEC, Genève.

- Hancock K, 2015. "Energy regionalism and diffusion in Africa: How political actors created the ECOWAS Center for Renewable Energy and Energy Efficiency" Elsevier Energy Research & Social Science 5 (2015) 105-115.
- Howells MI et al., 2005. "A model of household energy services in a low-income rural African village" Energy Policy 33 Elsevier (2005) 1833-1851.
- <https://www.icafrica.org/en/topics-programmes/energy/energy-financing-trends/>
- <https://www.icafrica.org/en/topics-programmes/private-sector-financing/>
- IEA, IRENA, UNSD, WB, WHO (2019), Tracking SDG 7: The Energy Progress Report 2019, Washington DC. [https://trackingsdg7.esmap.org/data/files/download-documents/2019-Tracking percent20SDG7-Full percent20Report.pdf](https://trackingsdg7.esmap.org/data/files/download-documents/2019-Tracking_percent20SDG7-Full_percent20Report.pdf)
- IEG, 2013. "Evaluation of the World Bank Group's Support for Electricity Access" Document d'approche, 2 décembre 2013, Banque mondiale, SFI, AMGI.
- IEG, Banque mondiale, 2015. World Bank Group Support to Electricity Access, FY2000-FY2014, Washington DC.
- International Institute for Sustainable Development (IISD), 2009. "Investing in a Sustainable Future: Multilateral Development Banks' Investments in Energy Policy" Winnipeg, Canada.
- International Institute for Sustainable Development (IISD), 2014. "Second High-Level Meeting Africa-EU Energy Partnership (AEEP) Report" European Union Energy Initiative Partnership Dialogue Facility (EUEI PDF), 11 -13 février 2014 à Addis Abeba, Éthiopie.
- International Renewable Energy Agency, 2014. "Prospects for the African Power Sector" IRENA Abu Dhabi.
- Johannes F. Linn, 2013. "Realizing the Potential of the Multilateral Development Banks" Brookings Institution.
- KPMG, 2016. KPMG Africa Infrastructure: Sub-Saharan Africa Power Outlook. <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/pdf/2016/05/kpmg-sub-saharan-africa-power-outlook.pdf>
- La Commission de l'Union africaine et la BAD, 2012. « Programme pour le développement des infrastructures en Afrique. Interconnecter, intégrer et transformer un continent » [https://www.icafrica.org/fileadmin/documents/PIDA/PIDA%20Executive%20Summary%20-%20French\\_re.pdf](https://www.icafrica.org/fileadmin/documents/PIDA/PIDA%20Executive%20Summary%20-%20French_re.pdf)
- McKinsey and Co, 2015. "Brighter Africa: the Potential Growth of the SSA Electricity Sector", février 2015.
- Mobilization of Private Finance by Multilateral Development Banks and Development Finance Institutions, 2017. [https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/08aba552-5a05-4e7e-921a-2fe31774a21b/201806\\_Mobilization-of-Private-Finance\\_v2.pdf?MOD=AJPERES](https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/08aba552-5a05-4e7e-921a-2fe31774a21b/201806_Mobilization-of-Private-Finance_v2.pdf?MOD=AJPERES)

- Moody's, 2010. "Credit Analysis African Development Bank" Report Number: 127769, 22/09/2010 [http://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Financial-Information/AfDB\\_percent20MOODY'S\\_percent20ANNUAL\\_percent20REPORT\\_percent202010\\_percent20published\\_percent20Sept.pdf](http://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Financial-Information/AfDB_percent20MOODY'S_percent20ANNUAL_percent20REPORT_percent202010_percent20published_percent20Sept.pdf)
- Newendorp T.; Thomas S, 2014. "Mobilizing Finance for Energy Development in Africa". Oil Council [http://www.oilcouncil.com/expert\\_insight\\_articles/mobilizing-finance-energy-development-africa](http://www.oilcouncil.com/expert_insight_articles/mobilizing-finance-energy-development-africa)
- OCDE (Organisation de coopération et de développement économiques), 2014. "African Economic Outlook", OCDE, Paris.
- OCDE (Organisation de coopération et de développement économiques), 2012. "Demographic Change and Local Development: Shrinkage, Regeneration and Social Dynamics" OCDE Local Economic and Employment Development (LEED) Working Paper Series.
- Olson R., 2015. "Sub-Saharan Africa's sovereign wealth funds struggle in era of low oil" The Heritage Foundation, Financial Time blog.
- PIAC, 2011. "Report on Petroleum Revenue Management for 2011" – Rapport annuel.
- PNUE, 2014. "Financial institutions taking action on climate change" Rapport du PNUE. Suisse Genève.
- Programme d'assistance à la gestion du secteur de l'énergie (ESMAP), 2014. "A Review of the ESMAP Rural Energy and Renewable Energy Portfolio" The International Bank for Reconstruction and Development/ the World Bank Washington, DC.
- Programme d'assistance à la gestion du secteur de l'énergie (ESMAP), 2003. "Energy and Poverty: How can Modern Energy Services Contribute to Poverty Reduction?" Proceedings from a Multi-Sector and Multi-Stakeholder Workshop Addis Abeba, Éthiopie, 23-25 octobre 2002
- Programme d'assistance à la gestion du secteur de l'énergie (ESMAP), 2007. "Technical and Economic Assessment of Off-grid, Mini-grid and Grid Electrification Technologies", Banque mondiale (BM), Technical Paper 121/07, Washington DC.
- Programme d'assistance à la gestion du secteur de l'énergie (ESMAP) "A Review of ESMAP Rural Energy and Renewable Energy Portfolio" energy sector management assistance program World Bank.
- Programme des nations unies pour le développement (PNUD), 2005. "Sustaining Post-Conflict Economic Recovery: Lessons and Challenges" UNDP's Bureau for Crisis Prevention and Recovery, BCPR Occasional Paper 1er octobre 2005.
- Programme des nations unies pour le développement (PNUD) et Organisation mondiale de la santé (OMS), 2009. "The energy access situation in developing countries - a review focussing on the least developed countries and sub-Saharan Africa", PNUD/OMS, New York.
- Rapport annuel Fonds fiduciaire UE-Afrique pour les infrastructures, 2012. « Rapport annuel Fonds fiduciaire UE-Afrique pour les infrastructures 2011 », [www.eu-africa-infrastructure-tf.net](http://www.eu-africa-infrastructure-tf.net)

- REN21, 2014. "ECOWAS renewable energy and energy efficiency status report", Paris: REN21 Secrétariat; 2014.
- Rosnes O et al., 2009. "Powering Up: Costing Power Infrastructure Spending Needs in Sub-Saharan Africa" AICD background paper 5, The International Bank for Reconstruction and Development / Le Groupe de la Banque mondiale, Washington, DC
- Runde D.F., 2015. "Urbanization, Opportunity, and Development", Center for Strategic and International Studies (CSIS) in Washington, DC.
- Sebastian Hermann, Asami Miketa, Nicolas Fichaux, 2014. "Estimating the Renewable Energy Potential in Africa", IRENA-KTH working paper, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- SFI "Tower Power Africa: Energy Challenges and Opportunities for the Mobile Industry in Africa" Tower Power Africa, Septembre 2014 IFC, le Groupe de la Banque mondiale.
- SFI (Société financière internationale), 2012. "From Gap to Opportunity: Business Models for Scaling Up Energy Access", FMI, Washington, DC.
- SOFRECO, 2011. "Study on Programme for Infrastructure Development in Africa (PIDA): Draft Africa Energy Outlook 2040" July 2011.
- SOFRECO, 2011. "Study on Programme for Infrastructure Development in Africa (PIDA). Phase III Report Energy".
- Sustainable energy for all. 2012. "Sustainable Energy For All Overview— Global Tracking Framework", extrait du <https://www.iea.org/media/freepublications/oneoff/GlobaltrackingFrameworkoverview.pdf>
- The Economist, 2015. "Private equity in Africa: Unblocking the pipes" 24 janvier 2015 <http://www.economist.com/node/21640349/print> accessed the 03/02/2015
- The Infrastructure Consortium for Africa (ICA), 2011. "Regional power status in African power pools report" ICA Tunis Belvedere, Tunisie, novembre 2011.
- The Infrastructure Consortium for Africa (ICA), 2014. "Infrastructure financing trends in Africa: ICA annual report 2013" www.icafrica.org Tunis Belvedere, Tunisie.
- The International Council for Science (ICSU), 2007. "Sustainable Energy in sub-Saharan Africa" ICSU Regional Office for Africa, Pretoria, Republic of South Africa, juillet 2007.
- The OPEC Fund for International Development (OFID), 2008. "Energy poverty in Africa" Proceedings of a Workshop held by OFID in Abuja, Nigeria 8-10 juin 2008.
- The OPEC Fund for International Development (OFID) Rapport annuel, 2014. www.ofid.org

- The South African Institute of International Affairs (SAIIA), 2005. "Assessing Public-Private Partnerships in Africa" NEPAD Policy Focus Report No. 2, Pretoria South Africa.
- Tverberg G. E., 2012. "Oil supply limits and the continuing financial crisis" 7th Biennial International Workshop "Advances in Energy Studies" Volume 37, Issue 1, janvier 2012.
- U.S. Energy Information Administration, 2014. "Power Africa annual report" USAID Power Africa Report, Washington DC. juillet 2014.
- UN-HABITAT, 2011. "Infrastructure for Economic Development and Poverty Reduction in Africa" United Nations Human Settlements Programme.
- United Nations, 2009. "Sustainable Development Report on Africa - Managing Land-Based Resources for Sustainable Development" United Nations Economic Commission for Africa New York.
- United Nations, 2012. "The Millennium Development Goals Report 2012" Department of Economic and Social Affairs of the United Nations Secretariat UN, New York, 2012.
- United Nations, 2014. Press release UN General Assembly's Open Working Group proposes sustainable development goals, - 19 juillet 2014.
- United Nations Energy, 2009. "Energy, Development, and Security: Energy issues in the current macroeconomic context" UN-Energy and UNIDO.
- United Nations Framework Convention on Climate Change, 2007. "Climate Change: Impacts, Vulnerabilities, and Adaptation in Developing Countries", Climate Change Secretariat, Bonn, Allemagne.
- United Nations Human Settlements Programme (UN-HABITAT), 2011. "Infrastructure for Economic Development and Poverty Reduction in Africa" the Global Urban Economic Dialogue Series, UN-HABITAT, Nairobi Kenya.
- United Nations Press Release UN General Assembly Creates Key Group on Rio+20 Follow-up, United Nations Division for Sustainable Development, retrieved 26 février 2013
- USAID, 2014b. "Memorandum of Understanding between the Government of Ghana and the Government of the United States of America Regarding Power Africa," at 3(a)ii; International Monetary Fund (2016) "Third Review Under the Extended Credit Facility Arrangement and Request for a Waiver for Non-observance of Performance Criteria and Modification of Performance Criteria."
- Uyigue O. P., 2015. "Access to sustainable energy at Roguwa community in Nasarawa state, northern Nigeria"; The Community Research and Development Centre (CREDC) [www.credcent.org](http://www.credcent.org)
- WBCSD, 2012. "Business Solutions to Enable Energy Access For All", World Business Council on Sustainable Development (WBCSD), Genève [www.wbcsd.org/Pages/EDocument/EDocumentDetails.aspx?ID=14165&NoSearchContextKey=true](http://www.wbcsd.org/Pages/EDocument/EDocumentDetails.aspx?ID=14165&NoSearchContextKey=true)

- Wilson, E., Rai, N., and Best, S, 2014. "Sharing the Load: Public and private sector roles in financing pro-poor energy access". IIED, Londres.
- World Economic Forum and IHS CERA, 2012. "Energy for Economic Growth Energy Vision Update 2012" Energy for Economic Growth Geneva, Switzerland.
- World Economic Forum's Fostering Effective Energy Transition 2019 Edition. [http://www3.weforum.org/docs/WEF\\_Fostering\\_Effective\\_Energy\\_Transition\\_2019.pdf](http://www3.weforum.org/docs/WEF_Fostering_Effective_Energy_Transition_2019.pdf)
- World Energy Council, 2018. The World Energy Issues Monitor. <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2018/05/Issues-Monitor-2018-HQ-Final.pdf>
- World Energy Council, 2007. "Africa Region Report. Energy Policy Scenarios to 2050".
- Zhang G, 2012. "Thoughts on Energy and the World Economy" Vice Chairman, Economic Affairs Committee, Chinese People's Political Consultative Conference and Former Head, National Energy Administration of China [http://www3.weforum.org/docs/WEF EN EnergyEconomicGrowth Contributors 2012.pdf](http://www3.weforum.org/docs/WEF_EN_EnergyEconomicGrowth_Contributors_2012.pdf)

## Annotations

1. Celui-ci comprend également de grandes opérations d'appui programmatiques multisectorielles ayant une composante énergétique importante (par exemple, l'Algérie, le Nigéria et l'Égypte)
2. Fonds vert pour le climat (FVC), Fonds d'investissements climatiques (FIC), Fonds pour l'environnement mondial (FEM).
3. Fonds « Africa Growing Together » (AGTF), Agence japonaise de coopération internationale (JICA), Facilité de cofinancement accéléré pour l'Afrique (ACFA), Union européenne (UE).
4. Fonds pour l'énergie durable en Afrique (SEFA), Nouveau partenariat pour le développement de l'Afrique (NEPAD), Facilité de préparation des projets d'infrastructure (PPF).
5. Éclairer l'Afrique et l'alimenter en énergie; Nourrir l'Afrique; Industrialiser l'Afrique; Intégrer l'Afrique; et Améliorer la qualité de vie des populations africaines.
6. USAID : Agence des États-Unis pour le développement international
7. Les critères internationaux d'évaluation de l'aide au développement ont été mis à jour par l'Organisation de coopération et de développement économiques - Direction de la coopération au développement (CAD-OCDE) en décembre 2019.
8. Banque Mondiale, 2009. The road to results: designing and conducting effective development evaluations. By Linda G. Morra-Imas, Ray C. Rist. (Voir Chapitre 5).
9. Idem.
10. À la date de décembre 2018.
11. Également appelés FIC.
12. Selon les plus récentes informations issues du complexe de l'Énergie, « la capacité totale de Noor OUARZAZATE est en réalité de 580 MW et est pleinement exploitée depuis fin 2018. Les phases I et II financées par la Banque ont ajouté une capacité installée de 510 MW sur trois centrales (NOORo I, NOORo II et NOORo III). Avec une production annuelle prévue d'environ 1 900 GWh, le complexe solaire NOOR de Ouarzazate peut réduire les émissions de GES de près d'un million de tonnes l par an et fournir de l'électricité propre à près de deux millions de Marocains.
13. <https://www.afdb.org/fr/news-and-events/the-african-development-bank-pledges-us-25-billion-to-climate-finance-for-2020-2025-doubling-its-commitments-19090>
14. Voir Groupe de la Banque africaine de développement : Rapport annuel 2017, p. vi.
15. <http://pubdocs.worldbank.org/en/892921532529834051/FCSList-FY19-Final.pdf>
16. Cela est devenu d'autant plus nécessaire que le Groupe de la BAD et d'autres BMD se sont engagés conjointement en 2015 à augmenter les financements pour répondre aux besoins d'investissement dans le cadre des objectifs mondiaux, grâce à des instruments innovants qui permettent de mobiliser des capitaux privés conformément à leurs mandats institutionnels respectifs. Voir « De milliards à des billions » : Contributions des BMD au financement du développement ». Banque mondiale. 2015.
17. En ce qui concerne l'énergie, les fonds d'investissement pour le climat (FIC) comprennent le Fonds pour les technologies propres (FTP) et le Fonds stratégique pour le changement climatique (SCF) – <https://www.climateinvestmentfunds.org/knowledge-center>. Les FIC dans leur ensemble sont répertoriés dans le tableau H de l'Annexe 5.
18. Y compris l'énergie, l'eau, les transports, les télécommunications, l'informatique et l'infrastructure sociale (comme les écoles et les hôpitaux) dans tous les pays d'opération.
19. Voir Mobilisation du financement privé par les banques multilatérales de développement et les institutions financières de développement 2017. <http://documents.worldbank.org/curated/en/860721492635844277/pdf/114433-REVISED-11p-MDB-Joint-Report-Mobilization-Jul-21.pdf>.
20. Voir <https://www.icafrica.org/en/topics-programmes/private-sector-financing/>.
21. Les cinq priorités opérationnelles de la Stratégie décennale (développement des infrastructures, intégration économique régionale, développement du secteur privé, gouvernance et responsabilisation, compétences et technologie) sont conformes aux principes énoncés dans la politique du secteur de l'énergie de 2012. (Source : IDEV, 2015, rapport sur l'examen des politiques et des documents, p. 20).
22. Le développement des infrastructures énergétiques est un volet essentiel des objectifs fixés par la SMT en matière d'infrastructures. (Source : *Ibid.*).
23. Le Consortium pour les infrastructures en Afrique (ICA) a été lancé lors du sommet du G8 de Gleneagles, et la BAD a accepté de l'héberger et de lui fournir des installations. Son objectif déclaré était « d'améliorer la vie et le bien-être économique des populations africaines en mobilisant des financements auprès des donateurs et du secteur privé pour des projets et programmes d'infrastructure dans la région ». (Source : IDEV, 2015, Rapport sur l'examen des politiques et de la littérature, p. 14).

24. L'objectif stratégique primordial du NDEA est de parvenir à un accès universel à l'énergie d'ici 2025, soit une avance de cinq ans sur la cible de 2030 fixée par l'ODD 7. Cet objectif est formulé comme une « vision ambitieuse » dans la stratégie du NDEA ; la BAD ne prétend pas qu'il sera atteint par la simple mise en œuvre du NDEA. Il est entendu qu'il s'agit là de résultats auxquels le NDEA vise à contribuer ; les cibles sont en fait des cibles de l'Afrique. La stratégie du NDEA précise également que l'accès « universel » signifie une couverture de 100 % dans les zones urbaines, mais de 95 % dans les zones rurales.
25. Le projet s'inscrit dans le cadre du « Plan sectoriel pour les énergies renouvelables » lancé en 2012 avec un objectif de pénétration des énergies renouvelables de 50 % à l'horizon 2020.
26. IDEV, Décembre 2015, Rapport de synthèse de l'évaluation groupée de projets d'interconnexion électrique financés par la BAD, p. 16.
27. La stratégie du NDEA prévoit que le suivi et l'évaluation seront encore affinés et exploiteront le nouveau CMR en cours de conception pour la période 2016-2019. (Source : Stratégie du Groupe de la Banque pour le Nouveau Pacte pour l'énergie en Afrique, p. 43)
28. BAD (2017), CMR du Groupe de la Banque 2016-2025 [https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Policy-Documents/Final\\_fran%C3%A7ais\\_-\\_RMF\\_-\\_Rev.2\\_Final\\_.pdf](https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Policy-Documents/Final_fran%C3%A7ais_-_RMF_-_Rev.2_Final_.pdf).
29. La raison en est que la BAD n'inclut qu'une partie des retombées dans le CMR, en fonction de la part de la Banque dans le financement total du projet. Par exemple, si la BAD contribue à 50 % du financement d'un projet de 100 MW, elle « compta » 50 MW dans le CMR. Cette méthode est peut-être trop prudente, surtout si le rôle de la Banque va au-delà du simple prêt, mais elle est conforme à l'approche de la Banque en matière de suivi des résultats dans tous les secteurs. En calculant les indicateurs de niveau 2 présentés dans le tableau 2, la BAD a supposé qu'elle fournit 40 % du financement des projets dans lesquels elle intervient ; c'est pourquoi les cibles pour ces indicateurs ont été réduites en conséquence. Il convient également de noter que le CMR présente les cibles de raccordement en nombre de personnes touchées, plutôt qu'en nombre de raccordements. La BAD a tablé sur une taille moyenne des ménages de cinq personnes.
30. FIE, en abrégé.
31. Un seul projet n'a pas été noté : Nigeria : EGDCSP - Programme d'appui à la gouvernance, à la diversification et à la compétitivité économiques (y compris la gouvernance et la compétitivité du secteur de l'énergie).
32. Toutefois, du côté positif, un des thèmes stratégiques de la stratégie du NDEA vise à s'attaquer à la question d'un cadre réglementaire favorable dans les PMR en « conseillant et en soutenant les gouvernements dans la conception des politiques et la mise en place d'une réglementation et d'une gouvernance sectorielles efficaces ».
33. KPMG 2014 « Sub-Saharan Africa Power Outlook », KPMG Africa Infrastructure & Major Projects Group, Afrique du Sud.
34. OCDE/AIE 2014 « Perspectives énergétiques de l'Afrique », Agence internationale de l'énergie, Paris, France.
35. IDEV, 2015, Examen de la littérature et des politiques - Évaluation du secteur de l'énergie de la BAD, IDEV, p. viii.
36. Banque mondiale, 2019, Repenser la réforme du secteur de l'électricité dans les pays en développement.
37. IDEV, février 2016, Études de cas approfondies sur le terrain : Synthèse des projets d'énergie renouvelable, p. 5.
38. IDEV, février 2016, Études de cas approfondies sur le terrain : Synthèse des projets thermiques, p. 5.
39. AIE, IRENA, UNSD, BM, OMS (2019), Suivi de l'ODD 7 : Rapport intérimaire sur l'énergie 2019, Washington, D.C.
40. Idem
41. Source : OMS 2019
42. ESMAP (Programme d'assistance à la gestion du secteur de l'énergie). 2017. Rapport sur l'état de l'accès à l'électricité. Washington, D.C. : Banque mondiale. <http://documents.worldbank.org/curated/en/364571494517675149/pdf/114841-revised-june12-final-sear-web-rev-optimized.pdf>.
43. Avec un déficit d'accès de plus de 5 millions ou un taux d'accès inférieur à 90 %. Les 10 PMR ayant le plus grand déficit d'accès sont l'Éthiopie, le Ghana, le Kenya, Madagascar, le Mozambique, le Nigeria, l'Ouganda, la République démocratique du Congo, le Soudan, et la Tanzanie.
44. Les projets du sous-secteur de l'électrification rurale comprennent certaines installations sociales, telles que des points d'éclairage public et des lampadaires, visant à améliorer les conditions de vie des bénéficiaires du projet, notamment les populations pauvres et marginalisées des zones rurales.
45. BAD, 2013, Étude de diagnostic et d'évaluation des besoins en matière de renforcement des capacités dans le secteur de l'énergie.
46. Dans ce contexte, la Banque a annoncé en janvier 2017 que la durée du prêt serait restructurée afin de contribuer à réduire le tarif et de fournir à l'Ouganda une électricité à coût abordable.
47. Source : OCDE/AIE, 2014, Perspectives énergétiques de l'Afrique, Agence internationale de l'énergie, Paris, p. 174.
48. Source : IDEV, 2016, Évaluation de l'assistance de la Banque dans le secteur de l'énergie : Rapport sur la revue du portefeuille, p. 27.
49. Pool énergétique de l'Afrique de l'Est (EAPP).

50. Par exemple, dans le projet Cameroun-Dibamba, les discussions ont renforcé le sentiment d'appropriation par le gouvernement national. Parmi les autres activités hors prêt, on peut citer les études économiques et sectorielles (EES), comme dans les projets d'énergie renouvelable de Buseruka en Ouganda et de Cabéolica au Cap-Vert.
51. Par exemple, dans le projet Sahanivotry à Madagascar, le manque d'action de la Banque a été relevé comme source de problèmes et l'insuffisance de son rôle dans le dialogue sur les politiques, comme une erreur. La seule exception pourrait être l'assistance technique de la Banque pour le projet Inga en RDC.
52. Plus précisément, la mauvaise performance financière de la société d'électricité du Cap-Vert (Electra) s'explique par trois facteurs principaux : i) les pertes techniques et commerciales, ii) les coûts de production élevés et iii) la rigidité de la structure tarifaire.
53. Bumbuna a connu un retard de 168 mois par rapport au calendrier initial, mais le RAP du projet affirme qu'il n'y a pas eu de retard par rapport au calendrier révisé. Toutefois, rien n'indique clairement si le Conseil a approuvé le nouveau calendrier.
54. Voir Revue annuelle sur l'efficacité du développement 2018 : « Fabriqué en Afrique » - Industrialiser le continent, p.6.
55. Le TRIE peut être utilisé pour démontrer que les ressources publiques ont été investies de manière responsable lorsqu'il est comparé au coût d'opportunité du capital ou aux coûts et avantages d'autres solutions pour atteindre le même objectif. Le TRI, en tant qu'outil de décision d'investissement, ne doit pas être utilisé pour évaluer des projets qui s'excluent mutuellement, mais seulement pour décider si un seul projet mérite qu'on y investisse. En ce sens, le TRI n'est pas valable pour classer des projets de tailles différentes.
56. Le coût d'opportunité du capital est généralement estimé à 12 %.
57. Le faible taux d'utilisation des installations (faible facteur charge de la centrale) est l'une des raisons essentielles qui expliquent cette situation.
58. Les revenus de la compagnie d'électricité pour les consommateurs sont les revenus que l'entreprise d'électricité gagne en vendant de l'électricité au consommateur.
59. Un excédent de consommation survient lorsque le consommateur est prêt à payer plus pour un produit donné que le prix du marché actuel.
60. Des exemples typiques de ces données sont la durée de vie d'un projet d'investissement donné, les coûts d'investissement, le potentiel d'économies sur les coûts de l'énergie par rapport au facteur d'utilisation/charge, la hausse des prix de l'énergie, les taux d'intérêt et d'actualisation, et les taux de change. (Source : Z. K. Morvay et Gvozdenac D.D., 2008, Applied Industrial Energy and Environmental Management, John Wiley & Sons, Ltd.).
61. La méthode de l'analyse du moindre coût est utilisée pour déterminer la manière la plus efficace (le moindre coût) de réaliser une tâche donnée pour atteindre un objectif spécifique ou un ensemble d'avantages mesurés en termes autres que monétaires. Par exemple, l'objectif peut être de fournir une quantité fixe d'eau potable à un village. L'examen des solutions de rechange peut porter sur le pompage éolien, le prélèvement au fil de l'eau, la construction de retenues, etc. On calculerait alors tous les coûts, en capital et récurrents, pour atteindre l'objectif, en appliquant des ajustements économiques et en déduisant le flux de coûts qui en résulte pour chaque alternative examinée. La solution ayant la plus faible valeur actuelle nette serait la plus efficace (au moindre coût). (Source : USAID, 2002, Guide des meilleures pratiques : Évaluation économique et financière des projets d'énergie renouvelable).
62. Par exemple, le RAP du projet hydroélectrique de Bumbuna indique que la fourniture d'électricité contribuerait à améliorer la qualité des services sociaux, par exemple en réaffectant le temps habituellement consacré à la collecte de bois de chauffage (effectuée principalement par les femmes et les enfants) à des activités plus productives, telles que l'éducation.
63. La fixation des tarifs est essentielle pour assurer la viabilité du projet (retour sur investissement) pour les projets énergétiques privés et essentielle pour maintenir la durabilité du projet (recouvrement des coûts) pour les projets énergétiques publics.
64. IDEV, 2016, Études de cas approfondies sur le terrain : Synthèse des projets d'énergie renouvelable, p. 19.
65. La technologie informatique récente permet déjà de surmonter cette difficulté. Il existe de nombreux logiciels d'analyse des risques, à un prix abordable. Le problème serait plutôt le niveau d'expertise du personnel de la Banque et de sa maîtrise de l'outil informatique.
66. Technique analytique permettant de résoudre un problème en effectuant un grand nombre d'essais, appelés simulations, et en déduisant une solution à partir des résultats collectifs des essais, comportant des méthodes de calcul de la distribution de probabilité des résultats possibles.
67. Les dépassements de coûts et les retards ont été causés par des conditions de terrain moins favorables que prévu pour le projet de Buseruka. Bien que des études géotechniques aient été menées sur le site, elles comportaient un niveau résiduel d'incertitude. S'agissant du projet hydroélectrique de Bujagali, deux études géotechniques ont été exécutées. Mais, les dépassements de coûts et les retards étaient dus à un mauvais jugement de la part à la fois de l'ingénieur-concepteur et de la société de projet. (Source : IDEV, 2016, Études de cas approfondies sur le terrain : Synthèse des projets d'énergie renouvelable, p. 29).
68. La société de projet a convenu avec les communautés locales de construire un centre de santé dans le cadre de leurs activités liées à la RSE, parallèlement au projet, mais cela ne s'est pas encore concrétisé. (Source : IDEV, février 2016, Études de cas approfondies sur le terrain : Synthèse des projets d'énergie renouvelable, p. 30)

69. L'analyse du coût de la réalisation des objectifs du NDEA publiée par la BAD en 2019 (Estimation des besoins d'investissement dans le secteur de l'électricité en Afrique 2016-25) présente un scénario à faible émission de carbone, parallèlement à son scénario de référence. Ce scénario optimise les investissements sur la base d'un prix du carbone qui augmente progressivement, passant de 20 % en 2020 à 40 % en 2030. Il se traduit par une réduction des émissions de GES de 40 % en 2030. Tandis que les coûts totaux du réseau n'ont augmenté que de 5,8 % dans ce scénario, les besoins annuels en investissements en capital ont crû de 30 %, compte tenu de la nature capitalistique des solutions d'énergies renouvelables. Comme pour tout exercice de modélisation similaire, ces conclusions pourraient être remises en question ; il n'est pas clair, par exemple, que la modélisation prenne en compte l'impact sur le coût du capital de l'absence générale de financement concessionnel pour les projets de centrales au charbon. Le rapport présentant l'analyse suggère que « la BAD est en mesure de défendre la cause de l'Afrique pour que la communauté internationale couvre ces coûts ». Il convient de souligner que les estimations sont très différentes de celles de l'Agence internationale de l'énergie (AIE).
70. Il ressort des discussions des groupes de réflexion que les autorités locales et les villageois se sont plaints du manque de dialogue sur la conception de l'intervention avec TANESCO (Source : Évaluation des résultats du projet Tanzania Electricity-V).
71. Tandis que les résultats opérationnels du réseau électrique en Éthiopie se sont améliorés récemment, ceux-ci demeurent un problème en Gambie où l'on a recours aux délestages, notamment pendant la saison des pluies.
72. USAID (2014 b) « Protocole d'accord entre le Gouvernement du Ghana et le Gouvernement des États-Unis concernant le projet Power Africa », Alinéa 3 a) ii ; Fonds monétaire international (2016) « Troisième revue de la Facilité élargie de crédit et demande de dérogation pour le non-respect du critère de réalisation et de la modification du critère de réalisation » Article 38.
73. Pour le projet Mali-Mauritanie, les dispositions d'ordre institutionnel visant à assurer l'autonomie en matière d'exploitation et de gestion des actifs ont été couronnées de succès.
74. Le projet Mali-Mauritanie a été un exemple de renforcement des capacités institutionnelles avec la création de deux nouvelles institutions régionales (SOGEM et SEM), dès le début du projet, afin d'assurer une exploitation et une gestion viables des actifs du projet, ainsi que celle des structures pendant la phase de mise en œuvre. Cela a permis de mettre le projet à l'abri de toute ingérence politique directe tout en obtenant des engagements politiques de haut niveau.
75. Notamment ceux de l'Afrique du Sud, de l'Éthiopie, du Cameroun et de l'Égypte.
76. BAD. 2017. RAP : Projet d'amélioration du réseau de transport d'électricité, page 10.
77. 2016. RAP : Projet d'électricité de Morupule B.
78. BAD. 2017. RAP : Zimbabwe – Projet de réhabilitation d'urgence des infrastructures électriques (EPIRP).
79. BAD. 2017. RAP : Projet d'amélioration du transport de l'énergie électrique. Pays : Kenya.
80. BAD (2016), Intensification de la mise en œuvre de la Stratégie décennale : Programme des cinq grandes priorités.
81. <https://www.afdb.org/fr/news-and-events/2016-afdb-annual-meetings-to-focus-on-energy-and-climate-change-15346>
82. BAD (2013), Stratégie 2013-22 : Au cœur de la transformation de l'Afrique
83. BAD (2019), Estimation des besoins d'investissement dans le secteur de l'électricité en Afrique
84. BAD (2016), Mémoire du Conseil d'administration : Intensification de la mise en œuvre de la Stratégie décennale : Programme des Cinq grandes priorités
85. (2019), Estimation des besoins d'investissement dans le secteur de l'électricité en Afrique, 2016-2025.
86. Ibid
87. <http://ida.worldbank.org/replenishments/ida18-replenishment>
88. Rapport d'activité de la loi sur l'électrification de l'Afrique (2019). [https://www.usaid.gov/sites/default/files/documents/1869/FINAL\\_Electrify\\_Africa\\_Progress\\_Report\\_to\\_Congress.pdf](https://www.usaid.gov/sites/default/files/documents/1869/FINAL_Electrify_Africa_Progress_Report_to_Congress.pdf)
89. Agence française de développement.
90. Initiative pour l'énergie renouvelable en Afrique.
91. Nous n'avons pas été en mesure de confirmer la mesure dans laquelle ces ressources ont été effectivement allouées.
92. PECG intervient dans tous les secteurs et, par conséquent, ne peut être pris en compte, en tant que tel, dans le seul contexte du secteur de l'énergie.
93. Le Complexe PEVP a informé IDEV qu'il a mis en place une structure affinée et que celle-ci sera bientôt intégrée officiellement dans l'organigramme de la Banque.

94. IDEV (2019), Note de synthèse : Évaluation indépendante de la mise en œuvre du Modèle de développement et de prestation de services de la BAD (<http://idev.afdb.org/fr/document/%C3%A9valuation-ind%C3%A9pendante-de-la-mise-en-%C5%93uvre-du-mod%C3%A8le-de-d%C3%A9veloppement-et-de-prestation-de>).
95. Les objectifs de la cuisson propre ont été augmentés considérablement, à deux reprises, pendant le processus de révision, à partir d'une base initiale prudente, suite aux commentaires selon lesquels l'objectif n'était pas adéquat ou ambitieux.
96. Il existe potentiellement un certain degré de lassitude dans les PMR en ce qui concerne les plans des différents organismes, par exemple les plans nationaux du Programme des énergies renouvelables (dans le contexte des Fonds d'investissement pour le climat), le Programme d'action SE4All/ Prospectus d'investissements, les Accords du Pacte énergétique du DFID, etc.
97. Sur la base de l'objectif de volume de prêts tel qu'il figure dans le Rapport sur la mise en œuvre du NDEA. Les taux de change utilisés pour la conversion sont les suivants : 1 [USD] = 0,71914 [UC] (nov. 2016) ; 1 [USD] = 0,72223 [UC] (nov. 2017) ; 1 [USD] = 0,70550 [UC] (nov. 2018) ; 1 [USD] = 0,71794 [UC] (juin 2019 et 2020).
98. L'IDA 18 couvre la période triennale allant de juillet 2017 à juin 2020, tandis que l'IDA 19 couvre la période triennale allant de juillet 2020 à juin 2023. Le document de la Banque mondiale sur les Directives relatives à l'énergie, publié en 2013, a également été examiné, mais son contenu a été remplacé essentiellement par la Stratégie énergétique de la Banque mondiale AFR IDA 18-19, beaucoup plus complète et récente.
99. Power Africa (2016), Feuille de route : Un guide pour atteindre 30 000 mégawatts et 60 millions de branchements.
100. Le terme « écosystème » fait référence à l'accent mis par l'étude de cas sur la collaboration de la BAD avec toutes les institutions et parties prenantes concernées dans le secteur de l'énergie d'un pays membre régional (PMR) donné.
101. BAD (2016), Stratégie du Groupe de la Banque pour le Nouveau Pacte pour l'énergie en Afrique 2016-2025 ([https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Generic-Documents/Bank\\_s\\_strategy\\_for\\_New\\_Energy\\_on\\_Energy\\_for\\_Africa\\_EN.pdf](https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Generic-Documents/Bank_s_strategy_for_New_Energy_on_Energy_for_Africa_EN.pdf)).
102. Par exemple, dans le portefeuille du secteur de l'énergie de la BAD jusqu'à fin 2015, ou dans les analyses de groupe d'IDEV (couvrant des domaines tels que les opérations d'appui aux réformes, les interconnexions et l'électrification rurale) ? Le NDEA est-il susceptible d'être efficace pour obtenir davantage de financement pour l'électrification rurale ou réduire le risque de dépassement de coûts (et, partant, d'accroître l'efficacité), des facteurs qui ont posé problème pour les projets antérieurs dans le secteur ?



IDEV

Évaluation indépendante du développement  
Banque africaine de développement





## À propos de cette évaluation

Ce rapport résume les conclusions et recommandations d'une évaluation indépendante du soutien apporté par le Groupe de la Banque africaine de développement au secteur de l'énergie pour la période 1999-2018, au cours de laquelle la Banque a consacré près de 18 milliards de dollars US à diverses interventions dans ses Pays membres régionaux (PMR). Le secteur, qui s'est classé troisième en termes de soutien de la Banque, a accumulé environ 19 % des engagements globaux de la Banque au cours de cette période. L'évaluation visait à aider la Banque à rendre compte de ses investissements et à tirer des enseignements de son expérience afin d'éclairer les orientations stratégiques et opérationnelles futures de l'aide de la Banque au secteur de l'énergie (par le biais du New Deal pour l'énergie en Afrique), et de contribuer à l'amélioration des performances du secteur dans ses PMR.

L'évaluation a révélé que, même si le soutien de la Banque au secteur de l'énergie était pertinent, il y avait des lacunes dans la planification sectorielle à long terme, l'évaluation des risques et l'allocation des ressources, entre autres. Le soutien de la Banque au secteur de l'énergie a été jugé efficace et durable; toutefois, des défis ont été relevés en matière de gouvernance sectorielle, de cadres réglementaires et d'abordabilité des services, en particulier pour les pauvres. L'évaluation a également révélé que le niveau actuel d'allocation des ressources de la Banque est insuffisant pour atteindre les objectifs fixés par la stratégie New Deal pour l'énergie en Afrique.

L'évaluation a conseillé à la Banque d'accroître son financement aux PMR et au secteur privé, d'accroître son soutien aux capacités des PMR pour formuler et de mettre en œuvre des politiques énergétiques globales et améliorer la gestion, la mesure et la production de rapports de son aide au secteur de l'énergie.



**IDEV**

Évaluation indépendante du développement  
Banque africaine de développement

Groupe de la Banque africaine de développement  
Avenue Joseph Anoma 01 BP 1387, Abidjan 01 Côte  
d'Ivoire  
Tél. : +225 20 26 28 41  
Courriel : idevhelpdesk@afdb.org

