



PPP EN AFRIQUE

Du Diagnostic à la Méthode

Quatre Leviers pour un Partage du Risque qui Tient

Note de positionnement stratégique | Juillet 2026

Du Diagnostic à la Méthode

Nous avons montré, dans une précédente note, que le risque non attribué dans les PPP énergétiques africains ne disparaît pas : il retombe sur l'État, puis sur le secteur privé local, puis sur l'écosystème industriel qui aurait dû être la raison d'être du projet. Ce diagnostic n'est pas remis en cause ici, et cette note ne s'y attarde pas.

Elle s'attache à la question qui suit logiquement : comment structure-t-on, concrètement, un projet pour que ce risque soit identifié, pricé et attribué avant la signature, plutôt que découvert après ? Poser cette question oblige à regarder un facteur que nous n'avions pas encore nommé explicitement, et qui explique en grande partie pourquoi le problème persiste malgré des années d'alertes : la logique de portefeuille propre aux développeurs eux-mêmes, quelle que soit par ailleurs leur origine.

Le Poids des Modèles Importés

Une précision s'impose d'emblée, pour éviter tout malentendu : la difficulté décrite ici n'est pas une question d'origine géographique ou culturelle des équipes de développement. Elle tient à une logique de portefeuille, commune à tout développeur qui construit ses projets à l'échelle de plusieurs marchés à la fois, qu'il soit basé en Europe, en Amérique du Nord, dans le Golfe, en Asie, ou qu'il s'agisse d'un groupe panafricain actif dans plusieurs pays du continent. Cette logique de portefeuille multi-marchés apporte des bénéfices réels : mutualisation de l'expertise technique, accès à des financements que peu d'acteurs strictement nationaux peuvent mobiliser seuls, discipline de structuration acquise sur d'autres projets.

La difficulté surgit ailleurs. Ces développeurs arrivent, le plus souvent, avec des modèles déjà éprouvés ailleurs : des matrices de risque type, des structures de PPA standardisées, des schémas de financement qui ont fait leurs preuves sur d'autres marchés. Ces modèles ont un mérite réel : ils accélèrent la structuration, rassurent les comités d'investissement et les prêteurs, et permettent de clôturer plus vite. Ils ont aussi une faiblesse structurelle : ils ont été conçus pour des environnements où le réseau de transport était mature, où la demande industrielle était déjà raccordée, où le distributeur national avait une surface financière suffisante pour absorber les à-coups. Transposés tels quels dans un contexte où aucune de ces trois conditions n'est réunie, ils ne sont plus un gage de robustesse. Ils sont une hypothèse non vérifiée, habillée en certitude par l'expérience acquise ailleurs.

Un modèle qui a fonctionné à huit mille kilomètres n'est pas une preuve de succès local. C'est une hypothèse qui reste entièrement à vérifier sur le terrain considéré.

Ce qui aggrave la situation, ce n'est pas seulement l'importation du modèle, c'est la résistance fréquente à l'exercice de contextualisation qu'imposerait une vraie analyse locale. Ce travail est coûteux, allonge les délais de développement, requiert une expertise fine du terrain (cartographie précise de la demande industrielle, état réel du réseau de transport, capacité effective du distributeur) qu'une équipe absorbée par les impératifs de plusieurs projets menés en parallèle sur d'autres marchés n'a ni le temps ni toujours l'intérêt de conduire en profondeur. Un modèle standardisé, déjà validé par

les comités internes et connu des prêteurs habituels, est plus simple à défendre en interne qu'un modèle sur mesure dont il faut justifier chaque écart par rapport aux précédents. Le résultat est prévisible : le risque de demande et de distribution, qui exigerait précisément ce travail de contextualisation pour être correctement priced, reste non analysé, donc non attribué, donc transféré par défaut à la garantie souveraine.

C'est ce point d'entrée qu'il faut traiter si l'on veut que le partage de risque cesse d'être un vœu pieu pour devenir une pratique de structuration. Les quatre pistes qui suivent s'attaquent chacune à un maillon différent de cette chaîne.

Piste 1 : Faire de la Demande Réelle un Objet de Due Diligence

La première rupture nécessaire est méthodologique. Tant que la demande est traitée comme une projection macroéconomique nationale (tant de gigawattheures supplémentaires nécessaires d'ici telle année, répartis de manière homogène sur le territoire), elle reste une variable qu'aucune partie ne peut vraiment sécuriser, et donc que personne ne veut porter.

Une due diligence de demande digne de ce nom part de l'autre bout : elle identifie, industriel par industriel, la demande réellement mobilisable dans le rayon d'évacuation économiquement viable de l'actif de production. Cela suppose d'aller dialoguer directement avec les groupements patronaux, les chambres de commerce et les industriels eux-mêmes (miniers, cimentiers, agro-industriels, zones économiques spéciales) pour documenter non pas leur besoin théorique en électricité, mais leur capacité et leur volonté réelles de s'engager sur un volume, une durée et un prix. C'est un travail de terrain, plus proche de l'étude commerciale que de la modélisation financière, et c'est précisément le type de travail qu'un modèle importé, construit sur des hypothèses macro validées ailleurs, a tendance à sauter.

Ce travail a une traduction opérationnelle directe : la possibilité de structurer, en parallèle du PPA avec l'utility nationale, des accords d'achat direct avec un ou plusieurs industriels ancrés : des contrats de fourniture directe, avec ou sans passage par le réseau du distributeur selon le cadre réglementaire du pays. Un projet adossé, même partiellement, à des offtakers industriels identifiés et solvables n'a plus le même profil de risque qu'un projet reposant uniquement sur la capacité de paiement d'un distributeur national fragilisé. Il devient plus facile à financer sur ses propres mérites, et moins dépendant d'une garantie souveraine dont la valeur s'érode.

Piste 2 : le Transport, entre Monopole d'État et Ouverture Encadrée

La deuxième piste appelle une clarification importante, à ne pas éluder. Dans la quasi-totalité des pays africains, le transport d'électricité (contrairement à la production, largement ouverte aux producteurs indépendants depuis les années 1990) demeure un monopole légal de l'État, exercé par une société de transport publique ou par l'utility nationale lui-même. Intégrer un acteur de transport dans le montage d'un projet ne peut donc pas signifier, dans la plupart des cas, l'introduction d'un concurrent privé au réseau national : ce serait à la fois hors du cadre juridique actuel de la plupart des pays

et hors de propos. Deux situations doivent être distinguées, et traitées chacune selon sa propre logique.

Cas 1 : Quand le Transport Reste un Monopole d'État

C'est la situation la plus fréquente aujourd'hui sur le continent, et elle doit être traitée comme telle, sans attendre une réforme hypothétique. Ici, le travail du développeur ne consiste pas à remplacer le monopole, mais à le traiter comme un risque de projet à part entière, avec la même rigueur qu'on applique à l'analyse de la demande : évaluer la capacité réelle de la société de transport publique à livrer, dans les délais du projet, l'infrastructure d'évacuation nécessaire : son plan d'investissement documenté, sa situation financière, son calendrier d'exécution, ses précédents sur des projets comparables. Lorsque cette capacité fait défaut ou n'est pas démontrée, la structuration peut prévoir un financement fléché de l'ouvrage d'évacuation par le projet lui-même : l'infrastructure est alors construite selon les standards techniques du monopole, puis lui est transférée et exploitée par lui, avec un mécanisme de reconnaissance de créance ou de tarif capacitaire qui rembourse l'investisseur privé sur la durée. Cette option ne contourne pas le monopole ; elle le finance et l'outille, tout en documentant contractuellement le risque de retard plutôt que de le découvrir après la mise en service.

Encadré : Ce Qui Existe Déjà

Copperbelt Energy Corporation (Zambie). Ce type d'arrangement a un précédent réel, même s'il est né d'une trajectoire historique particulière plutôt que d'une réforme délibérée. Copperbelt Energy Corporation (CEC) possède et exploite, depuis les années 1950 sous des formes juridiques successives, un réseau de transport dédié dans la région du Copperbelt (plus de 900 kilomètres de lignes 220 kV et 66 kV) pour alimenter directement huit clients miniers représentant une charge cumulée de 520 MW. Ce réseau ne concurrence pas le monopole national : il coexiste avec lui. CEC achète l'électricité à ZESCO, l'utility nationale, et l'achemine sur ses propres actifs dédiés vers une demande industrielle strictement identifiée. C'est cette coexistence (et non une ouverture générale du transport à la concurrence) qui a permis à CEC de financer ses extensions sur ses propres mérites, y compris récemment via le premier green bond zambien, environ 200 millions de dollars, levé par sa filiale CEC Renewables.

Mais ce précédent ne doit pas devenir, à son tour, un modèle importé sans contextualisation. CEC s'est construit sur un terrain particulier : une géographie minière concentrée, une demande industrielle préexistante et déjà mesurable, et un cadre juridique spécifique remontant à l'économie coloniale et post-coloniale du cuivre, qui n'a pas d'équivalent automatique ailleurs. **Vérifier que des conditions comparables (une demande industrielle réellement identifiable, une concentration géographique justifiant un réseau dédié, un cadre juridique compatible) sont réunies sur le terrain considéré est un préalable, non une formalité.**

Cas 2 : Quand la Réglementation Évolue vers une Ouverture Structurée

Le premier cas ne doit pas être traité comme une fatalité, et cette note ne plaide pas pour s'en satisfaire. Plusieurs pays explorent aujourd'hui des mécanismes permettant

de faire financer, construire et parfois exploiter certaines lignes de transport par des investisseurs privés, sans démanteler le rôle stratégique de l'opérateur public. L'exemple le plus abouti à ce jour est celui de l'Afrique du Sud, où le programme des Independent Transmission Projects (ITP) permet à des investisseurs privés de financer, construire et exploiter, sous concession de type BOOT (Build-Own-Operate-Transfer), des lignes identifiées dans le plan de développement du réseau national. La société de transport publique, la National Transmission Company South Africa (NTCSA), reste l'acheteur et la contrepartie contractuelle unique via des accords de service de transport de long terme, un montage qui reprend, pour le transport, la logique contractuelle déjà éprouvée pour la production indépendante, sans retirer à l'État son rôle de planification et de supervision du réseau.

Encadré : Une Évolution Possible

Independent Transmission Projects (Afrique du Sud). Depuis 2025, le cadre réglementaire sud-africain (section 34 de l'Electricity Regulation Act, complétée par une détermination ministérielle) permet à des investisseurs privés de répondre à des appels d'offres pour financer et construire des lignes de transport à 400 kV identifiées dans le plan de développement du réseau, sous concession de type BOOT. La première phase du programme porte sur environ 1 164 kilomètres de lignes. Les investisseurs sont rémunérés par des flux contractuels prévisibles versés par NTCSA, plutôt que par le bilan consolidé de l'utility, une structure de risque proche de celle des PPA de production indépendante.

Le mécanisme reste récent et n'a pas encore livré de ligne : il illustre une direction possible, pas un modèle éprouvé sur la durée. ***Mais il montre qu'ouvrir le financement du transport à des acteurs privés ne suppose pas de démanteler le monopole opérationnel de l'État, seulement d'accepter d'en faire une contrepartie contractuelle plutôt qu'un maître d'ouvrage unique.***

Dans un cas comme dans l'autre, le principe reste le même : le risque de transport doit être documenté et attribué avant la signature, qu'il s'agisse de sécuriser les engagements d'un monopole qui reste seul maître d'ouvrage, ou de structurer une concession pour la partie du réseau où la réglementation le permet désormais.

Piste 3 : Traduire ces Pistes en Mécanismes Contractuels

Une due diligence de demande plus fine et une prise en compte sérieuse du risque de transport (qu'il s'agisse de sécuriser les engagements du monopole d'État ou de structurer une concession de type ITP) n'ont de valeur que si elles se traduisent en clauses opposables, et non en simples bonnes intentions consignées dans un mémorandum d'entente.

Concrètement, cela peut prendre plusieurs formes. Le calendrier de mise en service commerciale peut être explicitement lié à des jalons vérifiables de disponibilité du transport, plutôt qu'à la seule fin de la construction de l'actif de production, de sorte que le paiement de capacité ne démarre pas sur un ouvrage qui produit sans pouvoir livrer. Une part de la rémunération peut être indexée non plus sur la seule disponibilité technique, mais sur l'énergie effectivement livrée et consommée par des offtakers identifiés, rapprochant le contrat d'une logique de service plutôt que de pure capacité

installée. Des mécanismes de partage des gains de performance avec le distributeur national (lorsque l'amélioration de la facturation et du recouvrement dépasse un seuil convenu) alignent l'intérêt du développeur sur celui de l'utility, au lieu de les placer en vis-à-vis contractuel pur. Enfin, des clauses de retour d'expérience et de révision, activables si les hypothèses de demande ou de transport se révèlent erronées dans les premières années d'exploitation, évitent que l'ensemble du risque résiduel ne retombe, comme c'est le cas aujourd'hui, sur le seul garant souverain.

Aucun de ces mécanismes n'est exotique : ils existent, sous des formes variées, dans des PPP énergétiques bien structurés dans d'autres régions du monde. Leur absence dans la plupart des projets africains ne relève pas d'une impossibilité contractuelle, mais du fait qu'ils supposent, en amont, le travail d'analyse de demande et d'intégration du transport décrit dans les deux pistes précédentes. Sans ce travail, il n'y a rien à indexer, rien à jalonner, rien à partager.

Piste 4 : une Capacité de Structuration Locale pour Challenger le Modèle Importé

La dernière pièce du dispositif est peut-être la plus déterminante, parce qu'elle conditionne la mise en œuvre effective des trois précédentes. Un développeur international, aussi bien intentionné soit-il, ne fera pas spontanément le travail de contextualisation qui va à l'encontre de son modèle éprouvé, sauf si une contrepartie compétente l'y oblige ou l'y accompagne.

Cette contrepartie ne peut pas être seulement l'administration en charge du secteur, dont les équipes, aussi qualifiées soient-elles, sont rarement dimensionnées pour challenger, ligne par ligne, la matrice de risque d'un consortium international rodé à ces négociations. Elle passe par une capacité de structuration indépendante, capable de modéliser la chaîne de valeur complète avant que le modèle du développeur ne soit présenté comme la seule option raisonnable : quantifier la demande industrielle réelle, évaluer la maturité effective du réseau de transport, chiffrer ce que coûterait, en risque résiduel pour l'État, chacune des clauses proposées par le développeur. C'est un travail qui doit être conduit par des acteurs qui connaissent aussi bien la grammaire du financement de projet international que la réalité économique locale, et qui n'ont pas d'intérêt à ce que le modèle importé passe sans être questionné.

C'est également, dans la durée, un investissement dans l'écosystème local que nous appelions de nos vœux dans notre précédente note : plus les équipes locales de structuration, les développeurs de transport locaux et les organisations patronales sont associés tôt à ce travail de contextualisation, moins les prochains projets partiront d'un modèle importé non vérifié, et plus vite la contextualisation deviendra la norme plutôt que l'exception coûteuse qu'un développeur cherche à éviter.

Conclusion : de la Bonne Volonté à l'Obligation Contractuelle

Aucune des pistes présentées ici ne repose sur l'hypothèse que les développeurs internationaux deviendront, d'eux-mêmes, plus enclins à contextualiser leurs modèles. Ce serait ignorer les incitations, parfaitement rationnelles, qui les poussent vers l'inverse. Le changement ne viendra pas de la bonne volonté du développeur, mais de la capacité de l'État (ou de ceux qui le conseillent) à faire de cette contextualisation une

condition d'entrée dans le projet : une exigence de due diligence de demande documentée, une évaluation sérieuse et opposable du risque de transport (qu'il s'agisse de sécuriser les engagements du monopole d'État existant ou d'ouvrir la voie à une concession structurée là où la réglementation le permet), des clauses contractuelles qui traduisent ce travail en engagements vérifiables, et une capacité de structuration locale suffisamment aguerrie pour l'exiger et l'évaluer.

C'est un changement de posture de négociation, pas une réforme du droit ou de la finance internationale. Il est à la portée des États qui décident de ne plus accepter, comme point de départ de la discussion, le modèle que le développeur pose sur la table, et d'exiger, avant toute clôture financière, la démonstration que ce modèle a été vérifié pour le terrain sur lequel il va s'appliquer.

Note de positionnement stratégique publiée par Enerstrat, Energy Strategy Africa, juillet 2026. Enerstrat est un acteur intégré du secteur énergétique africain, intervenant à la fois dans l'accompagnement stratégique et financier des investisseurs privés africains et sous-régionaux et dans le développement de projets d'infrastructure énergétique. De la conception et du montage de projets jusqu'à la structuration, la préparation et la sécurisation des investissements, Enerstrat couvre l'ensemble du cycle de développement des infrastructures de production, de transport et de distribution.