

Bird & Bird &

Les énergies renouvelables et l'exploitation minière en Afrique



Extractives Hub



affectio
mutandi+



Quelques chiffres

Rapport issu de la conférence tenue le 29 janvier 2020
au cabinet Bird&Bird à Paris

Introduction par Boris Martor, Partner Bird&Bird

L'Afrique comptabilise aujourd'hui 15% des dépenses mondiales en matière minière ce qui reste faible par rapport aux ressources du continent. L'exploitation minière est donc appelée à se développer au cours des années à venir.

En outre, la capacité de production électrique en Afrique est de 80 GW dont 40GW en Afrique du Sud et on attribue 23 GW aux projets miniers, principalement réparti en Afrique Subsaharienne. On compte donc à peu près 50% de la production électrique en Afrique Subsaharienne, générée par le secteur minier.

Par ailleurs, le cout lié à la production électrique dans le cadre d'un projet minier correspond entre 10 à 35% du cout du projet.

Ainsi, le poids de l'industrie minière dans le paysage énergétique Africain est très important et les besoins sont croissants puisque l'exploitation minière croit.

Par ailleurs, dans le secteur minier, il y a un risque permanent de Black Out énergétique. En effet les industries minières ont une dépendance accrue à l'énergie. Se retrouver à cours aurait de fortes implications financières.

Les infrastructures en énergie renouvelable de type mini-grid sont aujourd'hui envisagées comme une réponse à tout cela.

Qu'est-ce qu'un mini-grid ?

Le micro-réseau est un système énergétique intégré composé d'un groupe interconnecté de ressources énergétiques de distribution (comme les sources de production, le PV, le groupe électrogène, ainsi que le stockage d'énergie pour contrôler certaines charges contrôlables) avec des limites électriques clairement définies.

- Pour augmenter la résilience
- Pour gérer la consommation et la demande du site 3energy
- Intégrer une source d'énergie renouvelable et rentable.

Dans quelle mesure ces mini-grids peuvent-ils être une réponse aux enjeux du secteur minier Africain ?

Le panel de professionnels a tenté de répondre à cette problématique autour de deux grands axes à savoir :

- Les défis et opportunités de l'utilisation des énergies renouvelables dans le secteur minier Africain ; et
- Les Mining Power Purchase Agreements.

Défis et opportunités de l'utilisation des énergies renouvelables dans le secteur minier Africain

L'intérêt lié au coût et à la fiabilité de ces projets

par Paul François CATTIER, Energy Access Ventures, Former VP Economic Development Africa & Middle East at Schneider Electric

L'intérêt de recourir aux énergies renouvelables dans l'industrie minière part tout d'abord du constat de l'augmentation de la demande énergétique dans le secteur minier :

- L'industrie minière représente aujourd'hui 6,2% de la consommation mondiale d'énergie ;
- 32% de l'énergie consommée par les mines est sous forme d'électricité ;
- L'exploitation minière fait état d'une dépendance accrue à l'égard de l'énergie. Un blackout peut faire perdre jusqu'à 100 millions de dollars à une industrie.

Par ailleurs, ces industries minières portent de plus en plus d'attention à la propreté de l'énergie qui permet de les faire fonctionner. En effet, la Social Licence to Operate (licence sociale d'exploitation) ou autrement dit l'approbation publique pour opérer dans les mines est devenue la première préoccupation des dirigeants miniers, ce qui a conduit à l'électrification des mines en énergies renouvelables. Cela se pose encore plus en Afrique compte tenu des chiffres préalablement exposés (23 GW/40 de la consommation énergétique attribué au secteur minier).

En outre, il existe un intérêt lié à la qualité de l'électricité reçu lorsque les sites miniers sont connectés au réseau national. Comme nous l'avons déjà souligné, les mines sont généralement situées loin des zones urbaines et donc loin du réseau national. La qualité d'électricité reçue, souvent très mauvaise, met en danger les équipements et peut causer des interruptions de fonctionnement dans les mines etc.

L'énergie décentralisée permet donc de pallier cela en ayant une autonomie de génération et de distribution sur ces sites éloignés.

De plus, le coût des énergies renouvelables est en constante baisse et moins important que celui des énergies fossiles (charbon, pétrole etc.) ce qui conduit également à un intérêt accru de la part du secteur minier aux énergies renouvelables. En effet, la baisse du coût de l'électricité d'origine éolienne et solaire devrait se situer entre 26 et 59% d'ici 2025, et on estime entre 25 et 50% de réduction des coûts énergétiques dans les nouvelles mines grâce au programme de gestion hybride de l'énergie.

Il convient toutefois de noter que cette énergie n'est pas sans faille. L'une des particularités des énergies renouvelables consiste en leur caractère alternatif. Dès lors, une industrie minière ne saurait baser la totalité de son activité sur une telle énergie (risque de blackout etc.), d'où l'intérêt d'avoir recours au système d'hybridation (alimentation mixte).

De même, cette particularité peut engendrer la nécessité de stocker de l'énergie ce qui à son tour engendre un coût.

De manière générale, les intérêts de ces projets sont les suivants :

- Le coût énergétique ;
- L'image de marque : les projets en énergie renouvelable améliorent l'image de l'industrie minière souvent catégorisée comme très polluante ;
- La fiabilité : la multiplication des sources d'énergie diminue la probabilité d'interruption de la mine ;
- La Durabilité : réduction de la production de CO2 ;
- Licence sociale d'exploitation : profite aux populations locales (comme sera évoqué par Pierre-Samuel GUEDJ) ;

- Flexibilité : possibilité de gérer plus facilement le coût global de possession des installations ;
- Le micro-réseau est également le meilleur outil pour optimiser le CTP de l'énergie minière. Il permet en effet de :
 - » Optimiser les investissements globaux, avec une stratégie de distribution électrique complète, en réduisant au minimum les lignes, les stations et les générateurs d'électricité ;
 - » Réaffecter ou retirer certains actifs selon les besoins ;
 - » Développer l'agilité énergétique au fil des saisons ou du cycle de coût pluriannuel ;
 - » Mesurer les performances et générer des scénarios alternatifs facilement réalisables ;
 - » Obtenir un réseau d'énergie flexible ; et
 - » Retarder certains investissements selon les besoins dans le cadre d'une approche "Pay as Grow".

Des projets en lien avec la politique RSE des entreprises minières

par Pierre-Samuel GUEDJ, Chairman of Affectio Mutandi

La construction de mini-grids pour l'industrie minière pourrait-elle profiter aux populations locales et ainsi permettre aux projets miniers de poursuivre une politique RSE & de gérer les enjeux d'ODD ?

La création de mini-grids minier est inévitablement une opportunité en terme de local content. En effet, le secteur minier est souvent doté de lois sur le contenu local, tout comme les lois sur les appels d'offres sur les infrastructures, ou autrement dit d'un arsenal juridique visant à garantir les intérêts du pays notamment en matière de transferts de compétences et de créations d'emplois.

Le fonctionnement de ces mini-grids nécessitera donc forcément de faire appel à de la main d'œuvre locale et qualifiée ; ce qui implique à nécessairement, en plus de la créer des emplois, de créer des centres techniques de formation.

En outre, la création de mini-grids miniers pourrait permettre de flécher un certain volume de la production électrique vers les populations locales. En effet, la plupart du temps, les exploitations minières se trouvent en zone rurale, généralement hors-réseau national électrique.

Une solution souvent évoquée pour électrifier ces zones est le recours au mini-grid, mais la question du cadre juridique fiable et du financement de ces projets est un frein aux investissements (trop coûteux, pas rentables etc.).

Le fait de mutualiser les besoins du secteur minier et des populations locales se présenterait alors comme un avantage. D'une part, cela permettrait de faire bénéficier aux mini-grids de la protection juridique accordée au secteur minier. D'autre part, cela faciliterait l'obtention des fonds venant de bailleurs internationaux.

Cette approche pourrait alors devenir un schéma directeur territorial, ou autrement dit, une nouvelle manière de gérer la décentralisation de l'électrification qui à ce jour est encore très parcellaire et dont la gouvernance politique est perfectible.

Défis et opportunités de l'utilisation des énergies renouvelables dans le secteur minier Africain

Les enjeux liés à la législation applicable

Etat des lieux de l'environnement réglementaire en Afrique

par Stan Andreassen, Avocat Counsel chez Bird & Bird

L'environnement réglementaire en Afrique est-il propice au développement des projets en énergies renouvelables dans le secteur minier ?

Le cadre légal et réglementaire applicable aux énergies renouvelables ne peut être analysé comme un ensemble uniforme à l'échelle du continent africain et varie souvent grandement d'un pays à un autre. On constate notamment un grand écart en terme de réglementations entre les pays ayant une forte production énergétique et les autres, avec le Maroc et l'Afrique du Sud faisant office de réformateurs précurseurs en la matière.

Pour tous les pays du continent africain, il convient de rappeler que lorsqu'un régime spécifique existe pour les énergies renouvelables, il ne s'agit pas d'un cadre juridique autonome. Il s'inscrit toujours dans un cadre juridique plus large applicable au marché de l'énergie et de l'électricité. Or, le marché de l'énergie, en termes de production comme de distribution d'électricité, est historiquement un marché très réglementé, relevant souvent d'un monopole ou quasi-monopole étatique. Le régime juridique qui en découle est donc historiquement très restrictif et contraignant.

A ce titre, on constate que le Maroc et l'Afrique du Sud, cités comme précurseurs en tant que réformateurs des cadres juridiques nationaux applicables aux énergies et à la production et distribution d'électricité, sont également les pays phares du continent en termes de production d'électricité à base d'énergies renouvelables. Dans beaucoup d'autres pays du continent, les réglementations sont soit figées dans leur cadre monopolistique historique, soit réformées de manières timides ou incomplètes, créant un certain flou juridique pour les investisseurs privés. Dans tous les cas, le développement des énergies renouvelables apparaît donc comme passant clairement par une réforme des régimes juridiques applicables afin de permettre le développement des

projets énergétiques privés ou du moins associés au secteur privé.

Or, face à la volonté affichée par tous les acteurs publics comme privés de faire passer l'électrification du continent africain par le développements de projets renouvelables, on constate une prise de conscience réelle des autorités publiques et la multiplication des projets de réforme des réglementations énergétiques des pays africains.

Cependant, s'il existe certes un grand nombre d'initiatives pour la réforme des cadres juridiques applicables à l'énergie et au renouvelable, on constate dans le même temps une certaine fébrilité des autorités lorsqu'il s'agit d'établir des règles claires, précises et détaillées couvrant l'ensemble des hypothèses de production et distribution d'électricité et qui s'appliquent effectivement dans la durée aux acteurs du marché. Cela s'explique notamment par l'historique monopolistique de ce marché qu'une libéralisation remet en cause, au détriment des opérateurs historiques nationaux.

S'il fallait faire un panorama rapide des problématiques fréquemment constatées lorsque l'on analyse les réglementations nationales, les sujets suivants apparaissent le plus fréquemment :

- Les cadres juridiques sont généralement communs au secteur général de l'électricité mais prévoient rarement des dispositions spécifiques ou promouvant les énergies renouvelables ;
- La faculté de production d'électricité hors réseau n'est pas envisagée ;
- La part devant être autoconsommée ou revendue sur le réseau en cas d'autoproduction restreignent les hypothèses de projets envisageables ;
- Les types de contrats utilisés (concession, gérance, PPP, affermage), les procédures de passation (marchés public, DSP, PPP) et les exceptions à la mise en concurrence dans le cadre des projets étatiques ne sont pas clairement précisés ou détaillés ;
- Les seuils de puissance des installations en dessous desquels les régimes d'autorisation publiques sont

simplifiés sont souvent trop bas pour être utiles en pratique ;

- Absence de règles claires et pérennes destinées à protéger les investisseurs, notamment en cas de résiliation ou de retrait d'autorisation.
- Manque de clarté concernant les procédures administratives et les autorités compétentes selon le type de production/projet envisagé (ministres, autorités de régulations, maires), avec parfois un cumul d'intervention de ces autorités.

Face à ces problématiques, de nombreuses initiatives ont vu le jour aux niveaux nationaux comme à l'échelle internationale au sein d'initiatives publiques, « parapubliques » ou privées.

On constate en effet que les Etats mènent des réformes parfois ambitieuses et que dans le même temps de nombreux projets sont en cours au sein notamment d'organisations internationales telles que l'UEMOA, la CEDEAO, la CEMAC, la CEEAC ou l'Union Africaine. En effet, force est de constater que toutes les organisations régionales et internationales citées ont des compétences relatives à la mise en place d'une politique énergétique commune pouvant concurrencer ou s'ajouter aux projets nationaux.

Dans le même temps, on constate aussi des initiatives internationales ne relevant pas d'organisations internationales communautaires tels que Open Solar Contracts, OHADA, l'Agence Solaire Internationale, etc.

Le développement de ces projets est le reflet des besoins existants et montre l'attente des opérateurs privés et publics. Cependant, la multiplication de projets en parallèle est telle qu'elle entre parfois en contradiction avec l'effet recherché. En effet, compte tenu du risque réel de projets de réformes concurrents voire contradictoires, surtout entre projets nationaux et internationaux, cela s'ajoute au flou juridique existant quand cela ne crée pas par ailleurs une incertitude accrue pour les investisseurs concernant la stabilité juridique essentielle au développement de projets de longues durées. Si aucun cadre général commun un tant soit peu contraignant n'existe à ce jour concernant la production ou distribution électrique et les énergies

renouvelables, l'on peut citer notamment le projet de directive de l'UEMOA relative aux énergies renouvelables et le Plan Directeur établi par le CEREEC au sein de la CEDEAO.

On perçoit donc difficilement aujourd'hui de quel(s) projet(s) de réforme va/vont émerger les réponses aux attentes des investisseurs, qui vont de pair avec les besoins des pays et peuples concernés, qui sont essentiellement (i) une stratégie énergétique transparente basée sur une planification clarifiée aux échelles nationales voir régionales, (ii) la simplification et l'uniformisation des procédures de passation et des documents contractuels, (iii) l'adaptabilité des mécanismes d'attribution des marchés aux projets envisagés parfois spontanément et (iv) la clarté et transparence des procédures et des cadres réglementaires.

La protection légale des investissements en énergie renouvelable : l'exemple de la pratique internationale

par Dr. Ernesto BONAFE, Extractives Hub Project manager, former « Head of Expansion » at the International Energy Charter in Brussels

On constate dans nombreux pays africains, un nouveau contexte de libéralisation du marché de l'énergie et de promotion des sources d'énergie renouvelables, conformément aux l'objectifs n° 7 et 13 des Objectifs du Développement Durable (ODD), et à l'accord de Paris.

Il n'y a pas si longtemps, l'Union Européenne a procédé à une restructuration similaire du secteur de l'énergie, avec des leçons pertinentes à tirer pour les pays africains, y compris des erreurs à éviter.

La libéralisation du secteur de l'énergie a permis des investissements privés étrangers dans un secteur traditionnellement réservé à un monopole public et étroitement lié à l'idée de souveraineté nationale.

En outre, les gouvernements ont décidé d'attirer activement les investisseurs dans les énergies renouvelables en leur offrant un large éventail

Défis et opportunités de l'utilisation des énergies renouvelables dans le secteur minier Africain

d'avantages, allant de l'accès prioritaire et de l'acheminement prioritaire aux subventions à la production (par exemple, les tarifs de rachat) pour compenser les coûts technologiques plus élevés.

En outre, dans certains pays, les IPP ont été complétés par des Contrats d'Achat d'Electricité (CAE) à long terme.

Si les subventions aux énergies renouvelables et les CAE permettent de mener des politiques publiques (par exemple, le développement de l'industrie nationale et la création d'emplois) et d'introduire la concurrence sur le marché, ces mesures comportent également des risques importants.

En effet, ces contrats à long terme (ou les subventions) généralement conclus avec l'entreprise nationale d'électricité peuvent être confrontés à des modifications unilatérales de l'Etat au fil du temps. Il est certain que ces changements peuvent répondre à une logique économique, telle que la réduction des coûts de la technologie ou la nécessité d'accroître la concurrence sur le marché. Mais les investisseurs sont généralement réticents à accepter des modifications du cadre juridique dans lequel l'investissement a été réalisé.

Par ailleurs, en cas de litige, se pose la question du tribunal compétent. Les investisseurs préfèrent généralement opter pour la forme arbitrale plutôt que de poursuivre le gouvernement devant ses juridictions nationales qui pourraient être biaisées.

Pour imposer cela, un certain nombre de traités (bilatéraux ou multilatéraux) d'investissements sont mis en place. A titre d'exemple, le traité sur la charte de l'énergie (TCE), un accord juridique multilatéral unique en son genre pour le commerce, le transit et l'investissement dans le secteur de l'énergie prévoyant un certain nombre de dispositions relatives au règlement des différends etc.

Les pays d'Afrique de l'Ouest, en particulier, ont intérêt à tirer parti de l'expérience du TCE, puisque le protocole sur l'énergie de la CEDEAO de 2003 est largement basé sur le TCE.

Plus généralement, la plupart des pays africains ont signé des traités bilatéraux d'investissement contenant des dispositions similaires sur la protection des investissements. Par conséquent, les nouvelles tendances régionales et internationales en matière d'arbitrage des investissements énergétiques sont pertinentes pour l'Afrique au moment où des facteurs de transformation, tels que les projets de développement de moyens de production d'énergies renouvelables pour l'exploitation minière, se produisent sur tout le continent.



Mining Corporate Power Purchase Agreements (PPAs)

Les enjeux du Mining Corporate PPA

par Conrad PURCELL, partner Bird & Bird

Les contrats de PPA concentrent des enjeux divers et complexes.

Études d'ores et déjà les impacts des réglementations et études les différents scénarios existant.

Scénario 1

Dans certains pays, au titre de ce premier scénario la réglementation interdit aux entreprises privées :

- de fournir de l'électricité à un tiers ; et
- de posséder des actifs de production (autres que pour l'autoconsommation).

L'objectif de ces réglementations est généralement de protéger la compagnie d'électricité publique de la concurrence qui pourrait nuire à son économie. Toutefois, il est parfois possible de structurer les transactions d'une manière conforme à la loi tout en obtenant un résultat qui permette aux producteurs indépendants d'électricité (IPP) de développer des installations de production d'électricité pour les consommateurs d'électricité.

Il existe de nombreux modèles où :

- Le promoteur finance le développement et la construction d'une installation.
- Il transfère le titre de propriété de l'installation à l'utilisateur final lors de la mise en service.
- Le développeur entretient et exploite l'installation et reçoit un paiement régulier, par exemple mensuel, pour couvrir les coûts d'exploitation, la maintenance, le remboursement du capital de la dette (qui représente une partie importante des coûts de développement et de construction), les coûts de financement (y compris les intérêts et les frais) et un rendement pour les actionnaires du développeur.

Scénario 2

Il existe un deuxième scénario où lorsque la réglementation autorise une entreprise privée à posséder des actifs de production mais interdit la fourniture d'électricité à des tiers, les promoteurs et les utilisateurs finaux disposent de plus d'options car ils peuvent également utiliser une structure de location d'équipements/services. Il s'agit ici d'un montage en leasing.

Scénario 3

Dans un troisième scénario, certains pays dans lesquels les entreprises privées sont autorisées à posséder des actifs de production et à fournir de l'électricité à des tiers. Ce sont ceux qui posent le moins de problèmes réglementaires par rapport au modèle traditionnel IPP et c'est là que le financement de projets est le plus souvent utilisé.

Bien qu'il soit possible de financer la construction de projets dans le cadre de chacun des trois scénarios ci-dessus à l'aide de prêts bancaires, le premier scénario est le plus difficile et nécessitera très probablement le recours à un soutien au crédit pour compenser la faiblesse des garanties. Le troisième scénario est bien adapté pour permettre le recours à un financement de projet sans recours.

Les modèles alternatifs de connexion au réseau

Le premier exemple est un arrangement privé direct entre le générateur et l'utilisateur final.

Dans ce cas, l'électricité est produite sur un site qui, dans l'idéal, est relativement proche de l'utilisateur final. Un câble entre le site où la production est réalisée et l'utilisateur final transporte l'électricité de l'endroit où elle est produite à celui où elle est utilisée.

Le deuxième exemple est un projet connecté au réseau. Dans ce modèle, la centrale de production est connectée au réseau électrique et de là, elle peut être vendue (souvent par des intermédiaires) à l'utilisateur final.

L'électricité peut également être vendue à l'opérateur du réseau. Ce modèle exige des réglementations transparentes, comprenant souvent des accords et des processus de connexion pro forma.

Un projet connecté au réseau peut également livrer de l'électricité sur le réseau depuis le site de production jusqu'à l'utilisateur final. Des frais sont associés à l'utilisation du réseau, mais ils sont compensés par les économies réalisées en évitant de construire une connexion privée. Des dispositifs de roulage ont été utilisés en Tunisie, au Pakistan et en Jordanie.

Il est également possible de mettre en place un système de "comptage net" pour les projets connectés au réseau, dans le cadre duquel le surplus d'électricité généré par le projet et non utilisé par le premier preneur peut être vendu à d'autres utilisateurs. Dans le cadre d'un accord de comptage net, tout excédent d'électricité est généralement compensé par des importations pour obtenir un solde net positif ou négatif. Ces exportations peuvent généralement être mises en réserve pour une durée maximale de 12 mois. La Tunisie, Dubaï, la Jordanie et le Pakistan sont des exemples de pays où le comptage net a été utilisé.

La combinaison de circonstances la plus souhaitable pour un IPP est un pays qui autorise ce qui suit :

- Les entreprises privées à posséder des installations de production et à fournir de l'électricité à des tiers ;
- La facturation à la volée et la facturation nette ; et
- La possibilité de vendre les excédents à la compagnie électrique nationale ou régionale.

La notation des acheteurs

La notation de crédit de l'utilisateur final d'un projet est essentielle pour déterminer la bancabilité d'un projet.

Les critères que les prêteurs appliquent aux acheteurs sont les suivants :

- Une notation acceptable ou de bon rang ;
- Un soutien au crédit de la part d'une société mère ; et
- Garanties ou lettres de crédit d'un établissement financier.

Il est important de prendre en compte les éventualités pour une société de projet si son contrat d'achat d'électricité (CAE) avec un preneur d'électricité prend fin. Parmi les mesures d'atténuation courantes contre ce risque, on peut citer :

- Une connexion au réseau ;
- La disponibilité d'autres acheteurs ;
- La présence d'un soutien au crédit de la part du preneur ; et
- La propriété des terres par le biais de la propriété franche ou de la location à bail, car cela permet de garantir les actifs.

Les principales conditions commerciales à convenir dans le cadre d'un contrat d'achat d'électricité pour garantir la bancabilité sont notamment les suivantes :

- Obligation take or pay ;
- Modification de la protection juridique du promoteur ;
- Indemnisation en cas de résiliation pour que le promoteur reste entier en cas de défaillance du preneur ; et
- Une allocation de risques équilibrée.

Focus sur les risques PPA dans le secteur minier

par Quentin GOGA, Associate Director at KPMG SA

Les CPPA d'abord développés dans le cadre de production d'électricité conventionnelle bénéficient aujourd'hui d'un regain d'intérêt notamment grâce à l'attractivité des énergies renouvelables. Un nombre croissant d'entreprises industrielles mettent la

Mining Corporate Power Purchase Agreements (PPAs)

décarbonation de leurs activités au centre de leur stratégie de développement. Aussi, alors que le prix des énergies renouvelables devient compétitif les grands consommateurs d'énergie voient en ce type de contrat une opportunité de répondre à un double objectif :

- La réduction de leur empreinte carbone en réponse aux demandes de leurs clients, de leurs fournisseurs et de leurs actionnaires notamment ;
- La maîtrise de leur approvisionnement énergétique. L'accès à l'énergie et la sécurisation des prix sur le long terme constituent des éléments majeurs pour les grands acteurs industriels.

En Afrique, le secteur minier constitue l'un des principaux consommateurs d'électricité. En plus des objectifs cités ci-dessus, les CPPA constituent une véritable alternative aux Utilities africaines dont la qualité de crédit peut amener certains développeurs à rechercher une garantie souveraine que les gouvernements ne souhaitent pas toujours délivrer (ces dernières étant prises en compte dans leurs endettements selon les critères du FMI)

Si de plus en plus d'acteurs s'intéressent aux CPPA basés sur des unités de production vertes ces derniers font face à un certain nombre d'enjeux et de risques d'importance clé dont certains d'ordre techniques, réglementaires, juridiques, comptables (structure contractuelle déconsolidant) et financiers.

Le fait de travailler de façon concertée à la définition de la meilleure solution technique et à la structuration juridique et financière la plus adaptée sera déterminante dans la bancabilité du projet. Or, la mobilisation d'une dette sans recours constitue généralement un élément déterminant dans le choix d'entrer dans un CPPA assis sur des infrastructures renouvelables. Pour permettre au développeur de lever un financement de projet la structuration devra notamment traiter les aspects suivants du projet :

- La robustesse financière des partenaires du projet : La qualité de crédit de l'offtaker et du producteur seront analysées
- Les paramètres macro-économiques du projet : indexation, taux d'intérêt de référence, taux de

change, accès aux devises locales sur la durée du financement. Les investisseurs / prêteurs analyseront les conséquences possibles de changements politiques ou d'instabilité à Madagascar et les impacts sur leur investissement ou exposition.

- Les paramètres réglementaires - il est important que le cadre réglementaire soit solide afin de conforter les prêteurs et différentes parties prenantes au projet
- Les paramètres techniques de l'infrastructure de production: les coûts de construction, les coûts d'exploitation-maintenance-renouvellement, les délais, la possibilité de se connecter aux infrastructures de transport ou de distribution... Le risque de hausse imprévisible des prix de construction, risque de retard de construction / livraison de l'infrastructure entraînant un retard significatif dans le calendrier de base du projet;
- Les paramètres de techniques de la demande : La durée d'exploitation de la mine et sa compatibilité avec une durée de PPA permettant l'amortissement de l'infrastructure de production, Analyse de la saisonnalité, Pic de consommation...
- Des paramètres économiques du projet: le prix du Mwh et sa compétitivité face à des solutions alternatives et ceux dans le temps.
- Des paramètres financiers: Les risques de financement, taux de change, taux d'intérêt, disponibilité du financement marges bancaires, gearing...

Enfin, les bailleurs de fonds effectueront une revue critique des contrats d'Offtake et en particulier des clauses suivantes : Changement d'actionariat, Equilibre financier du contrat, Définition Du prix du MWh (Fixe, variable, indexés...), des Clauses de modification de l'environnement du contrat : les faits nouveaux, l'imprévision et la force majeure, des clauses de résiliations, des garanties...

Afin de sélectionner la structure de financement répondant au mieux aux contraintes des parties prenantes du CPPA plusieurs structures financières sont envisageables permettant d'optimiser les déterminants du projet. Ces structures de financements pourront notamment s'articuler autour d'une combinaison des instruments suivants :

- Apports en capital, prêts subordonnés d'actionnaires ou avances d'actionnaires (ci-après conjointement dénommés « Apports d'Actionnaires ») ;
- Financements Junior (financements subordonnés hors Apports d'Actionnaires) ;
- Financements Senior (autres financements à recours limité sur les actionnaires)
- Subventions

Focus sur les offtakers miniers - Le cas d'Akuo Energy

par Alkeydi TOURE, Africa Strategy Director -AKUO Energy

Akuo Energy est une société française spécialisée dans la production et la vente d'énergies renouvelables.

Le propos est axé sur les problématiques concrètes auxquelles Akuo a été confrontée sur le terrain ouest-africain ces dernières années et qui restent actuelles.

Les offtakers miniers sont les nouveaux "gisements" de la transition énergétique pour Akuo. L'offre ciblant les Utility Companies a été élargie aux offtakers privés, en particulier les opérateurs miniers. Le marché Ouest Africain est considérable mais reste en friches en dépit des expériences au Burkina et celles en gestation ailleurs ;

L'opportunité pour les compagnies minières de réduire leur facture énergétique est mieux perçue (35 à 50 millions d'USD par an pour une mine de taille significative rien que pour le carburant) et les risques inhérents à la logistique du combustible restent une hypothèque majeure, et se prévaloir du "label vert" est en constante valorisation ;

La contrainte des investissements thermiques existants induit une réticence à prendre le risque "capex" d'autant que les énergies nouvelles doivent continuer à prouver la fiabilité de leur technologie ;

La question du financement est moins prégnante en raison de la capacité d'Akuo à financer sans recours ses centrales en financement de projet et la capacité des leaders miniers du secteur à mobiliser la dette en face ;

[L'offre sur-mesure d'Akuo :](#)

- les IPP comme réponse à la problématique de l'investissement ;
- le SolarGEM (solution containérisée adaptée aux mines de taille moyenne) ;
- la palette de l'hybridation et du fuel save comme transition vers le tout green.

La réalité du terrain montre que les challenges sont :

- les compagnies minières sont hors de leur zone de confort surtout pour ce qui concerne le contrôle de l'approvisionnement énergétique ;
- la propension à vouloir opérer sur le mode de celui qui est capable d'extraire deux grammes d'or dans une tonne de minerais, doit bien pouvoir exploiter une centrale photovoltaïque avec stockage ; et
- les relations ténues avec les fournisseurs historiques de fuel et de générateurs.

Considerations techniques et exemples

L'expérience Vergnet (Focus sur le Mali)

par André GOMEZ Business Development manager - Vergnet Energy

L'énergie sur un site minier est trop cruciale pour être négligée.

Les meilleurs business cases en faveur de l'hybridation se trouvent dans le secteur minier fonctionnant 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7 avec des moteurs à carburant, du diesel ordinaire ou du fioul lourd (LFO ou HFO). En effet, le coût élevé de ces énergies (LCOE), l'abondance des terres disponibles et les ressources solaires ou éoliennes appropriées rendent l'attrait de l'hybridation évident.

La durée de vie de la mine (LOM) est le paramètre qui permet de réduire le coût total de possession (CTP) d'un système hybride par rapport à une centrale électrique à combustible traditionnel, les fruits bas étant les sites où la LOM est la plus longue.

Dans ces mines hors réseau, comme dans toute autre mine, les délestages et les pannes de courant impliquent d'énormes pertes de production comme cela a pu être dit précédemment. Les sources d'énergie renouvelables, qu'elles soient solaires ou éoliennes, sont encore perçues comme peu fiables et donc peu adaptées pour alimenter une mine. Sur le papier, les énergies renouvelables ont du sens, mais les compagnies minières ne sont pas des pionnières et il faut une expertise technique en matière de systèmes hybrides.

Vergnet a une grande expérience des centrales hybrides pour les sites hors réseau, avec des taux de pénétration instantanés (en puissance) des énergies renouvelables allant jusqu'à 70%, en éolien + stockage, solaire + stockage ou même éolien + solaire + stockage. Pour des taux de pénétration aussi élevés, les groupes électrogènes diesel ne sont utilisés qu'en secours. Vergnet collecte des données depuis 30 ans, cette expertise dans les centrales hybrides de haute performance fait du Hybrid Wizard - le système de gestion de l'énergie et de la puissance de Vergnet - la clé pour réussir à maximiser les économies de carburant tout en maintenant la fiabilité de l'énergie.

Les pannes de courant ont de loin le plus grand impact sur l'efficacité des opérations dans un site minier éloigné. De plus, l'optimisation de la réserve tournante est un facteur clé pour le contrôle des coûts et l'optimisation des opérations. En fonction de la taille et des taux de pénétration, l'intégration des énergies renouvelables peut nécessiter une réserve tournante plus importante, lorsque les groupes électrogènes fonctionnent avec un facteur de charge plus faible. À des taux de charge plus faibles, la consommation spécifique des groupes électrogènes - le combustible nécessaire pour produire 1 kWh - augmente. L'analyse de rentabilité d'une hybridation est basée sur des calculs d'économie de carburant. Une partie marginale de ces économies est utilisée pour couvrir l'augmentation de la consommation spécifique dans certains cas. Le fait de ne pas utiliser les actifs à leur pleine capacité est également considéré comme une perte.

Le stockage change la donne en matière de fiabilité de l'énergie et de gestion des réserves tournantes. Lorsqu'il est correctement dimensionné, le stockage garantit une alimentation électrique fiable sur place et un facteur de charge optimal des groupes électrogènes diesel. Le stockage est une "réserve tournante virtuelle", ou "réserve statique", qui couvre la demande de pointe (écrêtage des pointes), empêche les pannes et réduit les besoins en réserve tournante.

Le Mali ne dispose actuellement d'aucun MW de solaire, que ce soit sous forme de champs solaires connectés au réseau national comme sous forme de champs captifs alimentant des mines éloignées malgré son potentiel.

Pour autant, dans les prochains mois, le Mali passera de 0 à plus de 100MWc de solaire avec la mise en service des projets de Kita, Loulo, Fekola, etc.

Pourtant, en Afrique de l'Ouest et plus particulièrement au Mali, comme cela a été indiqué, le cadre juridique applicable aux contrats d'achat d'énergie renouvelable, au leasing, au BOOT, etc. est parcellaire ou dans certains cas totalement inexistant.

Les clients du secteur minier ont besoin d'une réglementation entièrement développée pour ces

investissements ou engagements. Les transactions "Over the fence", avec un producteur d'électricité qui vend de l'électricité à un consommateur, peuvent impliquer une taxation. Une clause "take or pay" est la norme dans les CAE et un tel engagement augmente le risque fiscal et juridique de ce nouveau type de contrats dans un pays où la visibilité est faible.

L'incertitude juridique qui entoure les projets d'énergie renouvelable ralentit le processus d'hybridation des centrales électriques existantes. Les sociétés minières comprennent que les énergies renouvelables ont un sens économique et qu'elles les libéreront, en partie, de la fluctuation des prix des combustibles. Des considérations sociales et environnementales favorisent également leur adoption. Il faut savoir que les données et l'expertise ont été rassemblées et les réticences techniques sont surmontées, la baisse du prix du stockage rendant les systèmes hybrides complets possibles et parfaitement fiables.

L'expérience de Wärtsilä en offgrid en Afrique

par Tarik SFENDLA, Business Development Manager Wartsila

La société Wärtsilä est un groupe finlandais créée en 1834, leader mondial dans les solutions durables pour les marchés de la marine et de l'énergie. Dans le secteur de l'énergie, Wartsila est positionnée comme un leader de l'intégration de systèmes énergétiques et sa vision est de tracer le chemin vers un futur avec 100% d'énergies renouvelables.

Wartsila a installé 7,4GW de renouvelable en Afrique. Sur ces 7,4 GW, plus de 400 MW pour les miniers, ce qui les positionne comme le leader du marché des solutions renouvelables pour les mines avec 27% de part de marché en Afrique.

Les solutions hybrides sont sur le chemin menant vers un futur 100% renouvelables pour le secteur minier en Afrique.

Cas du Burkina Faso - 15MWp solar PV

Wärtsilä a livré en 2018 une centrale solaire

photovoltaïque (PV) de 15 MWp au producteur indépendant d'électricité (IPP) Essakane Solar SAS au Burkina Faso. La centrale solaire photovoltaïque a été construite à côté d'une centrale électrique de 55 MW de Wärtsilä fonctionnant au HFO. La centrale thermique fournit un appoint, tandis que la ferme solaire produit de l'énergie pendant la journée. La centrale solaire PV et la centrale à moteur sont contrôlées et exploitées en synchronisation, ce qui en fait la plus grande centrale hybride moteur-solaire PV d'Afrique.

Les hybrides moteur-solaire de Wärtsilä permettent d'économiser du carburant, ce qui se traduit par des économies de coûts et des avantages pour l'environnement. L'ensemble de la prestation fournie couvre l'ingénierie, l'approvisionnement et la construction (EPC) de la centrale solaire photovoltaïque, y compris les onduleurs et l'appareillage de commutation, en plus de près de 130 000 panneaux photovoltaïques. Enfin et surtout, le système de contrôle - un élément crucial de la centrale hybride - est également inclus.

Cas du Mali - 17MW/15MWh energy storage

Wärtsilä optimise le système énergétique de la mine de Fekola, située dans une région reculée du sud-ouest du Mali. Cette optimisation est nécessaire pour améliorer le fonctionnement de la mine, réduire la consommation de carburant et diminuer les émissions de carbone.

Wärtsilä a été chargée de concevoir et de réaliser un système de stockage d'énergie de pointe de 17MW/15MWh basé sur la solution de gestion de l'énergie GEMS de la société. La commande a été passée par B2Gold, une société publique canadienne d'extraction de l'or.

La technologie avancée GEMS de Wärtsilä ne contrôlera pas seulement le nouveau système de stockage d'énergie, mais aussi une nouvelle centrale solaire de 30 MW actuellement en construction. De plus, GEMS optimisera en permanence la production d'énergie pour l'ensemble de la mine. Cela permettra d'assurer le coût de l'électricité le plus bas (LCOE) pour la mine, tout en assurant la stabilité du réseau et en maximisant le temps de fonctionnement.

Contacts



Boris Martor

Partner

boris.martor@twobirds.com

+33 (0)1 42 68 6320



Conrad Purcell

Partner

conrad.purcell@twobirds.com

+44 (0)20 7905 6204



Clive Hopewell

Partner

clive.hopewell@twobirds.com

+44 (0)20 7905 6370

[twobirds.com](https://www.twobirds.com)

Abu Dhabi & Amsterdam & Beijing & Berlin & Bratislava & Brussels & Budapest & Copenhagen & Dubai & Dusseldorf & Frankfurt & The Hague & Hamburg & Helsinki & Hong Kong & London & Luxembourg & Lyon & Madrid & Milan & Munich & Paris & Prague & Rome & San Francisco & Shanghai & Singapore & Stockholm & Sydney & Warsaw