

**Groupe AFD** : Nicolas Guichard, Christian de Gromard, Jérémie Gasc (équipe Énergie), Étienne Espagne (équipe Recherche)

**Nodalis** : Martin Buchsenschutz, Benoît Gars, Laetitia Labaute

OCTOBRE  
2022 | N° 10

# Production privée ou maîtrise d'ouvrage publique pour accélérer la réalisation des centrales solaires en Afrique?

De l'approche exclusive  
à la recherche de la  
meilleure combinaison

# Policy Paper



<b>1.</b>			
<b>Présentation générale des modes de développement publics et privés des projets de centrales solaires PV</b>	<b>p. 17</b>		
1.1 – Développer de manière optimale les moyens de production	p. 18	2.6 – Comparer l'impact des deux modes de développement sur le coût global du projet et sur les finances publiques	p. 24
1.2 – Comprendre les choix offerts aux États pour développer les centrales solaires PV	p. 18	2.7 – Un coût de revient fortement impacté par le coût de financement du projet	p. 25
<b>2.</b>		2.8 – Une analyse de soutenabilité budgétaire devant intégrer les engagements « conditionnels » pris par l'État	p. 26
<b>Comprendre les enjeux et les conséquences des modèles publics ou privés</b>	<b>p. 21</b>	2.9 – L'impact potentiel des projets sur le montant des subventions à verser à la société nationale d'électricité	p. 27
2.1 – Les fondamentaux communs : mise en concurrence et préparation des projets	p. 22	2.10 – Quels liens entre la capacité fiscale des pays et le mode de structuration des projets de centrales solaires ?	p. 28
2.2 – La capacité de la partie publique est un critère important de choix	p. 22	<b>Conclusion</b>	<b>p. 33</b>
2.3 – Des contraintes de différentes natures dans le calendrier de développement	p. 22	<b>Annexes</b>	<b>p. 35</b>
2.4 – Des coûts techniques relativement proches quel que soit le modèle retenu	p. 23	<b>Liste des sigles et abréviations</b>	<b>p. 43</b>
2.5 – Des coûts moyens de financement sensiblement plus élevés en IPP	p. 24		

**Mots clés :** Production indépendante d'électricité (IPP, *Independent Power Producer*), partenariat public-privé (PPP), maîtrise d'ouvrage publique (MOP), Afrique, centrale solaire photovoltaïque (PV), institution financière de développement (IFD), soutenabilité budgétaire, dette publique, consensus de Wall Street (WSC, *Wall Street Consensus*).

**Résumé :** L'Afrique, dont les capacités de production solaire photovoltaïque (PV) sont aujourd'hui faibles comparativement aux autres continents, alors que la ressource solaire y est abondante, connaîtra au cours des prochaines années un « changement d'échelle », c'est-à-dire une forte accélération du rythme de réalisation des centrales PV raccordées aux réseaux électriques, selon les projections établies par l'*International Renewable Energy Agency* (IRENA) et dans la perspective d'un alignement avec les trajectoires de l'Accord de Paris et des objectifs de développement durable (ODD).

Le secteur privé, qui a historiquement joué un rôle majeur dans le développement de la production d'énergie solaire, s'est imposé comme l'acteur privilégié de ces projets, à travers le modèle dit de la « production indépendante d'électricité » (IPP, *Independent Power Producer*).

Les secteurs électriques de nombreux pays africains ont toutefois des spécificités (forte croissance de la demande, réseaux de taille limitée en voie d'interconnexion, sociétés nationales fragiles, capacité contributive de leurs clients limitée) qui conduisent à interroger le modèle de développement reposant prioritairement sur le secteur privé pour la production, quand bien même celui-ci serait fortement soutenu par de nombreuses institutions financières de développement (IFD).

Dans ce contexte et pour accélérer la réalisation des centrales solaires PV nécessaires à la transition « bas-carbone » des pays africains, il paraît intéressant d'évaluer l'option de structuration en maîtrise d'ouvrage publique (MOP) en complément des structururations en IPP.

La simple analyse comparative des « coûts de revient » (en général plus élevés dans le cas des IPP du fait du poids du coût du capital) et du « niveau d'endettement public » (plus élevé dans le cas de la MOP) n'est pas suffisante pour orienter le choix de la partie publique vers l'un ou l'autre des modes de structuration. En effet, quel que soit le mode de développement, l'État et la société nationale d'électricité du pays concerné sont impactés financièrement par la prise d'engagements directs et/ou conditionnels. Ainsi, la stratégie de sécurisation (« *derisking* ») des investissements privés par la partie publique, conceptualisée sous le nom de « *Wall Street Consensus* » (WCS), mérite d'être questionnée en termes de soutenabilité à long terme. Par ailleurs, la partie publique planifie les besoins nationaux en énergie PV et doit disposer d'une bonne maîtrise de cette technologie pour renforcer sa capacité de programmation et son pouvoir de négociation. Ces arguments en faveur de la MOP sont néanmoins contrebalancés par le fait (i) que la partie publique n'a pas toujours la capacité de réaliser autant de projets en parallèle que le secteur privé, et (ii) que les fonds publics étant limités, la puissance publique doit arbitrer l'utilisation de la dette entre les différents secteurs, dont certains rencontrent plus de difficultés que le secteur électrique pour attirer la finance privée.

Le présent *Policy Paper* s'attache ainsi à montrer l'intérêt de jouer la complémentarité des modes de structuration IPP et MOP pour accélérer le développement de projets de centrales solaires PV en Afrique.

# Remerciements

Les résultats présentés dans ce papier s'appuient sur une étude commandée par l'AFD et réalisée par le cabinet d'études Nodalis, que nous remercions vivement pour la qualité du travail et des échanges. Les messages et propositions présentées n'engagent que les auteurs et ne représentent pas forcément la position institutionnelle du Groupe AFD.

Nous souhaitons remercier tous les contributeurs à cette étude, à la fois côté AFD et côté Proparco, pour la collecte des informations sur les projets analysés, comme pour les relectures attentives, qui ont permis au papier d'exister et de présenter une position intéressante sur le financement du solaire en Afrique.

Ce papier pourra peut-être sembler trop mesuré pour certains lecteurs, trop disruptif pour d'autres ; nous avons, dans tous les cas, essayé d'être le plus précis possible et espérons que les débats que pourraient soulever le papier permettront d'enrichir la compréhension collective et d'accélérer le développement « bas-carbone » et juste, si nécessaire sur le continent africain, et par-delà dans le monde.

---

## Faits saillants / Résumé exécutif

### **Le développement du solaire PV devrait s'accélérer en Afrique, « nouveau roi de l'électricité selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE) » (WEO, 2020).**

- Même si l'Asie, l'Amérique du Nord et l'Europe resteront les marchés dominants du solaire PV à l'horizon 2030 voire au-delà, la croissance devrait être la plus forte en Afrique selon les estimations de l'IRENA, avec 131 GW installés en 2030 (soit +1500 % entre 2018 et 2030, contre +140 % pour l'Europe et +560 % pour l'Asie), et une capacité totale qui pourrait atteindre 673 GW en 2050.
- Dans les faits, le développement du solaire demeure très lent en Afrique, et un changement d'échelle rapide est nécessaire pour s'aligner sur les trajectoires de l'Accord de Paris et des ODD. D'après le *Sustainable Development Scenario* (SDS) de l'AIE qui permet de limiter le réchauffement au-dessous de 2 °C et d'atteindre l'accès universel en 2030, les énergies renouvelables devraient représenter 79 % du mix électrique africain d'ici 2040 (contre 21 % en 2019)<sup>1</sup>, dont 31 % de solaire PV. Pour atteindre cet objectif, il serait nécessaire d'installer 17 GW par an de capacités solaires entre 2020 et 2040, alors que ces capacités solaires n'ont augmenté que de 1 GW entre 2018 et 2019<sup>2</sup>. Il convient donc de « changer d'échelle » en accélérant massivement ces investissements.
- Grâce à la baisse continue des coûts observés depuis une dizaine d'années, les centrales solaires PV s'imposent comme l'un des modes de production les plus compétitifs sur les réseaux électriques tout en restant parmi les moins émetteurs de gaz à effet de serre (GES)<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> *World Energy Outlook 2020*, Table A.2: Power sector overview, p. 341.

<sup>2</sup> *World Energy Outlook 2020*, Table A.3: Electricity and CO2 emissions – Africa, p. 373.

<sup>3</sup> La hausse récente des coûts des panneaux solaires, résultant d'un effet combiné de la crise sanitaire (rupture des chaînes d'approvisionnement) et de l'inflation liée à la crise ukrainienne, même si elle conduit à une hausse du coût de revient de l'électricité produite, ne devrait pas toutefois remettre en question la compétitivité du solaire par rapport au thermique.

**La planification des investissements du secteur de l'électricité par les autorités publiques reste incontournable, dans un contexte d'augmentation de la part des énergies intermittentes.**

- Les systèmes électriques africains connaissent tous une croissance forte de la demande et donc des besoins en infrastructures de production, de transport et de distribution qui, associée à la nécessité de construire un développement économique « bas-carbone », réclame de la part des autorités publiques une planification dynamique du secteur électrique.
- Il existe encore très peu de marchés de l'énergie sophistiqués avec vente sur un marché spot en Afrique, et plus généralement dans les pays en développement (PED), à travers lesquels des producteurs privés accepteraient de réaliser et de financer des unités de production en prenant un risque de commercialisation sur ce marché (c'est-à-dire sans contrat de long terme). Dans ce contexte, il revient donc encore à l'opérateur public de s'engager à acheter la totalité de l'électricité produite à travers des contrats d'achat d'électricité de long terme.
- Les modèles de contrat répandus jusqu'ici ne prévoient pas d'engagements de la part des producteurs en lien avec la gestion de l'intermittence, ni de facturation des services rendus par l'opérateur pour la gestion de l'intermittence (même si ceux-ci commencent à se développer avec les projets intégrant du stockage). L'opérateur public est seul responsable de la stabilité du réseau qui est impactée par l'intégration des énergies intermittentes.
- Alors même que beaucoup de projets solaires en Afrique ont été développés en IPP sur la base de négociations directes non planifiées, il s'agit donc pour la puissance publique de planifier de manière optimale les investissements, à travers une planification de moyen terme (15 ans) et une programmation pluriannuelle de court terme (5 ans) du secteur de l'électricité, lui permettant notamment de

déterminer et d'optimiser le volume global de projets solaires devant être développés.

**Le différentiel de coût de revient entre MOP et IPP s'explique principalement par les écarts entre les coûts de financement.**

- Les projets IPP sont pour l'essentiel développés, construits, exploités et détenus par le secteur privé, en mobilisant des financements privés. Cela étant, la dette à long terme des projets solaires développés en IPP en Afrique, qui représente en général les trois quarts du financement, est très souvent mobilisée auprès des institutions financières de développement (IFD), car, dans la plupart des pays africains, les banques commerciales ne sont pas en mesure pour l'instant de proposer des financements adaptés aux spécificités de ces projets.
- Les projets en MOP en Afrique sont souvent financés au moyen de dettes très concessionnelles mobilisées auprès des IFD à des taux très éloignés des conditions de marché. Cette spécificité s'explique par le niveau de développement limité de beaucoup de pays d'Afrique qui donne accès à ces ressources très concessionnelles. Néanmoins, ces ressources sont limitées et doivent être réparties de manière optimale entre tous les secteurs de l'économie, mais aussi au sein du secteur de l'électricité entre production, transport et distribution.
- Un point commun à ces deux modèles reste l'importance de la mise en concurrence d'opérateurs (IPP) ou de constructeurs (MOP), qui se révèle sans surprise nécessaire pour obtenir les tarifs ou les coûts les plus compétitifs.
- S'agissant des coûts d'investissement (EPC, *Engineering, Procurement and Construction*), les études de cas réalisées n'ont pas montré de différence significative entre MOP et IPP. Cela semble lié au fait que le recrutement de l'entreprise EPC est généralement réalisé dans le cadre de processus compétitifs structurés dans les deux cas.

- Du fait de son caractère très capitalistique (coûts d'investissement élevés, coûts d'exploitation faibles), le prix de revient de l'électricité solaire est fortement lié au coût du capital. Les coûts de financement font ainsi augmenter sensiblement le tarif de vente de l'énergie produite par une centrale PV structurée en IPP. C'est à la fois lié à la rémunération des fonds propres privés (taux de rendement interne [TRI] réel après impôt entre 10 et 15 %, 10 % étant un niveau atteint avec un fort niveau de concurrence) et au coût de la dette mobilisée par les sociétés de projet, plus élevé que celui des financements concessionnels auxquels peuvent avoir accès les États et, selon leur situation financière, les sociétés nationales publiques.
- Des simulations financières ont été réalisées pour un même projet de taille moyenne (30 MW, selon les deux modes de développement. En termes de coût moyen de l'énergie, le coût de revient réel est entre 28 et 46 % inférieur pour le scénario MOP par rapport au scénario IPP, selon les situations considérées. Cette comparaison est établie à titre d'illustration. Les coûts de la dette et du capital pouvant varier fortement d'un pays à l'autre.

**Il est nécessaire de considérer la capacité de financement des États pour dépasser le débat de principe sur le bien-fondé de l'endettement public pour le développement du solaire PV.**

- Il convient de **ne pas se tenir à une approche de principe** qui consisterait à soutenir qu'un projet solaire ne peut pas être développé en MOP pour la seule raison qu'il impacterait les finances publiques dans un contexte d'augmentation des niveaux d'endettement des PED.

- La structuration en MOP se traduit par un niveau d'engagements directs de l'État plus important que la structuration en IPP. Toutefois, la structuration en IPP représente ainsi un niveau d'engagement total qui doit prendre en compte à la fois les engagements directs et les engagements conditionnels de l'État, bien que ces derniers ne puissent pas être placés au même niveau que les engagements directs.
- Dans le processus de décision entre un mode de développement en MOP et un mode de développement en IPP, il faut considérer leur impact respectif sur les besoins en trésorerie de la société nationale acheteuse, ainsi qu'*in fine* sur le budget courant de l'État si la société nationale fait l'objet de mesures de soutien. Dans les simulations financières, en actualisant les flux de trésorerie consolidés des entités publiques à un taux de 6 %, on obtient un différentiel en faveur de la MOP allant de 22 à 39 % selon les hypothèses retenues<sup>4</sup>.
- Il convient également de rappeler que ces avantages économiques liés à la MOP en Afrique reposent sur la disponibilité de ressources très concessionnelles des IFD qui, étant par nature limitées, qui doivent aussi être utilisées pour les autres secteurs essentiels au développement. Dès lors, le recours à la MOP, s'il est avantageux à plusieurs titres, est aussi contraint par la disponibilité de ces ressources et par la capacité d'endettement des États.
- Enfin, le modèle de financement du développement par la finance privée avec l'apport de garanties fortes des pouvoirs publics, autrement conceptualisé comme consensus de Wall Street (WSC)<sup>5</sup>, mérite probablement d'être questionné en termes de soutenabilité de long terme.

---

<sup>4</sup> Cette comparaison est établie à titre d'illustration. Les coûts de la dette et du capital pouvant varier fortement d'un pays à l'autre.

<sup>5</sup> *The Wall Street Consensus*, Daniela Gabor (UWE Bristol), <https://osf.io/preprints/socarxiv/wab8m/>

**Les durées de développement sont à peu près les mêmes pour MOP et IPP, et le séquençage des étapes de développement favorise une meilleure captation de la baisse des prix du solaire PV en MOP.**

- Les études de cas ont montré que les calendriers de développement de projets solaires PV en MOP et en IPP présentaient souvent des décalages assez importants par rapport aux calendriers prévisionnels, sans révéler un avantage net à l'un ou l'autre des modèles. Il est néanmoins clair que l'un des points clés pour rester proche des calendriers cibles dans les deux cas est le niveau de priorité politique donné au programme ou au projet, à la fois par le gouvernement et les parties publiques en charge du secteur et par les IFD impliquées.
- Même en cas de mise en concurrence, le démarrage des travaux est plus proche de la date de signature du contrat dans une structuration en MOP, ce qui permet à la société publique de capter directement la baisse des coûts du PV. Cela est lié au fait que la période de mobilisation du financement est préalable à la signature d'un contrat EPC en MOP, alors qu'elle est postérieure à la signature d'un contrat d'achat d'énergie en IPP. Dans le cadre des appels d'offres IPP, il apparaît toutefois que les soumissionnaires tiennent compte des dates prévisionnelles de mise en service pour coter le montant des contrats EPC dans leurs offres, ce qui permet donc à la partie publique de capter au moins en partie la baisse du coût du PV.

**Il reste nécessaire que les pays montent en compétences sur cette « nouvelle » source d'énergie.**

- La technologie solaire PV et les contrats associés demandent une montée en compétences et un renforcement des autorités publiques, afin qu'elles aient tous les outils pour en accélérer le déploiement, et le fait de monter une opération en MOP permet un renforcement de leurs capacités techniques.

- Si la partie publique dispose d'une expérience avérée de réalisation de centrales PV en MOP, cela l'aide incontestablement à mieux préparer et superviser les futurs projets par des producteurs indépendants.
- Un point clé commun aux structurations en MOP ou en IPP est l'accompagnement et le développement des compétences d'acteurs privés nationaux pour que la réalisation de projets PV ne repose pas exclusivement sur des entreprises internationales.

**Fort de cette analyse, il est donc recommandé de combiner les deux types de structuration pour accélérer le développement du solaire en Afrique.**

- Si la production indépendante d'électricité permet d'atteindre une échelle de déploiement de l'énergie solaire plus importante tout en limitant les engagements directs de l'État, la MOP permet (i) de tirer profit de prix de revient plus compétitifs, (ii) de limiter les contraintes de trésorerie, et (iii) de renforcer les capacités de la société publique.
  - Ces différents éléments d'appréciation des modes de développement en MOP ou en IPP n'ont pas pour objectif d'aboutir à un choix exclusif entre l'un ou l'autre des modèles. Au sein d'un même programme de développement du solaire peuvent coexister des projets développés avec des producteurs indépendants et des projets développés par une société publique en MOP, notamment ceux de capacité petite à moyenne, moins attractifs pour le secteur privé.
  - Dans le cas d'un programme défini en cohérence avec la planification sectorielle visant au développement de plusieurs projets à un horizon relativement court (par exemple cinq ans), la cohabitation de projets développés en MOP et de projets développés en IPP peut ainsi permettre de déployer efficacement l'ensemble du programme.
-

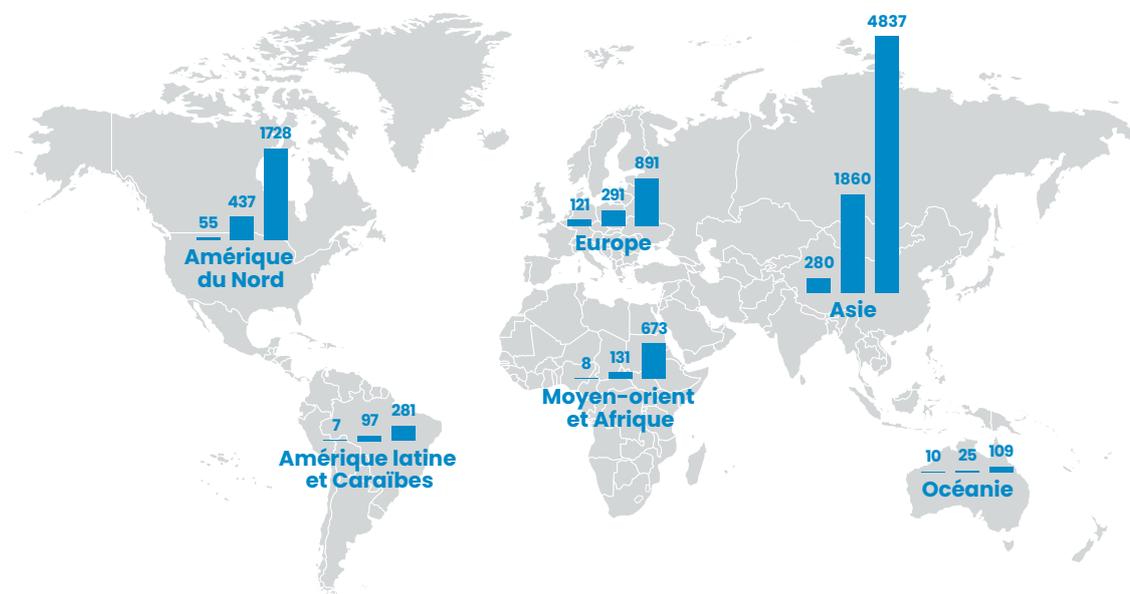
# Introduction

## Accélérer la réalisation des centrales solaires photovoltaïques (PV) en Afrique

En 2019, la capacité installée totale d'énergie solaire PV en Afrique s'élève à près de 7 500 MW, dont 80 % dans l'ensemble « Afrique du Sud – Égypte – Maroc – Algérie », et 20 % dans le reste de l'Afrique<sup>6</sup>. Avec environ 1,6 % de la capacité mondiale installée, l'Afrique reste donc en retrait par rapport aux autres continents.

Même si l'Asie, l'Amérique du Nord et l'Europe resteront les marchés dominants aux horizons de 2030 et de 2050, la croissance serait la plus forte en Afrique selon les estimations de l'IRENA, avec 131 GW installés en 2030 (+1500 % entre 2018 et 2030, contre +140 % pour l'Europe et +560 % pour l'Asie)<sup>7</sup>. La capacité installée totale pourrait alors atteindre 673 GW en 2050<sup>8</sup>.

Carte 1 – Capacités solaires PV installées et projetées (2018, 2019 et 2020)



Source : IRENA (2019).

6 IRENA (2020), *Renewable capacity statistics 2020*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

7 IRENA (2019), *Future of Solar Photovoltaic: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects* (A Global Energy Transformation: paper), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

8 *Ibid.*

Les pays d'Afrique ayant ouvert le segment de la production aux investisseurs privés, et ceux-ci étant fortement mobilisés depuis une dizaine d'années sur l'énergie solaire, une part significative des centrales PV de grande capacité a été réalisée selon le modèle du « producteur indépendant d'électricité » (IPP).

Toutefois, dans la plupart des pays d'Afrique, les secteurs de l'électricité présentent des fragilités de nature tant technique que financière, ce qui freine le développement de la production indépendante d'électricité tout comme la réalisation des investissements des opérateurs publics.

Dans ce contexte général, il est donc nécessaire de s'interroger sur la manière d'accélérer le rythme de réalisation des centrales solaires PV, en s'appuyant au mieux sur les différents modèles de développement de la production d'électricité.

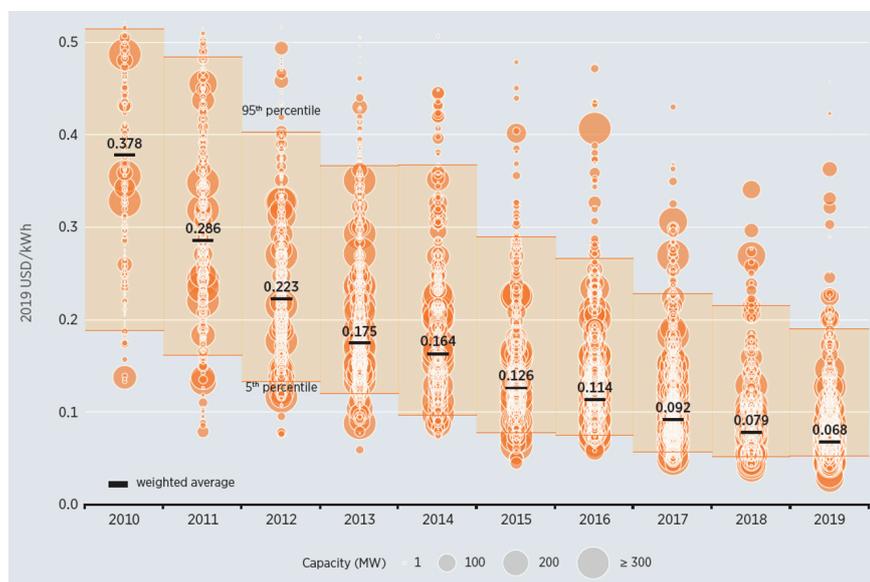
### **Questionner les modèles de développement public ou privé des centrales solaires PV dans les pays en développement (PED)**

Grâce à la baisse continue des coûts observée depuis une dizaine d'années, les centrales solaires PV sont devenues l'un des modes de production les plus compétitifs sur les réseaux électriques tout en restant parmi les moins émetteurs de GES<sup>9</sup>.

---

<sup>9</sup> La hausse récente des coûts des panneaux solaires, résultant d'un effet combiné de la crise engendrée par la pandémie de la COVID-19 (rupture des chaînes d'approvisionnement) et de l'inflation liée à la crise ukrainienne, même si elle conduit à une hausse du coût de revient de l'électricité produite, ne devrait pas cependant remettre en question la compétitivité du solaire par rapport au thermique.

Graphique 1 – Capacité installée et coût moyen de long terme pour les centrales solaires PV



Source : IRENA (2020)<sup>10</sup>.

Ainsi, la production d'énergie solaire devrait logiquement s'imposer comme un axe majeur des politiques de transition énergétique (TE) dans les PED, fortement soutenues (financièrement et techniquement) par les institutions financières internationales (IFI).

Par ailleurs depuis une quarantaine d'années, la production privée s'est développée dans le cadre de politiques de libéralisation du secteur de l'énergie progressivement appliquées dans le monde en général, et dans les PED en particulier, principalement sur le segment de la production.

À la fois cause et conséquence de ce mouvement de fond, les politiques publiques successives se sont attachées à réformer en profondeur les cadres juridiques et institutionnels nationaux et régionaux pour faciliter les projets de production privée d'électricité. Les IFI ont soutenu fortement ces réformes et diversifié parallèlement leurs outils d'intervention, notamment pour atténuer les risques de nature financière et commerciale pris par le secteur privé. Le secteur privé a ainsi joué un

<sup>10</sup> IRENA (2020), *Renewable power generation costs in 2019*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

rôle majeur dans le développement des centrales solaires PV raccordées au réseau, selon le schéma dit de « production indépendante d'électricité » (IPP).

Si l'on se replace dans le contexte des réformes sectorielles, aucun pays africain n'a mis en place un modèle à la fois dégroupé et totalement libéralisé du secteur de l'électricité. Beaucoup de pays sont dans une situation où la commercialisation est effectuée par un ou plusieurs opérateurs publics, en l'absence d'un marché permettant des conditions de libre concurrence entre les différents producteurs d'électricité. C'est le cas de la plupart des PED. C'est la raison pour laquelle le développement des projets de production d'électricité (centrales solaires PV incluses) par des opérateurs privés repose à l'heure actuelle presque exclusivement sur des contrats d'achat d'énergie de longue durée avec une société publique, ce qui pourrait d'ailleurs rigidifier le système pour franchir le cap du marché de gros (ESMAP, 2020)

Les objectifs de la nouvelle stratégie « Transition énergétique » (TE) de l'AFD cadrent clairement les éléments du débat, puisque celle-ci vise à « *accélérer la transition énergétique des PED vers des services énergétiques accessibles à tous, efficaces, résilients et décarbonés* ». Le choix du mode de structuration d'un projet solaire PV répond à des objectifs de rapidité de mise en œuvre et de performance de l'ouvrage sur le long terme, en assurant un véritable passage à l'échelle et en veillant à minimiser son impact sur l'équilibre financier du secteur et à maximiser ses bénéfices économiques pour le consommateur final et pour l'État.

Pour appréhender correctement la question du mode de structuration public ou privé, ou encore « hybride » public-privé d'un projet solaire, il convient de rappeler que le développement optimal d'un parc de production à l'échelle d'un système électrique national ne peut pas reposer sur les seules initiatives privées ou publiques. Pour choisir entre l'un ou l'autre des modèles, il est nécessaire de bien en comprendre les conséquences, qu'elles soient d'ordre juridique, institutionnel, financier, technique et organisationnel. Pour faciliter ce développement du PV par l'un ou l'autre des modèles, un cadre d'analyse à destination des décideurs publics a été proposé : celui-ci est brièvement présenté dans le cadre de cette note.



# 1. Présentation générale des modes de développement publics et privés des projets de centrales solaires PV

## 1.1 – Développer de manière optimale les moyens de production

Les systèmes électriques africains connaissent tous une croissance forte de la demande et donc des besoins en infrastructures de production, de transport et de distribution. Pour autant, même si la demande excède l'offre, il existe très peu de « marchés de l'énergie » à travers lesquels des producteurs privés accepteraient de réaliser et de financer des unités de production en prenant un risque de commercialisation sur ce marché. La norme de commercialisation reste le contrat d'achat d'électricité de long terme. Les modèles de contrat répandus jusqu'alors ne prévoient pas d'engagements de la part des producteurs en lien avec la gestion de l'intermittence, ni de facturation des services rendus par l'opérateur pour la gestion de l'intermittence, même si ceux-ci commencent à se développer avec les projets intégrant du stockage.

Dans ce contexte, il est nécessaire que les autorités publiques planifient de manière optimale les investissements nécessaires, à travers une programmation pluriannuelle du secteur de l'électricité, alignés avec les objectifs de l'Accord de Paris. Différents horizons de planification peuvent être adoptés : (i) une vision à très long terme (20 à 30 ans) du secteur de l'électricité (lettre de politique sectorielle), (ii) un plan de développement du système électrique à moindre coût et « bas-carbone » couvrant *a minima* la production et le transport à moyen ou long terme (10 à 20 ans), dont une partie peut être précisée dans un programme détaillé d'investissements à court terme (5 ans).

Dans la continuité de cette programmation pluriannuelle réalisée à l'échelle du secteur électrique, les autorités publiques doivent déterminer le volume global de projets solaires PV qu'il est envisagé de développer sur un horizon temporel à court terme (5 ans), ainsi que les capacités maximales injectables par sous-station. Le découpage du programme de centrales solaires PV en différents projets traduit la manière dont les capacités maximales peuvent être déployées projet par projet.

## 1.2 – Comprendre les choix offerts aux États pour développer les centrales solaires PV

Une fois les objectifs de croissance du PV déterminés, quels choix s'offrent aux États pour réaliser des centrales solaires PV raccordées au réseau (sous réserve des dispositions du cadre juridique national) ? Dans la grande majorité des pays du continent africain, l'État peut sélectionner des producteurs indépendants d'électricité privés, ou bien réaliser les centrales en MOP, souvent par l'intermédiaire de sociétés publiques.

Les projets de production indépendante d'électricité (IPP) sont pour l'essentiel développés, construits, exploités et détenus par le secteur privé et ont pour principe la mobilisation des financements privés<sup>11</sup>.

Dans les PED, la faisabilité et la compétitivité d'un projet de production indépendante dépend souvent des engagements importants que la partie publique doit être prête à prendre, au-delà du risque de marché (clause d'obligation d'achat du productible), sur les couvertures du risque commercial (garantie de l'État et/ou d'une institution financière en cas de défaut de paiement de l'acheteur), du risque de change et de convertibilité, ainsi que du risque politique.

Dans le cas du solaire PV, les coûts liés à l'investissement initial représentant environ entre 80 et 90 % du tarif (amortissement de l'investissement initial et frais financiers), ces contraintes liées au financement de l'investissement sont particulièrement critiques pour l'économie générale du projet.

Par ailleurs, en dehors de l'Afrique du Sud, le financement des projets développés en IPP en Afrique fait intervenir de manière limitée les banques commerciales. Ponctuellement et généralement sur des projets de taille importante, une part de financement en monnaie locale peut être prévue. Les banques commerciales sont également impliquées dans la mise en place de mécanismes de liquidité (compte séquestre, lettre de crédit). Leur intervention reste néanmoins marginale : les contraintes de liquidité en USD/EUR et réglementaires (limitation de maturité), qui pèsent sur les banques commer-

<sup>11</sup> Eberhard A., K. Gratwick, E. Morella and P. Antmann (2016), *Independent Power Projects in Sub-Saharan Africa: Lessons from Five Key Countries, Directions in Development – Energy and Mining*, World Bank, Washington, D.C.

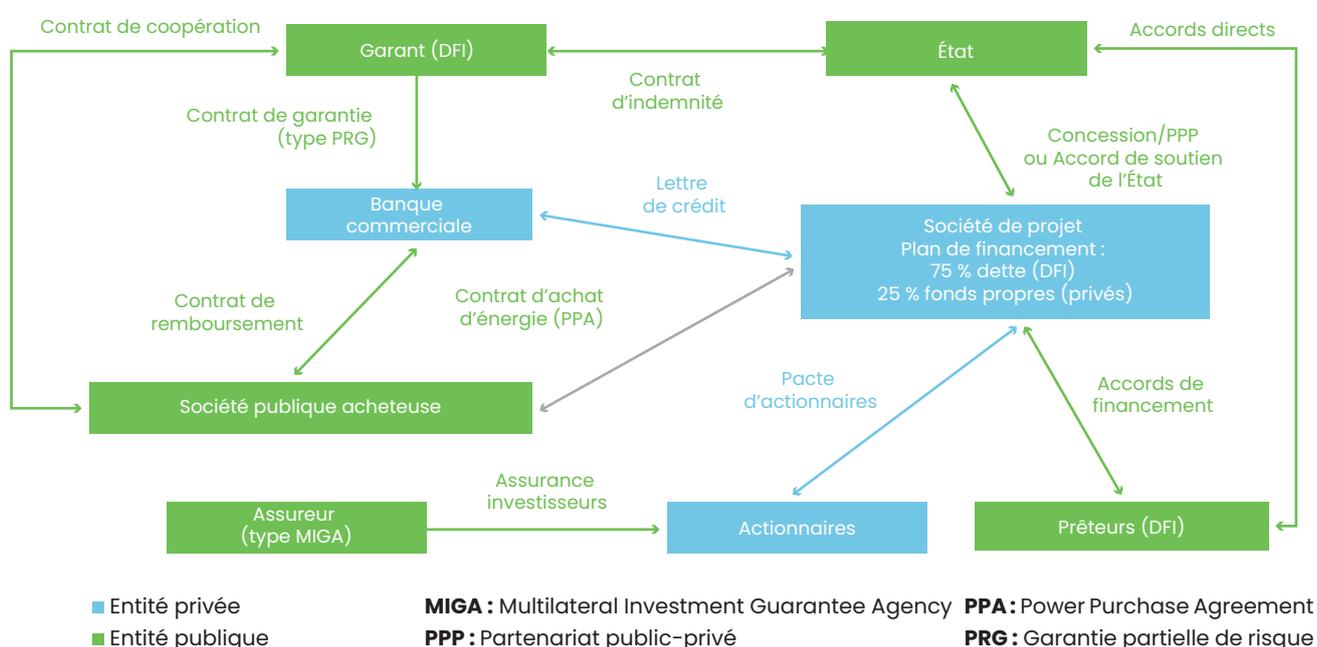
## Production privée ou maîtrise d'ouvrage publique pour accélérer la réalisation des centrales solaires en Afrique?

De l'approche exclusive à la recherche de la meilleure combinaison

ciales locales, ne leur permettent pas de proposer des maturités compatibles avec celles des contrats de concession et de vente. Une expertise restreinte en financement à recours limité et une faible appétence au risque des banques commerciales sont également des paramètres « impactants ».

La dette à long terme des projets de centrales solaires PV développés en IPP en Afrique est donc très souvent mobilisée auprès des institutions financières de développement (IFD), qui proposent des maturités plus longues, et ont une appétence au risque plus importante que celle des banques commerciales. Cette implication des IFD dans le financement de centrales solaires en mode IPP est illustrée dans le schéma 1.

Schéma 1 - Acteurs publics et privés caractéristiques d'un projet de centrale solaire en IPP en Afrique



Source : Nodalis

Pour les projets montés en maîtrise d'ouvrage publique (MOP), le niveau d'ingénierie contractuelle et financière est beaucoup plus simple : une entité publique (généralement la société nationale d'électricité en charge de la production) passe les marchés de conception/construction et – éventuellement – d'exploitation et de maintenance de la centrale. Dans le contexte africain, l'entité publique a souvent recours à des financements souverains à des conditions concession-

nelles (soit levés par l'État lui-même qui les lui rétrocède, soit levés directement en contrepartie d'une garantie souveraine). Si elle a la capacité de s'endetter, l'entité publique peut emprunter auprès des IFD sur une base non souveraine. Cela présuppose que l'État ou l'entité publique a la capacité de s'endetter et, en cas de dette souveraine, que l'État décide d'allouer cet endettement au segment de la production d'électricité.

Dans ce modèle, il est généralement retenu la passation d'un marché EPC (couvrant donc à la fois la conception et la construction) entre la société de production publique et un entrepreneur recruté par voie d'appel d'offres (AO) compétitif. Si cette passation de marché est bien préparée et suivie (souvent avec l'appui d'IFD), une question fondamentale porte sur la stratégie adoptée pour l'exploitation et la maintenance de la centrale une fois celle-ci mise en service. Il est couramment demandé à l'entrepreneur EPC de fournir un appui à l'exploitation-maintenance au démarrage de la période d'exploitation, mais les projets en MOP doivent faire l'objet d'une attention particulière concernant la stratégie de maintenance sur toute la période d'exploitation de la centrale.

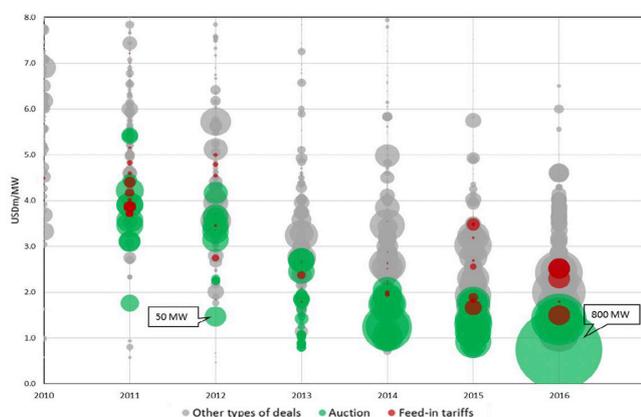
Il existe différentes manières d'« hybrider » ces modes de développement. On peut ainsi trouver des modèles hybrides de financement, dont une des illustrations est le modèle de MASEN (l'Agence pour l'énergie durable marocaine – *Moroccan Agency for Sustainable Energy*), qui mobilise des financements concessionnels pour ensuite les rétrocéder aux sociétés de projet développant des projets d'énergie renouvelable (EnR) innovants. Dans certains pays, une institution publique est associée à l'actionnariat de la société de projet (ce qui peut être, selon le cas, une exigence réglementaire ou une volonté des autorités publiques). Enfin, d'un point de vue plus technique, un projet peut être développé en partie en IPP (centrale solaire PV) et en partie en MOP (sécurisation et aménagement général du site, lignes de raccordement, etc.), sur le modèle des parcs solaires.

## 2. Comprendre les enjeux et les conséquences des modèles publics ou privés

## 2.1 – Les fondamentaux communs : mise en concurrence et préparation des projets

Premier point commun entre les deux modèles, la mise en concurrence d'opérateurs (IPP) ou de constructeurs (MOP) se révèle sans surprise nécessaire pour obtenir les tarifs ou les coûts les plus compétitifs, comme illustré par le graphique 2.

Graphique 2 - Coûts d'investissement de projets solaires en Afrique, selon le mode de sélection



Source : Dobrotkova Z. (2016), Price of Solar PV Electricity in Developing Countries, World Bank, Washington, D.C.

Ensuite, quel que soit le modèle choisi, une préparation minutieuse du ou des projets par la partie publique est nécessaire en amont de la sélection de l'opérateur ou du constructeur, ce qui engendre des coûts et la mobilisation d'une expertise appropriée : choix des points d'injection dans le réseau, modalités d'accès au foncier, impacts environnementaux et sociaux, impact réseau, choix du mode de sélection, évaluation de la faisabilité technique, économique et financière, etc.

Ces étapes de préparation de projet, liées à la démarche générale de programmation décrite dans les paragraphes précédents, sont parfois ignorées dans le cadre de projets IPP-PV faisant l'objet de négociations directes, ce qui peut être préjudiciable pour la bonne intégration des énergies intermittentes sur le réseau, mais aussi pour les délais et les coûts de développement du projet. Ces étapes de préparation de projet nécessitent des moyens souvent obtenus auprès d'IFI, qui se

montrent, de manière générale, intéressées pour accompagner les États et les sociétés nationales d'électricité dans la préparation de ces projets.

## 2.2 – La capacité de la partie publique est un critère important de choix

Les centrales solaires PV développées par la partie publique en MOP exigent une forte capacité technique en gestion de programmes et de projets, notamment pendant les phases de conception/construction/mise en service des ouvrages, sinon il sera difficile de mobiliser des fonds de la part des IFD, et les mises en service des centrales risquent ainsi de prendre du retard.

Les centrales solaires PV développées par des producteurs indépendants exigeront quant à elles de fortes capacités pour la préparation de la transaction visant à recruter l'opérateur privé, puis pour conduire les négociations ; elles demandent des compétences juridiques et financières spécifiques permettant d'atteindre le « *closing financier* » du projet. On constate d'ailleurs que la période entre la signature des contrats et le « *closing financier* » est la période critique pour beaucoup de projets développés en IPP.

Si la question des capacités des entités publiques dans l'un ou l'autre des modes de développement est pertinente, ce n'est néanmoins pas un élément rédhibitoire au moment du choix du mode de développement si un accompagnement adapté est mis en place auprès de ces entités. Par ailleurs, une partie publique disposant d'une expérience avérée de réalisation de centrales solaires PV en MOP, sera incontestablement plus à même de préparer et de suivre de manière satisfaisante les projets confiés à des producteurs indépendants.

## 2.3 – Des contraintes de différentes natures dans le calendrier de développement

Les études de cas menées dans le cadre de notre réflexion ont montré que le calendrier de développement de projets de centrales solaires PV en MOP et en IPP présentaient souvent des décalages assez importants par rapport aux calendriers

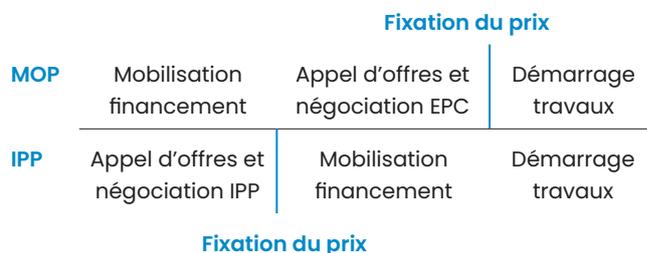
prévisionnels, et qu'un des points clés pour tenir les calendriers cibles est le niveau de priorité politique donné au programme ou au projet, à la fois par le gouvernement et les parties publiques intéressées, ainsi que par les bailleurs de fonds impliqués.

Dans le cas d'un projet en IPP, le cadre légal et réglementaire impacte par ailleurs significativement le déroulement du projet. Le cas du programme Scaling Solar au Sénégal est intéressant à cet égard : même dans le cas d'un programme préparé avec des moyens juridiques, techniques et financiers structurés, l'étendue et la variété des démarches à mener et des autorisations à obtenir<sup>12</sup> pour développer un projet IPP et le nombre important d'institutions nationales et, le cas échéant, régionales impliquées rendent difficile la tenue des objectifs de calendrier, même dans un pays ayant une expérience établie en matière de conduite de projets IPP.

Par ailleurs, les délais de livraison fixés dans les contrats d'achat d'énergie et dans les conventions de financement incitent fortement à tenir les délais de réalisation des travaux par les IPP : compter environ un an entre le démarrage des travaux et la mise en service, quand la seule phase de réception et de tests avant la mise en service de centrales MOP peut durer plusieurs mois. On peut donc considérer, de manière assez fiable, que le délai de réalisation une fois le contrat EPC signé est plus rapide dans une structuration IPP que dans une structuration en MOP.

Enfin, même en cas de mise en concurrence, le démarrage des travaux est plus proche de la date de signature du contrat dans une structuration en MOP par rapport à une structuration IPP. Ainsi, la fixation de prix se fera au plus proche du démarrage de la construction. Cela est lié au fait que la période de mobilisation du financement est antérieure à la signature d'un contrat EPC ou d'un contrat de travaux, alors qu'elle se situe postérieurement à la signature d'un contrat d'achat d'énergie dans le cas d'un projet IPP. Dans le cadre des AO IPP, il apparaît toutefois que les soumissionnaires tiennent compte des dates prévisionnelles de mise en service pour coter le montant des contrats EPC dans leurs offres, ce qui permet donc à la partie publique de capter en partie les variations de coût du solaire.

Schéma 2 – Positionnement temporel de la fixation du prix en fonction du mode de structuration



Source : Nodalis

## 2.4 – Des coûts techniques relativement proches quel que soit le modèle retenu

Il n'existe pas de base consolidée permettant d'apprécier la différence des coûts techniques constatés entre les modèles IPP et MOP. Cependant, s'agissant des coûts d'investissement (EPC), les études de cas réalisées n'ont pas montré de différence significative entre IPP et MOP. Cela semble lié au fait que le recrutement de l'entreprise EPC est réalisé – directement ou indirectement – dans le cadre d'un processus compétitif bien structuré, qu'il soit mené par un développeur privé ou par une autorité publique.

<sup>12</sup> Les montages envisagés peuvent en effet nécessiter des autorisations à ouvrir des comptes *offshore*, des engagements en termes de couverture du risque de transférabilité et de convertibilité ou de gestion du risque de change, de traitement fiscal etc.

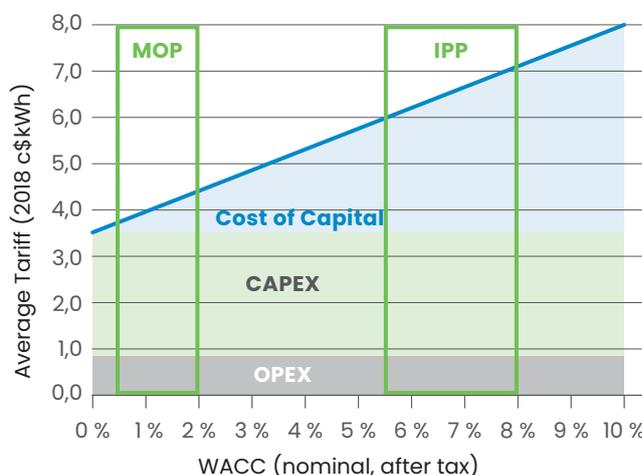
Autre question importante souvent posée : est-il constaté davantage de dépassements de coûts d'investissement dans les projets en MOP par rapport aux projets en IPP ? En l'absence de base de données consolidées permettant de comparer, on notera que les centrales solaires sont des infrastructures plutôt standardisées dont le coût dépend principalement des équipements, et que la structuration d'un contrat EPC « clés en main » est généralement relativement robuste pour se prémunir des dérives de coûts. Il n'en reste pas moins que le calendrier de construction du projet est souvent plus long pour l'option MOP une fois le contrat EPC signé, ce qui a un impact sur les coûts EPC.

## 2.5 – Des coûts moyens de financement sensiblement plus élevés en IPP

Les coûts de financement font, pour leur part, nettement augmenter le tarif d'un projet structuré en IPP. C'est lié à la fois (i) à la rémunération des fonds propres privés (TRI réel après impôt que l'on peut estimer entre 10 et 15 %, 10 % étant un niveau atteint en situation de mise en concurrence forte et structurée), et (ii) au coût plus élevé des dettes mobilisées par les sociétés de projet, en comparaison aux financements concessionnels auxquels peuvent avoir accès les États et, selon leur situation financière, les sociétés nationales publiques, et ce malgré la disponibilité de fonds concessionnels pour les projets privés également.

Le graphique 3, adapté d'une étude de faisabilité conduite pour l'AFD sur un projet en IPP, illustre par ailleurs le poids des coûts financiers dans les projets solaires IPP. Les zones « MOP » et « IPP » représentées dans le graphique identifient les fourchettes de coût moyen pondéré du capital pouvant être typiquement rencontrées pour des projets solaires en Afrique (voir les principales hypothèses figurant dans l'encadré 2 en annexe).

Graphique 3 – Tarif moyen réel et décomposition entre coût technique et coût financier



Source : Nodalis

## 2.6 – Comparer l'impact des deux modes de développement sur le coût global du projet et sur les finances publiques

La comparaison des deux modes de développement est particulièrement complexe car elle doit prendre des hypothèses de coûts et de performance en l'absence de base de données sur les projets réalisés, et générer des paramètres de comparaison pertinents pour la partie publique, afin d'éclairer son choix<sup>13</sup>.

Comme exposé précédemment, les projets de centrales solaires PV en Afrique sont fortement soutenus par les IFD, et ce quel que soit le mode de développement (IPP ou MOP).

Ainsi, les scénarios à comparer doivent tenir compte de ce soutien particulier qui consiste, en MOP, à faire supporter en prêt souverain rétrocédé à la société nationale d'électricité l'intégralité du coût du projet (centrale solaire PV et raccordement) et, en IPP, à accompagner la préparation du projet (études de faisabilité technique réalisées, foncier sécurisé), puis à apporter un « package financier »

<sup>13</sup> Pour un projet donné, l'analyse comparative des deux modes de développement (IPP vs MOP) est généralement exigée par la réglementation pour justifier le recours à un partenariat public-privé (PPP).

dans le dossier d'appel d'offres (DAO) afin de sécuriser le financement et de réduire les délais de clôture financière (ce « package financier » pouvant prendre la forme de termes et conditions de différents instruments financiers proposés par ces institutions)<sup>14</sup>.

Dans l'exercice de simulation effectué en guise d'illustration<sup>15</sup>, ces différents scénarios sont comparés à des situations dites « standard » dans lesquelles, en MOP, la société nationale d'électricité lève de la dette auprès d'une IFD tout en autofinanciant une partie – certes marginale – du projet (renchérissant les coûts de financement du projet) et, en IPP, où l'essentiel des coûts de développement et de préparation du projet sont supportés par le développeur privé, sans mise en concurrence structurée et sécurisée par un « package financier » intégré.

### 2.7 – Un coût de revient fortement impacté par le coût de financement du projet

Un des principaux points de différenciation entre un schéma en MOP et un développement en IPP est le coût de revient de l'électricité. Ces différences peuvent provenir de deux sources : un écart entre les coûts techniques générés dans l'un ou l'autre des modèles et des écarts sur les coûts financiers.

En combinant l'impact des hypothèses techniques et financières retenues, on obtient les résultats des scénarios de comparaison présentés dans la figure suivante. En termes de coût moyen de l'énergie (incluant l'énergie de substitution liée au retard de mise en service pour le scénario en MOP), le coût de revient réel est entre 29 % (1<sup>re</sup> comparaison) et 45 % (2<sup>nd</sup>e comparaison) inférieur pour le scénario MOP par rapport au scénario IPP<sup>16</sup>.

Tableau 1 – Comparaisons des coûts de revient moyen en fonction du mode de structuration

Scénario	1 <sup>RE</sup> COMPARAISON (ÉCART MINIMAL)		2 <sup>NDE</sup> COMPARAISON (ÉCART MAXIMAL)	
	MOP standard	IPP avec appui intégré IFD	MOP avec appui intégré IFD	IPP standard
Coût de revient moyen (cEUR/kWh)	3,7	5,2	3,5	6,4

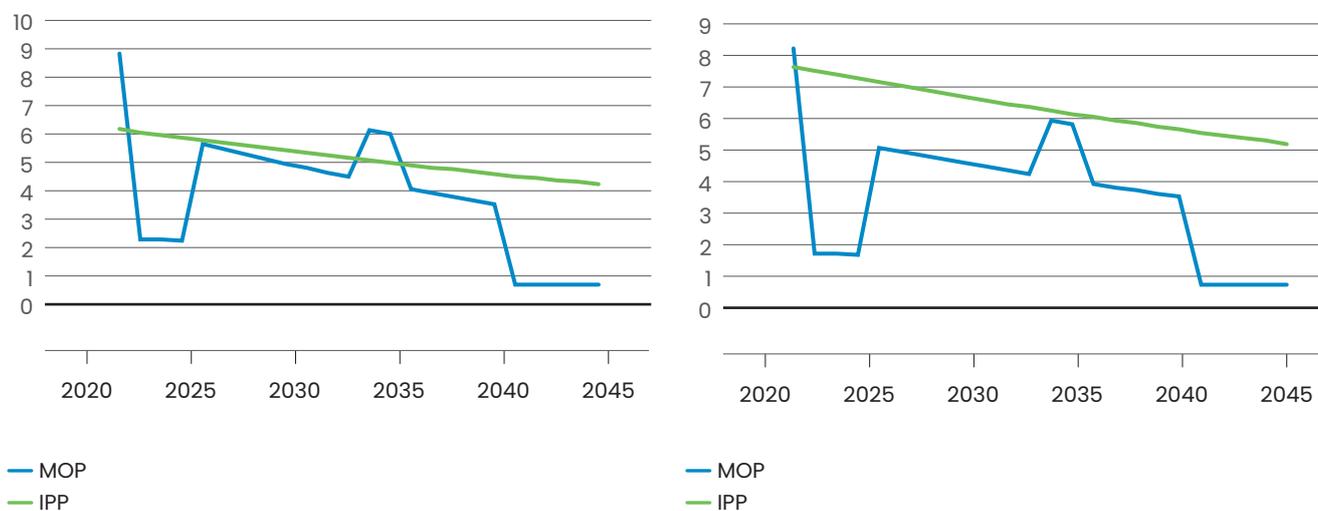
Source : Nodalis

14 Voir l'encadré 2 (annexe) pour les hypothèses plus détaillées des scénarios considérés.

15 Dans le fil prochain de notre discours, nous proposerons une discussion sur l'impact financier et budgétaire des modes de développement en MOP et en IPP. Dans le but de pouvoir donner des éléments de cadrage chiffré, deux exercices de comparaison pour le développement d'une centrale de 30 MW ont été retenus dans le cadre du rapport servant de support au document, dont les principales hypothèses sont présentées dans l'encadré 1 (annexe).

16 La variabilité du coût de revient en MOP est liée à la prise en compte (i) de surcoûts relatifs à l'achat d'énergie de substitution la première année, (ii) de la période de grâce sur le principal de la dette, et (iii) des coûts de renouvellement des onduleurs au milieu de la durée de vie des panneaux solaires.

Graphique 4 - Coût de l'énergie pour la 1<sup>re</sup> comparaison (à gauche) et pour la 2<sup>de</sup> comparaison (à droite)



Source : Nodalys

Il convient de noter qu'un point essentiel pour établir ces gains en termes de coût de revient est la mise en place par l'exploitant public de la centrale solaire d'une stratégie de maintenance permettant d'atteindre un niveau de performance comparable à celui d'un opérateur privé. C'est la raison pour laquelle nous avons pris l'hypothèse que les coûts d'exploitation (OPEX) n'étaient pas réduits pour une structuration en MOP, ce qui permet d'envisager l'externalisation de l'exploitation et de la maintenance de la centrale (au moins au début de la période d'exploitation). Ce point est tout à fait fondamental et doit être anticipé pour tout développement envisagé en MOP<sup>17</sup>.

### 2.8 – Une analyse de soutenabilité budgétaire devant intégrer les engagements « conditionnels » pris par l'État

L'étude de la soutenabilité budgétaire d'un projet d'investissement vise à déterminer l'impact sur les engagements de l'État des différents contrats ou conventions conclus avec des opérateurs privés pour

le développement du projet. Dans ces engagements, on distingue en général les engagements « directs », correspondant à des apports financiers fermes de l'État prévus pour le développement du projet et les engagements « conditionnels » correspondant à des apports financiers dépendant de la réalisation de certaines circonstances ou événements.

Les engagements « directs » de l'État ou de la société nationale d'électricité dans une structuration en IPP sont en général assez limités : les coûts liés à la préparation du projet représentent des dépenses pendant la période de développement du projet (coûts de transaction, recrutement de conseils, etc.) ; une subvention d'investissement peut parfois être prévue dans des cas très spécifiques et de plus en plus rares, pour couvrir les coûts de raccordement par exemple.

Les engagements de l'État sont donc principalement « conditionnels » et peuvent être par exemple liés à la garantie des paiements de l'acheteur ou aux indemnités de résiliation du contrat conclu avec le producteur indépendant. Certains de ces engagements « conditionnels » peuvent être comptabilisés dans le bilan de l'État alors que les autres doivent faire l'objet d'un *reporting* extra-comptable selon les recommandations du Fonds monétaire international (FMI).

<sup>17</sup> La pratique pour les projets en MOP est un contrat O&M (exploitation et maintenance) pour une durée de deux à cinq ans maximum et non pour toute la durée du projet. Nous ne disposons pas d'assez de recul pour comparer sur des périodes longues la qualité de l'exploitation et les performances opérationnelles.

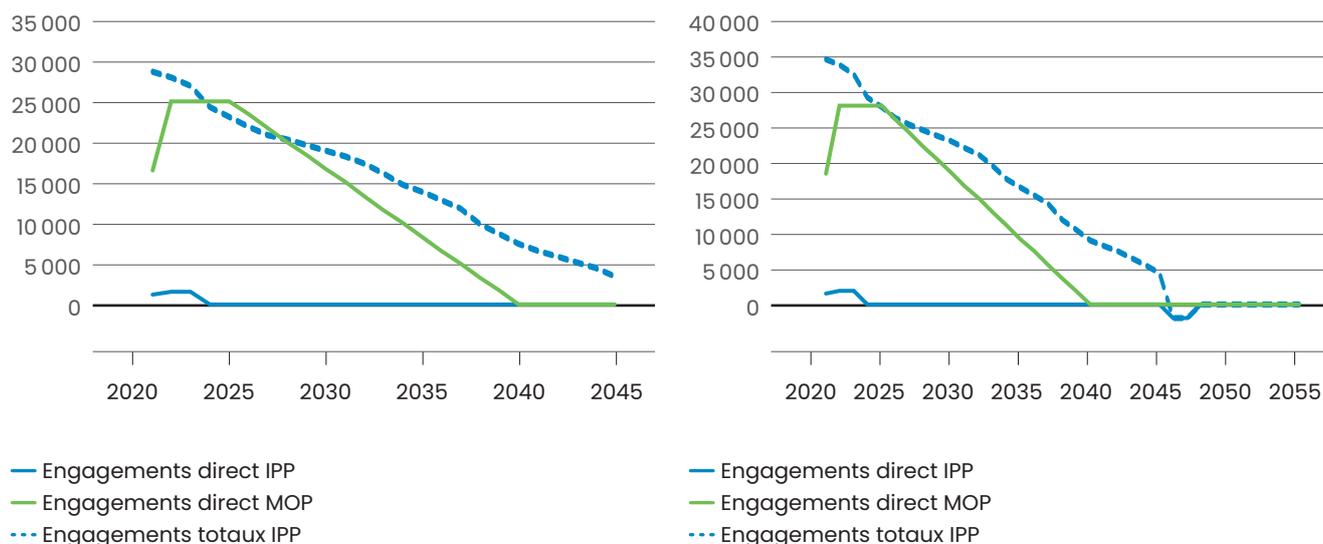
## Production privée ou maîtrise d'ouvrage publique pour accélérer la réalisation des centrales solaires en Afrique?

De l'approche exclusive à la recherche de la meilleure combinaison

On constate donc que la structuration en MOP se traduit par un niveau d'engagements « directs » plus important que la structuration en IPP. On peut également noter que, même si les engagements « conditionnels » ne peuvent pas être mis sur le même plan que les engagements « directs »

et, par conséquent, ne pèsent pas de la même manière sur la dette publique, la structuration en IPP représente un niveau d'engagements total supérieur en considérant à la fois les engagements « directs » et les engagements « conditionnels ».

Graphique 5 - Impact sur les engagements de l'État pour la 1<sup>re</sup> comparaison (à gauche) et pour la 2<sup>de</sup> comparaison (à droite)



Source : Nodalis

### 2.9 – L'impact potentiel des projets sur le montant des subventions à verser à la société nationale d'électricité

Les sociétés nationales d'électricité jouent un rôle central puisqu'elles sont soit acheteuses de l'énergie produite (modèle IPP), soit emprunteuses (MOP) et, dans tous les cas, assurent le transport et la distribution. Les deux modèles de développement impactent donc directement leur situation financière.

Or l'approche classique de la soutenabilité budgétaire ne prend pas nécessairement bien en compte le cas spécifique des sociétés nationales d'électricité en Afrique. En effet, ces sociétés présentent souvent des déséquilibres chroniques d'exploitation, qui sont compensés par des subven-

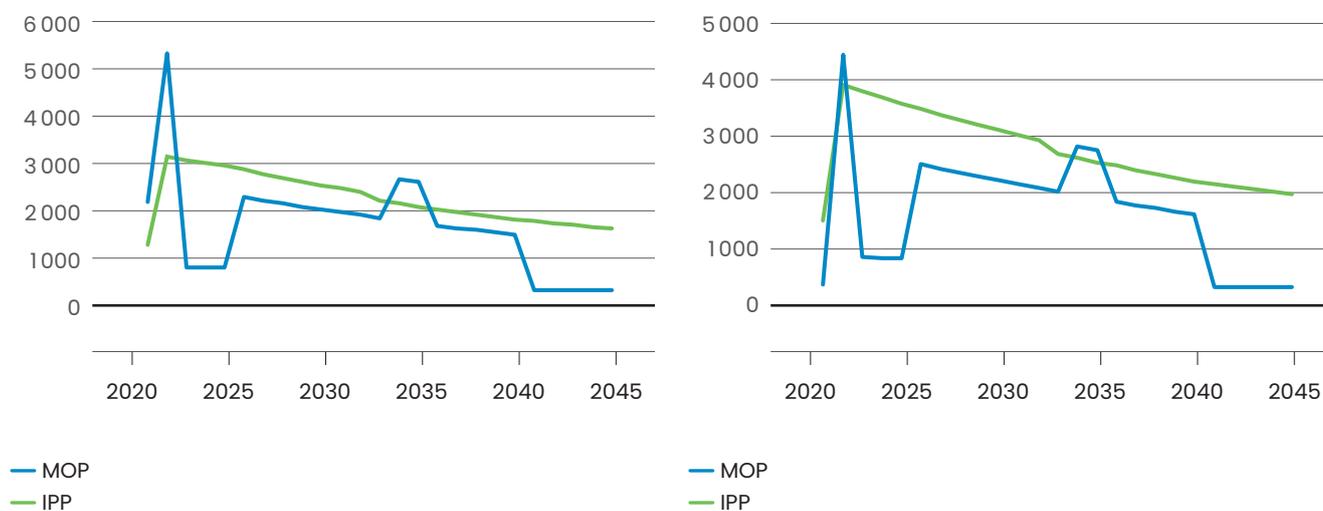
tions directes ou indirectes de l'État : les dépenses courantes des sociétés nationales d'électricité sont donc en partie financées par le contribuable.

Ainsi, dans le processus de décision entre un mode de développement en MOP et un mode de développement en IPP, il faut considérer leur impact respectif sur les besoins en trésorerie de la société nationale d'électricité, ainsi qu'*in fine* sur le budget courant de l'État si la société nationale fait l'objet de mesures de soutien au moyen de subventions d'exploitation par exemple.

Les résultats des exercices de comparaison indiqués dans le graphique 6 permettent ainsi d'illustrer la somme des coûts pour la société publique et l'État, nets des revenus liés au projet<sup>18</sup>. En actualisant ces flux à un taux de 6 %, on obtient une différence en faveur de la MOP, allant de 22 % pour la première comparaison à 39 % pour la seconde comparaison.

18 Par exemple, les revenus fiscaux pour un projet en IPP ou les dividendes perçus dans le cas d'un projet en MOP avec un apport en capital public.

Graphique 6 - Coûts nets pour la société publique et l'État pour la 1<sup>re</sup> comparaison (à gauche) et pour la 2<sup>de</sup> comparaison (à droite)



Source : Nodalis

On note que le principal impact négatif de la MOP réside dans le coût de l'énergie de substitution si la centrale solaire est livrée plus tard que dans un scénario IPP. Sinon, seuls les renouvellements peuvent ponctuellement donner un avantage à une structuration en IPP. Si la différence de coût ne peut pas être portée directement par la société nationale d'électricité (et donc *in fine* par le tarif de l'électricité), alors c'est l'État qui l'assumera *via* des subventions accordées à la société publique, ce qui n'est généralement pas pris en compte dans les études de soutenabilité budgétaire. La structuration en IPP pèsera alors davantage sur le budget courant de l'État que la structuration en MOP, indépendamment de l'impact de cette structuration sur la capacité d'endettement de l'État pour financer des investissements.

### 2.10 – Quels liens entre la capacité fiscale des pays et le mode de structuration des projets de centrales solaires ?

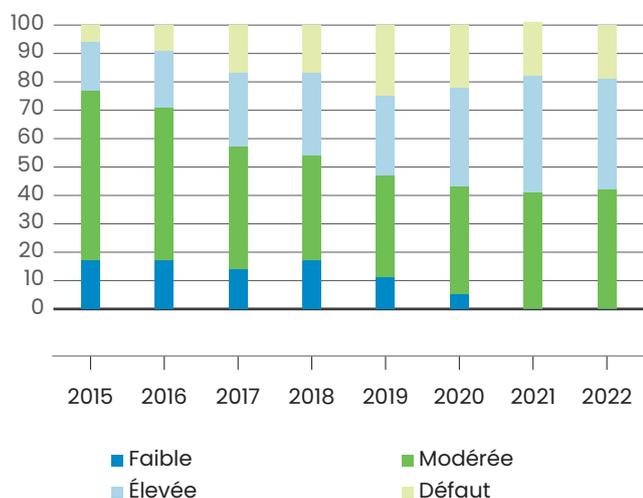
À un niveau macroéconomique, la capacité de financement des pays dans un calendrier contraint par l'urgence de la transition énergétique oriente fortement les débats entre l'investissement public et la mobilisation de capitaux privés.

D'après les données du FMI, la part des pays d'Afrique subsaharienne en niveau de risque pour l'*External Debt Distress* (surendettement extérieur) supérieur ou égal à « élevé » serait passée de 23 % en 2015 à 58 % en 2022 (voir graphique 7). Par ailleurs, la capacité fiscale des États varie fortement en fonction des niveaux de développement, celle-ci pouvant aller de 18 % du PIB pour les pays les moins développés jusqu'à plus de 50 % pour certains pays développés. Un investissement public reposant sur des ressources budgétaires serait ainsi immédiatement contraint par le niveau d'endettement déjà élevé pour beaucoup de pays en développement et leur faible capacité fiscale. Dans un tel cadre, les stratégies d'investissement public massif pour la transition énergétique se heurteraient à des barrières à brève échéance sans accroissement des capacités fiscales.

## Production privée ou maîtrise d'ouvrage publique pour accélérer la réalisation des centrales solaires en Afrique?

De l'approche exclusive à la recherche de la meilleure combinaison

Graphique 7 - Analyse de la viabilité de la dette en Afrique subsaharienne (en pourcentage)



Source : FMI

S'appuyant sur ces arguments, il est couramment proposé comme principale solution pour la transition énergétique des PED la réorientation de flux d'investissements privés.

Ainsi, les banques de développement auraient de manière générale un rôle à jouer davantage dans l'alignement des flux financiers privés avec les objectifs de l'Accord de Paris ou les ODD que dans la promotion d'investissements publics souverains dans les infrastructures. Avec les initiatives de *blended finance*<sup>19</sup>, il s'agit rien moins que de répliquer pour les PED et les pays émergents la construction d'un *shadow banking*<sup>20</sup>, requalifié ici en financement ESG (*Environmental, Social and Governance*). C'est en cela le point d'aboutissement de trois dynamiques distinctes d'après Daniela Gabor<sup>21</sup>.

D'un côté, de nombreuses initiatives, sous la houlette du FMI, ont soutenu la formation de marchés financiers locaux dans les PED et les pays émergents, avec notamment le développement de marchés d'obligations en monnaie locale. De l'autre côté, l'initiative de la Banque mondiale de maximiser

la finance pour le développement a impulsé la création de titres financiers homogènes correspondant aux différents ODD, notamment dans le domaine des infrastructures. Cette réorientation des flux financiers permet aussi une uniformisation des projets de développement, qui répond à la standardisation attendue par les investisseurs financiers, facilitant ainsi les transactions.

*In fine*, le souhait des régulateurs de voir se transformer le *shadow banking* en une forme de finance de marché résiliente peut se réaliser, du moins en apparence, par la convergence des deux initiatives précédentes. Les PED et les pays émergents posent néanmoins des risques supplémentaires aux investisseurs par rapport aux pays développés, risques face auxquels les banques de développement vont voir se dessiner pour elles-mêmes un nouveau rôle. L'objectif fixé devient alors de mettre en place les conditions permettant aux investissements de devenir des sources stables et fiables de revenus pour les investisseurs internationaux.

Concrètement, les États ont alors pour rôle la mise en place d'un cadre permettant à ces investissements de présenter un profil de risque acceptable pour les investisseurs et les prêteurs : au-delà de réformes structurelles pouvant s'avérer nécessaires, l'État met en place une structure contractuelle (par exemple un PPP) permettant d'apporter du confort face aux multiples risques perçus par les investisseurs (risque politique, risque de change, risque de demande, etc.). Pour leur part, les IFD sont invitées à contribuer à dé-risquer les projets en prenant en charge les risques que les États ne peuvent pas couvrir d'une manière satisfaisante *via* des instruments d'assurance ou de garantie, créant *de facto* des projets à l'ingénierie financière toujours plus complexe. Comme vu dans les parties précédentes, ce partage de risque peut avoir des conséquences pour les finances publiques, qui peuvent être mobilisées en cas de matérialisation d'un de ces risques.

Jusqu'à la pandémie de la COVID-19, cette stratégie de développement durable fondée sur l'utilisation conjointe de mécanismes de marchés, de nomenclatures ESG signalant une orientation vertueuse des investissements, et de garanties apportées par la

19 Appelée en français « finance publique-privée » ou encore « finance mixte ».

20 Le *shadow banking*, littéralement « banque de l'ombre », ou système bancaire « parallèle », désigne des entités ou des activités qui participent au financement de l'économie, mais agissent en dehors du système bancaire traditionnel.

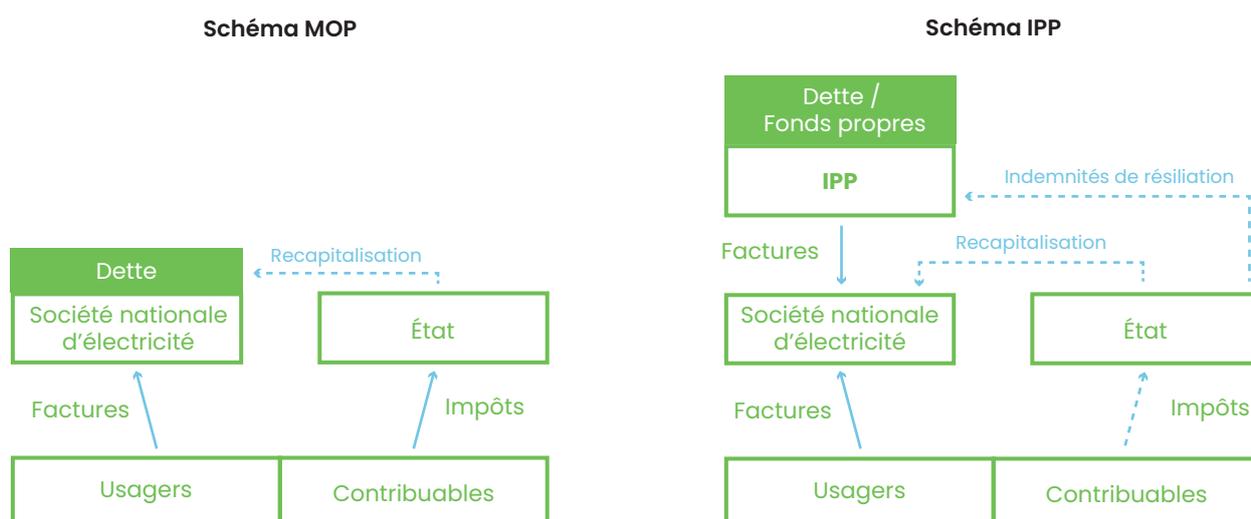
21 Gabor D. (2020), *The Wall Street Consensus*.

puissance publique et notamment par les banques de développement pour limiter les risques additionnels pris par le secteur privé, semblait devoir prédominer. Les déclarations publiques pour une relance verte, combinées aux difficultés des finances publiques des PED et aux mesures d'urgence prises par les banques centrales pour garantir la liquidité, semblaient temporairement garantir un espace à ces stratégies. Mais le resserrement monétaire récent des banques centrales des pays développés pourrait bien fragiliser considérablement ce modèle, accroissant encore les fragilités financières dans les PED. Dans cette perspective, la MOP peut être vue comme une opportunité de définir et de calibrer les projets d'investissement pour répondre de manière plus fine aux besoins du pays. On peut par exemple penser à la question de la taille minimale d'un projet solaire PV « bancable » pour un mode de développement en IPP (sans « packaging » avec d'autres projets similaires). Les bailleurs de fonds internationaux interviennent alors davantage en financeurs directs des projets, et non en dé-risqueurs des actifs financiers générés par des PPP. C'est le modèle de banque publique développementaliste dans un cadre de *Green New Deal*<sup>22</sup> (« Nouvelle donne verte » ou « Pacte vert »). Ainsi au niveau européen par exemple, le *Green Deal* européen lancé en septembre 2019 par Ursula von der

Leyen, la présidente de la Commission européenne, prévoit explicitement de revoir les règles concernant les aides publiques et de donner un rôle primordial aux banques publiques européennes et nationales. La Banque européenne d'investissement (BEI) s'affiche comme « la banque du climat » et projette de débloquer jusqu'à 1000 Mds EUR d'investissements dans l'action pour le climat et le développement durable au cours de la prochaine décennie. Les banques publiques de développement (BPD) ont ici le rôle de créer de nouveaux marchés et de faire émerger de nouveaux paradigmes techno-économiques.

Par ailleurs, on peut souligner que, quel que soit leur mode de développement, les projets d'énergie renouvelable sont toujours pris en charge en dernier ressort par les usagers de la société nationale d'électricité acheteuse de l'énergie produite à travers les factures d'électricité, et non par les ressources fiscales des États. Ainsi, ces projets n'engendrent pas de contraintes majeures pour les finances publiques dans le cas où la société nationale d'électricité est solvable (schéma 3), et notamment ne font appel à aucun engagement direct de la part de l'État que ce soit en MOP ou en IPP.

Schéma 3 – Illustration de l'impact du projet sur les finances publiques – cas d'une société publique solvable



Source : Nodalis

22 UNCTAD (2019), *Trade and development report 2019: Financing a global green new deal*.

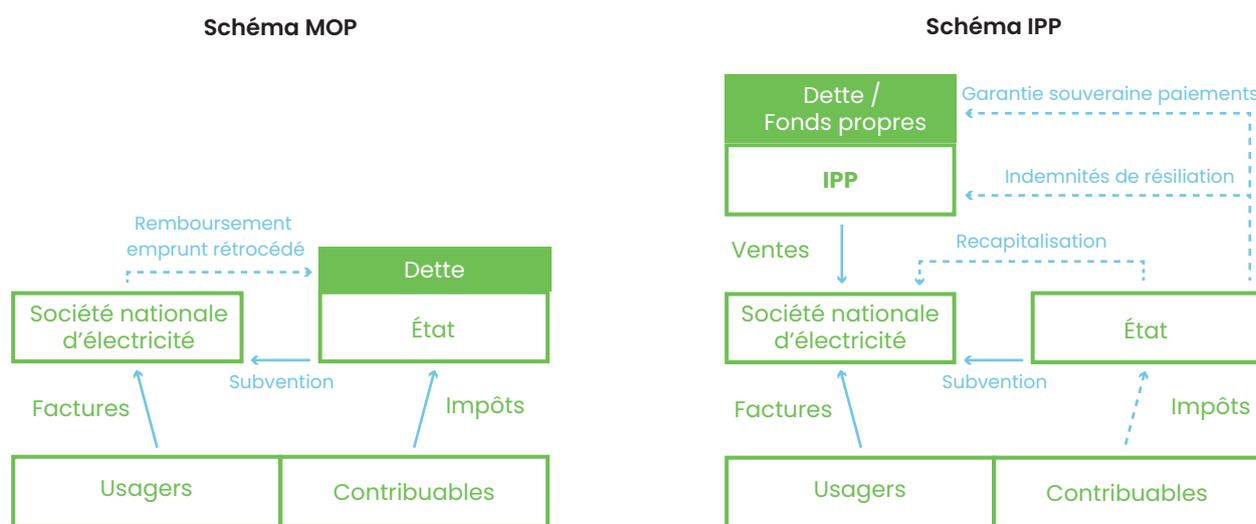
## Production privée ou maîtrise d'ouvrage publique pour accélérer la réalisation des centrales solaires en Afrique?

De l'approche exclusive à la recherche de la meilleure combinaison

Mais, comme déjà signalé précédemment, bon nombre de sociétés nationales d'électricité ne sont pas en mesure de lever de la dette et bénéficient de subventions d'exploitation de la part de l'État. Dans ce cas (schéma 4), plus les coûts moyens d'approvisionnement en énergie sont élevés, plus le montant des subventions à verser s'avère important, ce qui impacte la part de dépenses courantes de l'État à consacrer au secteur de l'électricité. C'est à ce niveau qu'intervient la question de la capacité de financement public, et surtout sa forme comptable, lorsque l'État doit emprunter pour financer le projet et rétrocéder dans la foulée le prêt ainsi contracté à la société nationale d'électricité (MOP), ou bien octroyer davantage de subventions directes voire recapitaliser, en plus d'apporter une garantie souveraine qui ne se réalise qu'en cas de matérialisation d'un risque (IPP).

La question des subventions versées au secteur de l'énergie en général, et aux sociétés nationales d'électricité en particulier, est toutefois à analyser dans sa globalité : l'ajout de capacités solaires conduit dans la quasi-totalité des cas à une baisse du LCOE – *Levelized Cost Of Energy* (IPP ou MOP) compte tenu de la compétitivité du solaire, même si la baisse est moindre avec un IPP (les derniers AO en Afrique ont toutefois permis d'atteindre des niveaux tarifaires très bas). Le « gain » de subvention au regard des arbitrages à effectuer en termes d'allocation de l'endettement et de la ressource publique et l'éventuel effet d'éviction induit sur d'autres secteurs ou segments du secteur électrique doivent à ce titre être analysés au cas par cas.

Schéma 4 - Illustration de l'impact du projet sur les finances publiques – cas d'une société publique subventionnée par l'État



Source : Nodalis

Il convient donc de ne pas s'en tenir à une approche de principe qui consisterait à soutenir qu'un projet de centrale solaire PV ne peut pas être développé en MOP pour la seule raison qu'il impacterait les finances publiques dans un contexte d'augmentation des niveaux d'endettement des PED. En effet, une approche basée uniquement sur l'investissement privé crée des engagements conditionnels pour l'État qui ne sont pas toujours bien identifiés et peut conduire à définir et à dimensionner les projets afin qu'ils représentent de bons instruments

financiers. Les différentes analyses quantitatives présentées dans le présent papier permettent de tenir compte de l'impact du mode de développement d'un projet ou d'un programme (i) sur le coût moyen de production de l'électricité, (ii) sur la soutenabilité budgétaire, et (iii) sur la trésorerie de la société nationale d'électricité.



# Conclusion

## **Choisir le modèle de développement des centrales solaires PV le plus approprié et diversifier**

Ces différents éléments d'appréciation à prendre en compte pour comparer les modes de développement en MOP ou en IPP n'ont pas pour objectif d'aboutir à un choix exclusif entre l'un ou l'autre des modèles. Au sein d'un même programme solaire peuvent en effet coexister des projets développés avec des producteurs indépendants (IPP) et des projets développés par une société publique en MOP.

Un programme national reposant exclusivement sur de la MOP pourrait être compliqué s'il exige des ressources humaines et financières indisponibles ou trop difficiles à mobiliser, pour préparer les DAO, suivre la conception et la construction, puis l'exploitation et la maintenance des centrales solaires. De manière générale, les financements publics concessionnels sont limités et les dons sont orientés en priorité vers les secteurs sociaux de base, notamment ceux de la santé et de l'éducation. De plus, les limites d'endettement de la société publique et/ou de l'État sont à prendre en compte pour bien dimensionner le volume de projets pouvant être développés en MOP.

A contrario, une orientation exclusive vers un développement en IPP pèserait sur les coûts d'approvisionnement de la société publique d'électricité et impliquerait des contraintes importantes pour la gestion des flux d'énergie tant que les contrats sont conclus avec des clauses de « *Take or Pay* »<sup>23</sup> (ce qui reste la pratique dominante s'agissant d'énergie intermittente). Par ailleurs, le développement d'une connaissance fine des aspects techniques liés à la construction et à l'exploitation d'une centrale solaire par la société acheteuse n'est atteignable que si cette dernière a pu acquérir au moins une expérience en MOP.

---

<sup>23</sup> Obligation faite à l'acheteur de payer pour la totalité (ou la quasi-totalité) du productible de la centrale, que l'énergie soit effectivement enlevée ou non. Il convient de remarquer que, pour un projet en MOP, la société emprunteuse s'engage à rembourser le prêt contracté, et ce que la centrale produise ou non.

Dans le cas d'un programme de déploiement du solaire permettant d'envisager le développement de plusieurs projets à un horizon temporel relativement court (par exemple cinq ans), la cohabitation de projets développés en MOP et de projets développés en IPP permet ainsi de déployer efficacement l'ensemble du programme. Si la production indépendante d'électricité (IPP) permet d'atteindre une échelle de déploiement de l'énergie solaire plus importante tout en limitant les engagements directs de l'État, la MOP permet de tirer profit de tarifs plus compétitifs, de limiter les contraintes de trésorerie et de renforcer les capacités de la société publique.

Sans évolution des contraintes d'endettement public des États et de la disponibilité des ressources concessionnelles publiques, le recours aux IPP pour atteindre l'échelle des investissements nécessaires dans le solaire sera certainement important. Il conviendra alors d'accompagner correctement les États et les entités publiques pour assurer une allocation équilibrée des risques. Au-delà des accompagnements en amont pour la préparation des projets, l'appui à la planification et l'accompagnement dans les phases de négociation des accords juridiques qui matérialisent les engagements pris directement ou indirectement, sont absolument clés. Enfin, les enjeux de renforcement de réseaux et de gestion de l'intermittence étant majeurs, l'appui des bailleurs de fonds sur ce segment qui demeure majoritairement du ressort de l'entité publique sera également déterminant.

# Annexes

---

## Encadré 1. Synthèse des études de cas

- Des centrales solaires PV récemment mises en service ont été sélectionnées sur le continent africain (Égypte, Kenya, Sénégal, Burkina Faso), afin de fournir des éléments d'analyse et de comparaison concrets entre les modes de développement en MOP et en IPP. Concernant le mode de sélection, il apparaît que la mise en concurrence est plus systématique en MOP (AO avec présélection, en une étape) alors que les négociations directes sont plus courantes en IPP, bien que la tendance de recours aux négociations directes soit à la baisse.
  - Une stratégie commune à plusieurs pays a été de développer le(les) premier(s) projet(s) de centrale(s) solaire(s) PV en MOP dans une optique de développement des capacités. La structuration en IPP permet ensuite aux pays de réaliser davantage de projets et pour des capacités de production plus importantes.
  - Le calendrier général de réalisation des projets est à peu près identique entre MOP et IPP, même si la phase de travaux est, quant à elle, relativement plus courte en IPP par rapport à la MOP. Enfin, il n'est pas observé de différence significative de coûts EPC entre MOP et IPP. En revanche, la structuration en IPP engendre des coûts de développement élevés (par rapport au total des coûts d'investissement du projet), surtout en négociation directe lorsque le privé supporte la totalité du développement.
-

## Encadré 2. Principales hypothèses des simulations financières

- Le tableau suivant présente de manière synthétique les principales hypothèses sur lesquelles reposent les exercices de comparaison<sup>24</sup>, la première et la seconde comparaisons conduisant respectivement aux écarts maximal et minimal en termes de coût de revient entre les deux modes de développement (MOP et IPP).

### Principales hypothèses des exercices de comparaison

Hypothèses		Référence	1 <sup>RE</sup> COMPARAISON (ÉCART MINIMAL)		2 <sup>NDE</sup> COMPARAISON (ÉCART MAXIMAL)	
			MOP standard	IPP avec appui intégré IFD	MOP avec appui intégré IFD	IPP standard
Techniques	CAPEX	845 EUR/kWc	+10 %	+0 %	+10 %	+20 %
	Délai	12 mois	+6 mois	+0 mois	+6 mois	+0 mois
	OPEX annuel	1,5 %* CAPEX	+0 %	+0 %	+0 %	+0 %
Financières	Part Fonds propres		10 %	25 %	0 %	25 %
	TRI réel		6 %	10 %	0 %	12 %
	CMPC <sup>25</sup>		1,9 %	5,5 %	1,5 %	6,0 %

Source : Nodalis

<sup>24</sup> Le détail des hypothèses des deux scénarios, ainsi que les résultats détaillés sont présentés dans le cadre du rapport qui a servi de base au présent papier. Les coûts et délais techniques de référence ont été en particulier basés sur les coûts et délais de marché. Il est précisé qu'un coût de raccordement au réseau a également été pris en compte dans les deux structurations dans les CAPEX et que ce coût est inclus dans la valeur de 845 EUR/kWc indiqué dans le tableau, lequel inclut également les frais de conception et de maîtrise d'ouvrage.

<sup>25</sup> Coût moyen pondéré du capital (en anglais : WACC, *Weighted Average Cost of Capital*). Il est à noter que cet indicateur ne reflète qu'imparfaitement les différences de conditions de financement puisque les profils des coûts financiers des scénarios MOP et IPP varient fortement dans le temps (ce qui se voit de manière très claire dans le graphique 4).

- Nous avons pris l'hypothèse dans les scénarios de comparaison que les coûts EPC étaient majorés de 10 % dans l'option en MOP. Par ailleurs, dans l'option IPP standard, un surcoût de 20 % par rapport à l'option IPP optimisée a été pris en compte car les projets issus de mise en concurrence moins préparée ou de négociation directe présentent en général un profil de risque de développement plus défavorable, que les développeurs répercutent en général à la fois dans les coûts de développement et dans le TRI proposé.
  - On notera que les différences de délai sont valorisées par le coût de l'énergie de substitution qu'il est nécessaire de produire pendant le délai complémentaire.
-

---

## Encadré 3. Un cadre d'analyse à destination des décideurs publics pour choisir le meilleur modèle de développement

- Un cadre d'analyse est proposé dans le but d'aider à la prise de décision dans le cadre d'un déploiement d'un programme de projets solaires. Ce cadre d'analyse se focalise sur les aspects les plus significatifs permettant d'orienter les choix des modes de développement des différents projets du programme.
- Les principaux paramètres pris en compte dans ce cadre d'aide à la décision sont les suivants :
  - **cadre juridique** applicable pour le mode de développement en IPP (le cadre juridique pour la MOP étant en général bien couvert par la réglementation de la commande publique) et cadre des investissements;
  - **caractéristiques du programme** : programme inscrit dans la planification sectorielle, déploiement du programme établi comme priorité politique, échelle et horizon temporel de déploiement du programme;
  - **situations financières de l'acheteur et de l'État** : la situation financière de l'acheteur détermine les conditions dans lesquelles le plan de financement doit se concevoir et le niveau d'implication de l'État dans le montage financier dans les deux scénarios de structuration (MOP et IPP);
  - **impact tarifaire et budgétaire du projet** : un outil financier simplifié permet, sur la base d'hypothèses simplifiées et à adapter à la situation de chaque pays, de donner des ordres de grandeur concernant l'impact tarifaire du choix du mode de développement d'un projet ainsi que les potentiels impacts budgétaires pour l'État. Cela permet au niveau du programme de définir une stratégie, en ayant une vision préliminaire de son impact en termes tarifaire et budgétaire;

- **Track record des institutions publiques** : le manque d'expérience en MOP ou en développement de projet IPP n'est jamais un facteur rédhibitoire, mais il est toujours intéressant d'avoir une vision précise sur les projets ayant été déjà développés en MOP par la société qui pourrait prendre en charge un développement en MOP, et l'existence de projets passés montés avec des producteurs indépendants est un critère à prendre en compte pour établir les réussites et les limites du modèle dans le pays considéré ;
- **accompagnement par des IFD** : cet accompagnement améliore significativement la qualité et donc la réussite d'un projet en MOP ou en IPP. Même si l'intervention d'une IFD conduit généralement à des délais plus longs en phase de préparation de projet, cela permet de réduire très significativement les tarifs et les coûts proposés par les partenaires privés, y compris en cas de négociations directes. Certaines IFD disposent d'expérience plus marquée pour l'un des modes de développement (MOP ou IPP), et ce paramètre doit également être pris en compte.
- Dans un contexte où la production privée est souvent présentée comme le seul mode de structuration pertinent pour le développement de projets solaires en Afrique, ce cadre d'aide à la décision combine donc des critères qualitatifs et quantitatifs permettant d'éclairer le choix du meilleur mode de structuration en IPP ou en MOP ou encore « hybride » lors de l'élaboration d'une stratégie de mise en œuvre d'un programme solaire.

---

## Encadré 4. Contexte de développement de centrales solaires PV en MOP – les cas des centrales de Zagtouli au Burkina Faso et de Kom Ombo en Égypte

- *Centrale solaire PV de Zagtouli (Burkina Faso)*
- La centrale solaire PV de Zagtouli (33 MW) a été mise en service en 2018 : il s'agit de l'une des toutes premières centrales solaires raccordées au réseau en Afrique de l'Ouest.
- Le développement du projet a démarré en 2010, date à laquelle une première étude préliminaire a été lancée sur financement de l'Union européenne (UE) pour accompagner les autorités burkinabè dans l'évaluation des potentialités et de la place des énergies renouvelables (EnR) dans le mix énergétique.
- Cette étude ayant permis de valider le potentiel économique du solaire au Burkina Faso, l'UE a octroyé un don à l'État burkinabè pour développer et réaliser la centrale de Zagtouli. La perspective d'un financement très attractif dès le début du projet ainsi que la volonté affichée de la société nationale d'électricité SONABEL de se positionner sur cette technologie ont servi de base aux discussions sur l'opportunité de développer ce premier projet solaire en MOP. Le plan de financement a été complété par un prêt souverain concessionnel de l'Agence française de développement (AFD).
- Au Burkina Faso, la réussite du projet de Zagtouli a permis à la SONABEL de renforcer ses capacités en technologie de production solaire PV et de disposer d'une énergie à un coût exceptionnellement bas ; le gouvernement burkinabè a ensuite lancé des consultations pour recruter des producteurs indépendants pour d'autres centrales solaires PV, s'inscrivant dans une logique de diversification entre MOP et IPP.
- *Centrale solaire PV de Kom Ombo (Égypte)*

- La centrale solaire PV de Kom Ombo (26 MW) est le premier projet de centrale PV raccordée au réseau développé en Égypte, ainsi que le premier projet développé par la NREA (*New and Renewable Energy Agency*) concernant cette technologie. Elle a été mise en service en juin 2020.
- En Égypte, une agence dédiée à la promotion et au développement des projets EnR (solaire et éolien), à savoir la NREA, a été créée dès 1986. Disposant d'une expérience préalable en développement de projets éoliens et d'exploitation de centrales éoliennes, la NREA lance en 2010 une étude de faisabilité technique pour la construction d'une centrale solaire PV dans la région du golfe de Suez et connectée au réseau électrique national.
- Le développement du projet de centrale solaire de Kom Ombo a été initié par la NREA en amont du Plan solaire égyptien de 2012, première programmation nationale en matière d'énergie solaire. Le Plan solaire fixe pour objectif d'installer 3,5 GW d'énergie solaire d'ici 2027. Le gouvernement égyptien a réparti les efforts pour atteindre cet objectif à hauteur d'un tiers en direction du secteur public (NREA) et de deux tiers en direction du secteur privé (IPP), ce dernier étant alors absent de la production d'électricité renouvelable en Égypte.
- Par la suite, la loi portant sur les énergies renouvelables n° 203/2014 a introduit un certain nombre de mécanismes pour promouvoir la production d'énergie renouvelable, notamment un processus de sélection concurrentielle mené par la NREA pour la construction d'unités de production EnR à travers des contrats EPC. La construction de la centrale solaire de Kom Ombo s'est inscrite dans ce cadre.
- En 2014, la NREA avait déjà développé six projets éoliens (pour une capacité totale de 1140 MW) et exploitait la totalité des centrales éoliennes et une centrale CSP<sup>26</sup> hybride. L'expertise technique de la NREA était alors reconnue pour ses prestations

---

<sup>26</sup> *Concentrating Solar Power* (solaire thermique à concentration).

de bureau d'études et de certification ainsi que pour son rôle de maîtrise d'ouvrage (MOA) pour les projets EnR. Malgré quelques retards, le projet de centrale solaire PV de Kom Ombo est une réussite.

- Au-delà du projet de Kom Ombo, l'exemple égyptien illustre bien différents facteurs de réussite pour le développement de projets EnR en MOP : la création d'une entité publique dédiée, l'encadrement par le législateur de différents mécanismes d'incitation à la production d'EnR, et enfin une approche programmatique mixant développement en MOP et en IPP.

---

## Liste des sigles et abréviations

---

<b>°C</b>	Degré Celsius
<b>AFD</b>	Agence française de développement
<b>AIE</b>	Agence internationale de l'énergie (en anglais : voir IEA)
<b>AO</b>	Appel d'offres
<b>BEI</b>	Banque européenne d'investissement
<b>BPD</b>	Banque publique de développement
<b>CAPEX</b>	<i>Capital expenditure</i> (dépenses d'investissement de capital)
<b>cEUR</b>	centime d'euro
<b>CMPC</b>	Coût moyen pondéré du capital (en anglais : voir WACC)
<b>CSP</b>	<i>Concentrating Solar Power</i> (solaire thermique à concentration)
<b>DAO</b>	Dossier d'appel d'offres
<b>DFI</b>	<i>Development Finance Institution</i> (en français : voir IFD)
<b>EnR</b>	Énergies renouvelables
<b>EPC</b>	Engineering, Procurement and Construction (ingénierie, approvisionnement et construction)
<b>ESG</b>	<i>Environmental, Social and Governance</i>
<b>ESMAP</b>	<i>Energy Sector Management Assistance Program</i>
<b>EUR</b>	Euro
<b>FMI</b>	Fonds monétaire international (en anglais : voir IMF)
<b>GES</b>	Gaz à effet de serre
<b>GW</b>	Gigawatt
<b>IEA</b>	<i>International Energy Agency</i> (en français : voir AIE)
<b>IFD</b>	Institution financière de développement (en anglais : voir DFI)
<b>IFI</b>	Institutions financières internationales ( <i>International Financial Institutions</i> )
<b>IMF</b>	<i>International Monetary Fund</i> (en français : voir FMI)
<b>IPP</b>	<i>Independent Power Producer</i> (production indépendante d'électricité)
<b>IRENA</b>	<i>International Renewable Energy Agency</i> (Agence internationale pour les énergies renouvelables)
<b>KEUR</b>	Millier d'euros
<b>KWH</b>	Kilowattheure
<b>LCOE</b>	<i>Levelized Cost Of Energy</i> (coût actualisé de l'énergie)
<b>MASEN</b>	<i>Moroccan Agency for Sustainable Energy</i> (Agence pour l'énergie durable marocaine)

<b>Md(s)</b>	Milliard(s)
<b>MIGA</b>	<i>Multilateral Investment Guarantee Agency</i> (Groupe Banque mondiale) (Agence multilatérale de garantie des investissements)
<b>MOA</b>	Maîtrise d'ouvrage
<b>MOP</b>	Maîtrise d'ouvrage publique
<b>MW</b>	Mégawatt
<b>O&amp;M</b>	Exploitation et maintenance (contrat) ( <i>Operation and Maintenance Agreement</i> )
<b>ODD</b>	Objectifs de développement durable (Nations unies)
<b>OPEX</b>	<i>Operational expenditure</i> (dépenses opérationnelles ou charges d'exploitation)
<b>PED</b>	Pays en développement
<b>PFR</b>	Pays à faible revenu (classement Banque mondiale)
<b>PPA</b>	<i>Power Purchase Agreement</i>
<b>PPP</b>	Partenariat public-privé
<b>PRG</b>	<i>Partial Risk Guarantee</i> (garantie partielle de risque)
<b>PV</b>	Photovoltaïque
<b>SDS</b>	<i>Sustainable Development Scenario</i> (AIE)
<b>TE</b>	Transition énergétique
<b>TRI</b>	Taux de rendement interne
<b>UE</b>	Union européenne
<b>USD</b>	<i>United States Dollar</i> (dollar américain/états-unien)
<b>WACC</b>	<i>Weighted Average Cost of Capital</i> (en français : voir CMPC)
<b>WEO</b>	<i>World Energy Outlook</i> (AIE)
<b>WSC</b>	<i>Wall Street Consensus</i> (consensus de Wall Street)



Les Éditions Agence française de développement (AFD) publient des travaux d'évaluation et de recherche sur le développement durable. Réalisées avec de nombreux partenaires du Nord et du Sud, ces études contribuent à l'analyse des défis auxquels la planète est confrontée, afin de mieux comprendre, prévoir et agir, en faveur des Objectifs de développement durable (ODD). Avec un catalogue de plus de 1000 titres, et 80 nouvelles œuvres publiées en moyenne chaque année, les Éditions Agence française de développement favorisent la diffusion des savoirs et des expertises, à travers leurs collections propres et des partenariats phares. Retrouvez-les toutes en libre accès sur [editions.afd.fr](http://editions.afd.fr). Pour un monde en commun.

#### **Avertissement**

Les analyses et conclusions de ce document sont formulées sous la responsabilité de leur(s) auteur(s). Elles ne reflètent pas nécessairement le point de vue officiel de l'Agence française de développement ou des institutions partenaires.

**Directeur de publication** Rémy Rioux  
**Directeur de la rédaction** Thomas Mélonio  
**Création graphique** MeMo, Juliegilles, D. Cazeils  
**Conception et réalisation** Luciole

#### **Crédits et autorisations**

License Creative Commons

Attribution - Pas de commercialisation - Pas de modification  
<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>



**Dépôt légal** 4<sup>e</sup> trimestre 2022

**ISSN** 2680-5448 | **ISSN numérique** 2680-9214

Imprimé par le service de reprographie de l'AFD

Pour consulter les autres publications  
de la collection Policy Paper :  
<https://www.afd.fr/collection/policy-papers>