



L'accès à l'électricité à travers les partenariats public-privé

Problématique

À la fin des années 1990, pour une plus grande efficacité et une bonne efficience des secteurs productifs et sociaux comme l'énergie, les télécommunications, les routes, l'adduction d'eau potable etc., les partenaires techniques et financiers, conduits par la Banque mondiale, ont invité les gouvernements des pays en développement à confier au secteur privé l'activité opérationnelle de mise en place des infrastructures. Les ministères techniques établissent alors la politique sectorielle et sa stratégie de mise en œuvre. Le secteur privé finance, réalise les travaux puis exploite les infrastructures – c'est-à-dire vend les services et maintient les ouvrages. C'est ce qu'on appelle un partenariat public-privé ou PPP. Cette forme de partenariat évite à l'État de s'endetter pour réaliser des ouvrages publics nécessaires pour une croissance inclusive et partagée. Autrement dit, le PPP est un mode de financement.

Les besoins financiers pour soutenir les investissements en infrastructures en Afrique subsaharienne sont de l'ordre de 93 milliards de dollars par an pour les dix prochaines années. Actuellement, moins de la moitié de ce montant est disponible auprès du secteur public. La participation du secteur privé constitue un apport

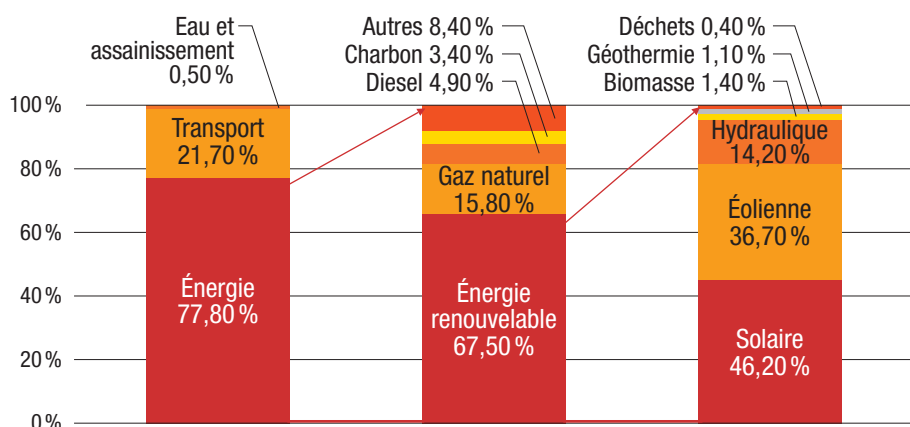
alternatif pour financer les infrastructures. C'est pourquoi le recours aux PPP constitue un levier important de développement des infrastructures.

Selon les données de 2017 de la Banque mondiale (figure 1), le secteur de l'énergie, en particulier le secteur des énergies renouvelables, domine les projets PPP en infrastructures (hors télécommunications, cessions et accords commerciaux).

EDF (France) fut le premier investisseur à signer un contrat de concession après la vague de la réforme sectorielle du début des années 2000 ; ce fut la première participation d'un grand groupe dans le contexte des PPP en accès à l'énergie en Afrique. Cette première a été suivie par d'autres investisseurs issus du continent, tels que l'ONEE (Maroc) en 2009 et la STEG-IS (Tunisie) en 2012 (étude de cas 1), qui collaborent sur le continent pour partager leurs expériences nationales.

Cette fiche se concentre sur le rôle des PPP pour promouvoir l'accès à l'électricité. Elle complète les fiches PRISME publiées en 2006, *Les agences d'électrification rurale en Afrique*, et en 2008, *Les partenariats public-privé dans le secteur de l'électricité*.

Figure 1. Répartition des projets PPP en Afrique subsaharienne, février 2017



Source : Figure basée sur les données de la Banque mondiale (<http://tresor.gouv.ci/c/phocadownload/download/AFRICA-S-PULSE-2017-FR.pdf>).

Principes de base

Les PPP doivent reposer sur les cinq principes suivants :

- 1) *Transparence* : pour attirer les investisseurs, les procédures des PPP doivent être claires et permettre les échanges d'information en toute liberté. La transparence est une condition requise pour garantir une juste concurrence, donc réduire les coûts.
- 2) *Concurrence* : les appels d'offres visent à inciter les investisseurs privés à proposer un rapport qualité / prix satisfaisant, c'est-à-dire à fournir des services de qualité, de manière efficace et à un tarif concurrentiel.
- 3) *Redevabilité* : les principaux acteurs, privés et public, sont jugés selon des critères et des indicateurs de performance convenus.

Ils doivent rendre compte aux usagers des contrats signés. La redevabilité revient à responsabiliser les acteurs.

- 4) *Viabilité financière* : un projet de PPP doit être viable sur les plans économique et financier. La viabilité financière dépend notamment de la capacité des usagers à payer le coût réel du service. Dans le contexte de l'électrification rurale, le pouvoir public reconnaît habituellement la nécessité de subventionner l'investissement pour tenter de réduire le coût de ces services (encadré 1).
- 5) *Flexibilité* : tout projet de PPP est susceptible d'évoluer au cours de son développement ; les conditions extérieures peuvent aussi changer. Ces évolutions sont difficiles à prévoir, raison pour laquelle la flexibilité est essentielle.

Encadré 1. Subvention aux investissements ou à l'exploitation ?

Les fonds d'électrification rurale instaurés par voie réglementaire visent à amortir l'effet du coût d'investissement sur le tarif de l'électricité. Ils se traduisent souvent en subventions pour accompagner les promoteurs privés dans le financement des investissements. Cette subvention, souvent non remboursable par le privé bénéficiaire, s'applique uniquement à l'investissement. Elle est plafonnée généralement à 75% (parfois un peu plus) du coût total d'investissement.

Malgré cette subvention, le tarif de l'électricité des zones rurales en Afrique reste souvent plus élevé que celui de la compagnie nationale. Cela s'explique par plusieurs facteurs, dont la nécessité de provisionner les coûts de remplacement par l'investisseur privé et la taille restreinte du marché. Par ailleurs, le tarif de la compagnie nationale bénéficie d'une péréquation entre les différentes zones et catégories de consommateurs et entre les sources de production (thermiques, renouvelables). La compagnie nationale bénéficie également souvent de subventions.

Ainsi, la subvention des investissements des projets ruraux n'est pas suffisante. La question d'une subvention à l'exploitation se pose donc. Doit-on systématiser les contrats d'affermage et, en même temps, subventionner l'exploitation pour limiter les capitaux investis et réduire les besoins en fonds de roulement des entreprises exploitantes ? Faut-il créer un cadre fiscal particulier pour les entreprises impliquées dans la gestion des centres d'exploitation d'électrification rurale afin de réduire leur charge ? Dans tous les cas, en réponse à ces questions, l'État doit trouver les financements suffisants et les mécanismes adéquats pour améliorer les infrastructures.

Description technique

Trois modes de gestion des services publics d'électricité en Afrique sont couramment admis :

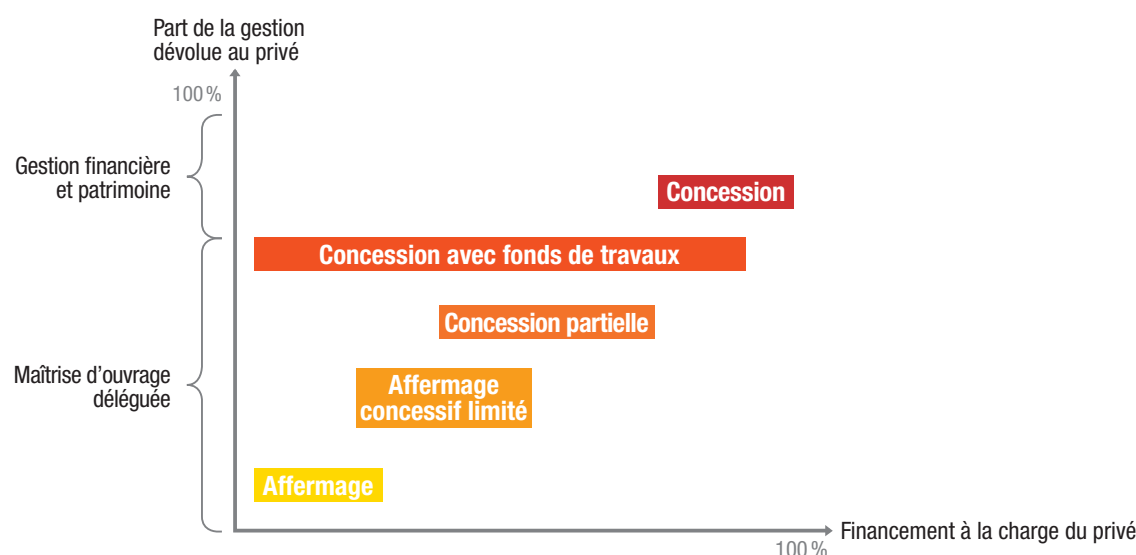
- Le **contrat de concession** désigne le contrat par lequel l'autorité publique charge un opérateur privé, le concessionnaire, pour une période déterminée, de réaliser des investissements relatifs à un ouvrage et d'exploiter ce dernier en vue d'assurer le service public d'électricité. L'opérateur perçoit sa rémunération sur les tarifs payés par les abonnés, l'actif est transféré à l'autorité publique à l'expiration du contrat. C'est le *BOT – Build-Operate-Transfer* (CET – construction-exploitation-transfert), le modèle de concession le plus courant.
- L'**affermage** désigne le contrat par lequel l'autorité publique charge un opérateur privé, le fermier, pour une période déterminée, d'exploiter des ouvrages de production et de distribution qu'elle a acquis pour la fourniture du service public d'électricité. Le fermier

ne réalise pas les investissements initiaux, en revanche, il finance l'exploitation et facture ses prestations aux abonnés. Le fermier reverse une partie de sa recette à l'autorité publique au titre d'un loyer.

- Le **contrat de gérance** désigne le contrat par lequel des activités de gestion et de maintenance d'une entreprise publique d'électricité sont confiées à une entreprise privée tiers qui reçoit en échange un paiement. Un contrat de gestion peut porter sur de nombreuses fonctions de l'entreprise publique d'électricité comme la gestion d'équipements, la gestion du personnel, la comptabilité ou encore des services de marketing.

Les modèles de concession et affermage sont les plus fréquents dans le secteur de l'accès à l'électricité en milieu rural en Afrique. L'affermage se distingue de la concession essentiellement par le fait que les ouvrages nécessaires à l'exploitation du service d'électricité sont remis au fermier, l'entreprise privée, par l'autorité publique ; l'opérateur n'investit pas (figure 2).

Figure 2. Schéma contractuel dans une concession et un affermage



La plupart des stratégies établies par les agences d'électrification rurale en Afrique reposent sur des projets de taille restreinte, à l'échelle d'un village, avec une subvention des coûts d'investissement allant jusqu'à 80%. Ce sont par exemple les PCASER (Projets de candidature spontanée en électrification rurale) au Mali, les ERIL (Électrification rurale d'initiatives locales) au Sénégal, les COOPEL (Coopératives d'électricité) au Burkina Faso. L'opérateur privé a alors à sa charge environ 20% des coûts d'investissement, un montant relativement élevé pour une petite et moyenne entreprise locale. Les projets de ce type connaissent souvent des retards dans leur livraison. Il est fréquent que l'opérateur privé ne maîtrise pas toute la chaîne de réalisation d'un investissement, allant de l'étude à la réception provisoire en passant par les différents lots de travaux. Par ailleurs, sa gestion de trésorerie est souvent aléatoire. Or, les besoins en fonds de roulement sont importants dans ce type de projet. Finalement, le tarif proposé reste souvent élevé par rapport à la capacité de payer des abonnés malgré le taux de subvention et la rentabilité de l'investissement n'est pas évidente pour l'opérateur privé. Par exemple, dans le modèle COOPEL au Burkina Faso, où les coopératives d'abonnés reçoivent une subvention de 60% de l'investissement initial et un prêt sur 10 ans couvrant les 40% restants, le remboursement du prêt n'a quasiment jamais eu lieu ; les fonctions d'administration, facturation, collecte des paiements et maintenance n'ont pu être traitées correctement, faute d'acteurs suffisamment qualifiés.

Dans ce contexte, l'affermage est particulièrement intéressant. Certes, l'affermage a un coût pour l'autorité publique mais il offre l'avantage de pouvoir maîtriser le calendrier de livraison des travaux et d'améliorer la viabilité à long terme de l'exploitation d'un service dont les caractéristiques ne permettent pas souvent à l'opérateur privé de parvenir à une rentabilité acceptable ou un tarif approprié.

Stratégies de mise en œuvre et résultats attendus

Préparation et expertise

Les PPP sont complexes et il est certainement utile de faire appel, de la conception du projet jusqu'à la signature du contrat, à des experts qualifiés, associés à une équipe locale, pour résoudre les nombreux problèmes d'ordres technique, économique et juridique qui surviendront. Il est important de retenir que les projets PPP demandent une très bonne préparation, c'est-à-dire une étude de faisabilité précise et cohérente.

Cadre légal rassurant pour le secteur privé

Un PPP ne peut réussir que s'il s'inscrit dans un environnement propice aux investissements privés. Le recours aux PPP nécessite donc l'existence, en amont, d'un cadre juridique et institutionnel clair, qui identifie les acteurs et leurs rôles et assure une prévisibilité et une accessibilité de la réglementation indispensables pour garantir la sécurité juridique et judiciaire des investisseurs.

Généralement, deux textes réglementaires sont applicables en Afrique : un texte sectoriel et un autre, souvent ad hoc, sur le PPP. Le premier vise à délimiter les périmètres techniques et le second définit le cadre juridique d'appel d'offres (y compris les contrats) et d'intervention des acteurs, notamment l'autorité publique, le privé et l'organe de suivi et de contrôle (le régulateur). En absence de loi sur le PPP, les textes sur la réforme sectorielle définissent également les modes d'intervention du secteur privé et le rôle du régulateur.

Par ailleurs, dans son programme de développement, le gouvernement veut souvent aller vite ; en parallèle, les investisseurs privés privilégient

souvent les offres spontanées et les processus non concurrentiels. Dans ce contexte, seuls les appels d'offres transparents et concurrentiels peuvent lever les doutes sur l'attribution des marchés. Il s'agit non seulement d'une bonne pratique, mais aussi d'une condition pour obtenir le soutien du public.

Partage des risques

Tout PPP comporte des risques pour les deux parties prenantes, publique et privée. Au-delà des risques politiques et de gouvernance, les principaux types de risques sont ceux qui sont liés à la mise en œuvre, aux travaux de construction, à l'environnement, aux recettes d'exploitation, les risques financiers et les cas de force majeure. Les parties doivent accepter un certain degré de risque, mais il est possible, grâce à une négociation rigoureuse, de ramener le risque à des niveaux qui ne menacent pas le partenariat et qui peuvent être gérés dans le contrat.

Suivi

Un contrat PPP doit contenir des indicateurs objectivement vérifiables et quantifiables pour mesurer le rendement du secteur privé. Des mécanismes incitatifs et de contrôle, avec sanctions et récompenses, souvent financières, sont nécessaires pendant toute la durée du contrat, par exemple, les primes de performance payées parfois par l'autorité publique aux membres privés du consortium, ou inversement des pénalités. Ces primes et pénalités peuvent être un pourcentage du coût moyen de branchement. Le contrat doit prévoir également que le privé fournisse périodiquement des rapports à l'autorité publique. Le suivi des indicateurs se fait à travers l'analyse de ces documents. En matière de qualité de service, les avis des abonnés demeurent un élément principal d'appréciation. Généralement, les pays disposent d'un organe régulateur sectoriel. Celui-ci est alors en charge du suivi des indicateurs techniques des contrats ; c'est aussi cet organe qui valide les tarifs proposés.

Rôles des institutions

Depuis la réforme sectorielle du début des années 2000, les procédures de mise en concurrence des projets d'infrastructures en électrification rurale sont régies par les textes sectoriels. Ces derniers, sans faire mention expresse du terme PPP, intègrent la notion et les principes d'un tel partenariat. Dans ce modèle, le ministère en charge de l'Énergie garde ses prérogatives régaliennes, autrement dit, la définition des grands objectifs, des visions et stratégies ainsi que la mise en place des textes reviennent au ministère.

La réforme sectorielle de libéralisation du secteur a engendré les agences d'électrification rurale pour l'exécution des programmes d'électrification rurale, les fonds d'électrification rurale pour la mobilisation des financements et la subvention des programmes, et l'organe de régulation. L'agence d'électrification rurale et le fonds d'électrification rurale sont souvent constitués sous la forme d'un établissement public.

Les procédures habituelles

Après que le ministère eut détaillé ses objectifs, l'agence d'électrification rurale met en place la planification en se basant sur une

analyse spatiale, une prévision de la demande et une optimisation des options d'approvisionnement. Des zones d'électrification prioritaires sont alors définies et une étude de faisabilité est réalisée. Dans le cas où l'investissement privé semble possible, un appel à concurrence est lancé pour identifier un investisseur prêt à intervenir dans cette zone.

À l'issue de la procédure de sélection, un contrat est signé entre le privé (concessionnaire) et l'autorité concédante, représentée par le pouvoir public. Sont associés à ce contrat des indicateurs de performance technique, économique et financière. Cependant, seuls les indicateurs de résultat fondés sur les paramètres techniques sont habituellement suivis, tels que le nombre de clients raccordés. Par manque de compétences et de rigueur, les responsables n'assurent généralement pas le suivi des indicateurs relatifs aux aspects économiques et financiers. Cette situation, qui aboutit souvent à des exploitations aux trésoreries exsangues et aux demandes de subventions incessantes, devrait être corrigée pour apprécier et améliorer l'impact de l'utilisation des fonds publics.

Plusieurs faiblesses sont associées à cette approche :

- Le fonds d'électrification rurale intervient pour cofinancer l'investissement par l'octroi d'une subvention. Étant un établissement public, ce fonds suit la gestion financière de l'État : le fonds est logé au Trésor public, c'est un fonds commun pour régler les dépenses courantes et d'investissement public, et il peut arriver qu'au moment de devoir régler une échéance dans le cadre d'un contrat de PPP les fonds disponibles au Trésor ne soient pas suffisants. Les termes du PPP ne peuvent alors être respectés et la confiance entre les parties risque de se détériorer.
- Par ailleurs, dans bien des cas, la gestion des risques n'est pas équitable, car l'obligation de résultats de l'agence d'électrification rurale n'est pas traduite en clauses contractuelles. Les textes ne sont pas contraignants pour l'agence d'électrification rurale. Cette dernière n'a qu'une obligation de moyens pour la réussite du contrat PPP, c'est-à-dire le versement de la subvention d'investissement.
- De plus, le fonds d'électrification rurale de beaucoup de pays d'Afrique subsaharienne, surtout francophones, n'a pas réussi à collecter les fonds suffisants sur le marché financier. En effet, le fonds d'électrification rurale, tel qu'il est institué par les textes, n'est pas doté d'un pouvoir, de capacités ni de ressources humaines lui permettant de mobiliser des fonds sur le marché financier ; il constitue plutôt un « réceptacle » pour les fonds autorisés par la loi des finances. Or, ceux-ci sont très limités par rapport à l'envergure des besoins. Il y a lieu, pour augmenter les moyens financiers, de transformer ces fonds d'électrification rurale en une institution financière capable de collecter des fonds sur les marchés financiers, autrement dit leur permettre d'emprunter sans passer par le Trésor public.
- Plus généralement, les projets PPP font intervenir des fonds publics. Or, les pays d'Afrique ont peu de moyens financiers pour développer les programmes et réaliser les études de faisabilité.
- L'indépendance de l'organe régulateur est aussi un sujet de débat quant aux contrats PPP. Le régulateur est souvent considéré très, voire trop, proche de l'autorité concédante, et ses décisions sont au bout du compte jugées partiales.
- Finalement, le manque de compétence de l'autorité publique constitue un élément limitant le développement des contrats PPP.

Conclusion

Le PPP est une approche complexe, qui fait intervenir deux parties qui n'ont pas toujours la même logique financière et économique, mais qui partagent un même objectif, développer une infrastructure. Quatre facteurs sont fondamentaux pour réussir un PPP en électrification rurale :

- Une *politique claire et transparente*. La politique dont on parle ici est assez vaste ; elle va de la définition d'une vision et d'une stratégie à la mise en place d'un modèle de contrat dont les risques sont bien partagés entre les parties. La procédure de mise en concurrence pour le choix du partenaire privé doit aussi être transparente.
- La *neutralité du régulateur*. L'organe de régulation doit être situé au centre du triangle formé par les deux parties prenantes, publique et privée, et les abonnés.
- Une *assistance financière* appropriée. Il est essentiel d'accompagner l'investissement privé. Les différents fonds d'électrification rurale doivent pouvoir réunir les fonds sur le marché financier. Ces moyens sont nécessaires pour permettre aux agences d'électrification rurale de réaliser une bonne planification, de proposer des études de marché et des études de faisabilité de projets « bancables ».
- Une *assistance technique et juridique* renforcée. L'autorité publique a besoin d'un accompagnement pour un soutien technique et juridique pour le montage du PPP et pour négocier avec le partenaire privé.

Le PPP constitue une occasion de développement puisqu'il permet aux États de mobiliser des fonds privés et de développer plus rapidement leurs équipements et leurs infrastructures, notamment énergétiques.

Références

Banque mondiale. 2016. Guide de référence des PPP. Groupe Banque mondiale et le Fonds de conseil en infrastructure publique-privée (PPIAF). https://ppiaf.org/documents/2968?ref_site=ppiaf

Delmon J. 2014. Programmes de partenariats public-privé : Créer un cadre pour les investissements du secteur privé dans les infrastructures. Groupe de la Banque mondiale. <http://documents.banquemonde.org/curated/fr/470811468196195127/Programmes-de-partenariats-public-priv%C3%A9-cr%C3%A9er-un-cadre-pour-les-investissements-du-secteur-priv%C3%A9-dans-les-infrastructures>.

Fiches PRISME :

2006. Les agences d'électrification rurale en Afrique. http://www.ifdd.francophonie.org/media/docs/publications/238_Agences_er_afr_subсах.pdf

2008. Les partenariats public-privé dans le secteur de l'électricité. https://www.ifdd.francophonie.org/media/docs/publications/275_Fi_pol-mai-energ_part-ppp1-elect_no10_jan2008.pdf et https://www.ifdd.francophonie.org/media/docs/publications/276_Fi_pol-mai-energ_ppp2_no11_jan2008.pdf

EPEC. 2012. *Le guide EPEC des PPP, Manuel des bonnes pratiques*. Édité par la Banque européenne d'investissement en collaboration avec la Mission d'appui aux partenariats public-privé. https://www.economie.gouv.fr/files/directions_services/ppp/guide_epec_ppp.pdf

PWC et GIZ. 2013. *Les PPP dans le contexte de la coopération au développement, aperçu et approche*, manuel. PricewaterhouseCoopers AG publié par Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH <https://www.deutsche-digitale-bibliothek.de/binary/B4G7MPFYBNVS4GCZZA2DZ4R5Z7QZWK5Y/full/1.pdf>

TUAC. 2010. Les PPP - partage équitable des risques, valeur ajoutée pour le citoyen ? Commission syndicale consultative auprès de l'OCDE. http://www.tuac.org/fr/public/e-docs/00/00/06/FE/document_doc.phtml

Les fiches techniques PRISME (Programme international de soutien à la maîtrise de l'énergie) sont publiées par l'IFDD.

Directeur de la publication :
Jean-Pierre Ndoutoum, Directeur, IFDD

Comité éditorial :
Mamadou Kone, Spécialiste de programme, IFDD
Romaric Segla, Attaché de programme, IFDD
Louis-Noël Jail, Chargé de communication, IFDD

Supervision technique :
Maryse Labriet, Eneris Consultants,
info@enerisconsultants.com

Auteur :
Hary Andriantavy, CLUB-ER, hary_andriantavy@club-er.org
M. Hary Andriantavy est Secrétaire exécutif de l'Association africaine pour l'électrification rurale/Club ER. Il intervient depuis plus de 20 ans dans le secteur électrique, plus particulièrement dans les énergies renouvelables, l'électrification rurale et l'accès à l'énergie. Il compte de nombreuses publications et conférences sur ces sujets.

Édition et réalisation graphique :
Perfection Design inc.



L'Institut de la Francophonie pour le développement durable (IFDD) est un organe subsidiaire de l'Organisation internationale de la Francophonie (OIF). Il est né en 1988 de la volonté des chefs d'État et de gouvernement des pays francophones de conduire une action concertée visant le développement du secteur de l'énergie dans les pays membres. En 1996, cette action a été élargie à l'environnement. Basé à Québec (Canada), l'Institut a aujourd'hui pour mission, notamment, de :

- contribuer au renforcement des capacités nationales et au développement de partenariats dans les domaines de l'énergie et de l'environnement,
- promouvoir l'approche développement durable dans l'espace francophone.

Imprimé sur papier contenant 100 % de fibres recyclées postconsommation.



Institut de la Francophonie pour le développement durable (IFDD)
56, rue Saint-Pierre, 3^e étage
Québec, Canada G1K 4A1
Téléphone : +1 418 692-5727
Télécopie : +1 418 692-5644
Courriel : ifdd@francophonie.org
Site Internet : www.ifdd.francophonie.org

Juillet 2017

Étude de cas 1. Le partenariat tunisien-sénégalais pour la concession d'électrification rurale de Mbour

Description

Afin d'améliorer l'accès à l'électricité, le gouvernement sénégalais a mis en place un plan d'électrification rurale impliquant l'investissement public et privé dans le cadre d'un partenariat public-privé. Ce plan s'est traduit par des programmes spécifiques, dont le Programme prioritaire d'électrification rurale (PPER) suivi par l'Agence sénégalaise de l'électrification rurale (ASER). Grâce à ce programme, 10 concessions de distribution dans des zones rurales ont été répertoriées. Ces concessions devraient permettre d'électrifier, à la fin de l'année 2017, 1443 villages (862 à raccorder au réseau et 581 par systèmes photovoltaïques), pour un montant global de presque 63 milliards FCFA. Cela permettrait un accroissement de 13 points du taux d'électrification rurale.

La STEG, compagnie nationale d'électricité de la Tunisie, dispose d'une expérience solide en électrification rurale à travers des solutions à moindre coût, notamment l'extension du réseau suivant le système monophasé. Dans le cadre de la coopération Sud-Sud, sa filiale STEG international services (STEG IS) a décroché une concession, celle de Mbour, pour faire bénéficier le Sénégal de son savoir-faire. Le projet consiste, dans la concession de Mbour, à la construction d'un réseau MT/BT (moyenne tension/basse tension), l'étude, l'assistance technique et la supervision des travaux d'électrification pour électrifier 9700 ménages et, finalement, l'exploitation de ce réseau pendant une période de 25 ans renouvelable. La vente d'électricité aux ménages raccordés au réseau se fait selon des tarifs fixés par les autorités concédantes et consignés dans un contrat. Par ailleurs, le concessionnaire est tenu d'équiper d'un système individuel photovoltaïque tout consommateur situé dans la zone de desserte qui en fait la demande. Le montant initial de l'investissement est d'un peu plus de 5 milliards FCFA (environ 8 millions d'euros).



Le département de Mbour – Crédit : Rarelibra et CIA World Factbook, domaine public

Stratégie de mise en œuvre et financement

Le groupement SCL Energie Solutions SA est composé de STEG IS, de l'entreprise sénégalaise Construction électrique africaine (COSELEC), spécialisée en construction et installation électrique, et des Câbleries du Sénégal (LCS), un fabricant de câbles. Ce groupement a gagné l'appel d'offres lancé par l'ASER. Sa force réside dans la complémentarité des compétences des membres. Pour la réalisation de l'infrastructure, STEG IS a été chargée des études d'ingénierie de base et de réalisation et du contrôle de l'exécution des travaux ; COSELEC a été chargée de la réalisation de l'infrastructure et du

raccordement des clients ; LCS a été chargée de fournir les câbles et les accessoires.

Les différents contrats relatifs à la concession entre les autorités sénégalaises et SCL Energie Solutions ont été signés en octobre 2013. Le principe de financement repose sur le schéma suivant :

- l'État sénégalais, à travers une subvention accordée par la Banque mondiale d'un montant de 3 millions USD, soit 1,45 milliard FCFA ;
- la Banque d'investissement et de développement de la CEDEAO (BIDC), à travers un crédit à moyen terme de 2,3 milliards FCFA ;
- le groupement SCL Energie Solutions, sur fonds propre.

Les travaux de raccordement des clients ont démarré en mars 2015. Une visite a été effectuée sur le site dans la région de Mbour en avril 2016 par l'ASER pour s'assurer du bon déroulement des travaux. Le concessionnaire SCL énergies solutions a alors indiqué que le branchement des 9700 ménages pouvait démarrer à partir de juillet 2016.



Réunion préparatoire avec les usagers. Photo : SCL Energie Solutions©

Résultats techniques et financiers

Sur le plan technique, ce projet constitue une réussite. Les travaux d'extension du réseau et de connexion des abonnés sont conformes aux exigences mentionnées dans les documents de projet. Sur le plan financier, les fonds issus de différents partenaires ont permis de réaliser le projet.

Cependant, ce projet peut être classé dans la catégorie des projets complexes sur plusieurs plans.

- **Délais :** la multiplicité des intervenants et la complexité des procédures liées au financement ont nécessité des délais importants. Ainsi, le bouclage financier a pris une année entre la préparation du dossier de financement, la signature du contrat et le déblocage de la première tranche, contre une durée habituelle de 6 à 9 mois pour le bouclage d'un projet de cette envergure. De plus, le processus de contrôle d'approbation de l'approvisionnement du matériel et des dossiers techniques s'est avéré complexe car la SENELEC a été très rigoureuse dans le contrôle des équipements à installer et dans les travaux concernant les installations qui sont connectées à leur réseau ; une telle rigueur permet une meilleure qualité des installations.

- **Clauses contractuelles** : en mai 2017, les tarifs initiaux de vente de l'électricité aux clients ont fait l'objet d'une révision à la baisse décidée unilatéralement par le Gouvernement sénégalais, à des fins d'harmonisation des tarifs entre les différentes concessions à l'échelle nationale. Cette décision aura, sans doute, un effet négatif sur la rentabilité de l'investissement pour SCL Energie Solutions.
- **Risque commercial** : il existe un risque de ne pas atteindre le nombre de branchements prévu dans le contrat (donc un risque de pénalité financière, tel que prévu dans le contrat), notamment à cause de la nature saisonnière des revenus de nombreux ménages ruraux, n'offrant pas toujours les conditions économiques requises.

Conclusion

L'originalité de ce PPP réside dans le fait qu'il repose sur une collaboration Sud-Sud et qu'il constitue une extension du réseau existant. Cette expérience met en évidence quelques facteurs clés des PPP, tels que l'importance de la définition précise des termes de référence et des clauses contractuelles, et

de la prise en compte des spécificités des projets d'électrification rurale avant toute décision affectant sa rentabilité (par exemple, le tarif d'électricité). Ainsi, tout changement à mi-parcours des termes de référence ou des clauses contractuelles peut compromettre la réussite du projet.

Références

Avis d'attribution de la concession : <http://www.crse.sn/crse.php?pg=5documentation&th=7&do=129>

Règlement de service de fourniture d'électricité dans la concession d'électrification rurale de Mbour : <http://www.crse.sn/upl/RegSCLENERGIESolutions-2014-08.pdf>

STEG-IS : http://www.steg-is.com/Fr/filiales-partenariats_116_8_D58 et http://www.steg-is.com/Fr/nos-references_108_15_DP17

Étude de cas 2. Le projet JIRO KANTO : un PPP pour soutenir le développement du premier bassin rizicole malgache

Description

Madagascar s'est lancé dans un vaste programme PPP dans l'électrification rurale depuis 2004. Les constats sont mitigés, d'autant plus que les premiers investissements ont été réalisés avec des groupes thermiques ; la variabilité du coût du carburant et la faiblesse du pouvoir d'achat des ménages n'ont pas permis de dégager des résultats satisfaisants. Dans ce contexte, avec l'appui de la Commission européenne à travers la ligne de financement « Facilité énergie », le projet JIRO KANTO constitue un projet de concession en électrification rurale bâtie sur l'hydroélectricité. Il vise à (i) électrifier, à partir de deux centrales hydroélectriques de 1600kW et 700kW, 13 communes rurales et leurs 177 000 habitants (ménages, artisans/petits entrepreneurs) et (ii) améliorer l'approvisionnement en électricité à Amparafaravola, Tanambe et Imerimandroso. Les centrales devraient être fonctionnelles à la fin de 2018.



La région Alaotra Mangoro - Madagascar. Crédit : Sadalmelik, Licence de documentation libre GNU

Stratégie de mise en œuvre et financement

Acteurs

La partie publique comprend :

- le ministère en charge de l'Énergie (l'autorité concédante) ;
- l'Agence de développement de l'électrification rurale (ADER), qui a attribué une subvention sous forme d'équipements ;
- les collectivités locales, comprenant la région et les communes rurales concernées ; elles assurent l'introduction du concessionnaire auprès des bénéficiaires finaux.

BETC Nanala est l'entreprise titulaire de la concession de production. Une demande de concession relative à la distribution est en cours de préparation.

L'Office de régulation de l'électricité (ORE) sera chargé de suivre la qualité de service et l'application du tarif.

La JIRAMA, la compagnie nationale d'électricité, exploite deux centres isolés de génération thermique (diesel) à proximité du périmètre de concession du projet JIRO KANTO. Une négociation sera engagée entre BETC Nanala et la JIRAMA pour conclure sur l'avenir de ces centres : vente d'énergie à la compagnie nationale ou cession de l'exploitation au profit de BETC Nanala. Du fait des problèmes de trésorerie que traverse la JIRAMA, il serait préférable pour BETC Nanala que les centres d'exploitation lui soient cédés et que, en contrepartie, un loyer négocié soit payé périodiquement. Avec l'arbitrage de l'ORE et l'avis de l'autorité concédante, les parties espèrent qu'une conclusion soit trouvée avant la mise en exploitation du projet JIRO KANTO.

Financement

En juillet 2014, un financement de 4 millions d'euros a été octroyé par la Commission européenne au projet, ce qui représente 75 % des investissements. BETC Nanala cofinance les 25% restants, pour un investissement total de 5,3 millions d'euros. L'État participe à ce projet en promettant d'exonérer de taxes (TVA) le projet et en exonérant de droits et taxes les équipements importés.

Mise en œuvre

Les textes réglementaires malgaches préconisent le bouclage financier des projets avant le dépôt de la demande de licence. Ainsi, aussitôt le contrat de subvention signé avec la Commission européenne, une demande de concession de production d'énergie hydroélectrique auprès de l'ADER a été déposée. Malheureusement, ce contrat de concession n'a été approuvé au Conseil des ministres que le 15 juin 2016. Entre-temps, BETC Nanala a travaillé sur les dossiers d'exécution des travaux, la réhabilitation des pistes d'accès, l'achat des fournitures et des matériaux de construction. Le promoteur a pris le risque de se voir refuser le contrat de concession alors que les travaux et les investissements avaient été déjà engagés. Afin de réduire le retard accumulé, le concessionnaire a été obligé d'offrir son effectif sur les chantiers, résultant en un coût supplémentaire à sa charge.

La loi sectorielle prévoit un seul mode d'attribution de la concession, c'est l'appel d'offres. La candidature spontanée est une exception, elle n'est autorisée que lorsque la zone du projet ne fait pas partie du plan de développement – c'est le cas ici – ou lorsqu'un appel d'offres est infructueux.

Résultats techniques et financiers

Bien que le projet soit encore au stade de la construction, les forces et faiblesses du partenariat public-privé peuvent déjà être dégagées. Tout d'abord, BETC Nanala et l'autorité concédante ont su établir une confiance mutuelle et mettre en place une communication franche et directe, ce qui facilite la gestion des problèmes techniques, organisationnels et administratifs.

Le projet JIRO KANTO est le premier projet de cette taille (dépassant le MW) géré par l'ADER. C'est la première fois également qu'une TPE (très petite entreprise) s'engage dans le développement d'un site hydroélectrique aussi grand avec un budget tout aussi important. Une telle société présente l'avantage de disposer d'une direction opérationnelle facilement accessible. Les décisions ou modifications, aussi bien techniques, organisationnelles qu'administratives, se prennent rapidement et facilement. Le calendrier d'exécution du projet ne souffre pas du temps passé pour obtenir les différentes autorisations internes.

Une limite du projet réside dans la gestion de la TVA. L'État n'a pas de procédure fiable pour exonérer ou rembourser le concessionnaire, ce qui aura pour conséquence d'alourdir le montant d'investissement à la charge de BETC Nanala et, éventuellement, le tarif de l'électricité.



Projet Jiro Kanto Madagascar – Jiro Kanto©

Conclusion

Ce PPP montre que la mise en œuvre d'un PPP ne dépend ni de la taille du projet à mettre en œuvre ni de la taille de l'entreprise privée, concessionnaire. Dans ce cas, le concessionnaire BETC Nanala est une entreprise familiale qualifiée de très petite entreprise. Il montre aussi que le manque de moyens financiers de l'autorité publique n'est pas un obstacle insurmontable; les partenaires techniques et financiers disposent d'outils pour accompagner le développement des projets. Ici, la Commission européenne s'est substituée à l'État pour cofinancer les investissements.

Finalement, le projet JIRO KANTO a stimulé l'intérêt des localités voisines et un projet hydroélectrique additionnel, de puissance 20MW, est en cours de montage financier.

Références

Contrat de concession entre BETC Nanala et le ministre en charge de l'Énergie (disponible sur demande)

Convention de financement entre BETC Nanala et ADER (disponible sur demande)

Survol du projet : <http://database.energyfacilitymonitoring.eu/acpeu/project/4614/>

BETC Nanala : www.betc.mg