SECONDE ÉDITION

Comprendre les contrats d'achat d'électricité

Comprendre les contrats d'achat d'électricité - Seconde édition

Publié sous licence Creative Commons
Attribution-Non commerciale - Share
Alike 4.0 International License (CC BY NO SA)

Comprendre les contrats d'achat d'électricité

Seconde édition

DÉPARTEMENT DU COMMERCE DES ÉTATS-UNIS
Le Secrétaire du Commerce
Washington, D.C. 20230

Depuis 2013, l'initiative Power Africa du Gouvernement des États-Unis s'emploie à rassembler des ressources techniques, juridiques et financières au soutien de son objectif : doubler l'accès à l'électricité en Afrique sub-saharienne. Par le biais d'un important réseau de partenaires au sein des secteurs public et privé, Power Africa travaille aux côtés de dizaines de gouvernements africains pour faciliter le développement de projets d'électricité susceptibles de combler le déficit en électricité à l'échelle du continent. Je suis particulièrement fier du rôle prédominant que joue le secteur privé américain dans cet effort de développement. Je considère que Power Africa représente l'un des meilleurs modèles de collaboration entre le gouvernement américain et le secteur privé pour atteindre des résultats politiques et commerciaux positifs.

L'un des aspects les plus importants de Power Africa est la façon dont cette initiative facilite le libre échange d'informations entre les partenaires du secteur public et du secteur privé. Dans le cadre de cette initiative, Power Africa a élaboré une série de manuels en accès libre (« *open source* ») pour permettre une compréhension commune des meilleures pratiques d'un développement de projet réussi dans le secteur de l'électricité. La série *Comprendre* compte à présent un total de cinq manuels, avec 55 000 exemplaires imprimés et des dizaines de milliers d'exemplaires supplémentaires téléchargés en ligne. J'ai le grand honneur de vous présenter la mise à jour du premier manuel qui a démarré toute la série : *Comprendre les contrats d'achat d'électricité.* En conservant l'objectif de Power Africa de faciliter l'accès à l'information, l'édition la plus récente de ce manuel décrit le sujet dans un langage simple et comprend en outre de nouveaux chapitres sur certaines des tendances les plus innovantes du marché actuel de l'électricité.

Comme pour ses éditions précédentes, l'élaboration de ce manuel a été coordonnée par le Programme de développement du droit commercial (*Commercial Law Development Program - CLDP*) du Département américain du Commerce et la Facilité africaine de soutien juridique (*African Legal Support Facility - ALSF*) de la Banque africaine de développement, dans un processus consultatif auquel ont participé des organismes du gouvernement américain, des gouvernements africains, des institutions multilatérales et des participants du secteur privé. Notons que tous les auteurs ont travaillé bénévolement et que leur contribution collective a totalisé plus de mille heures de travail réparties sur cinq (longues) journées afin de produire un document reflétant leur expertise et leur expérience commune. Je suis profondément reconnaissant de leur contribution et du rôle essentiel que le Département américain du Commerce a joué dans l'élaboration et la diffusion de cet ouvrage auprès de nos lecteurs de par le monde.

Sincerely,

Wilbur Ross

Wilbur Ross
Secrétaire du Commerce des États-Unis

SOMMAIRE

1. AVANT-PROPOS

2. INTRODUCTION

3. PROJETS D'ÉLECTRICITÉ DANS LEUR CONTEXTE

3.1. Introduction 18
3.2. Marchés de la production d'électricité 19
3.3. Favoriser l'investissement privé 30
3.4. Achat d'électricité 34
3.5. Exigences environnementales et sociales 38
3.6. Résumé des points essentiels 42

4. LE CONTRAT D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ

4.1. Introduction 44
4.2. Origines du contrat d'achat d'électricité 45
4.3. Rédaction du contrat d'achat d'électricité 52
4.4. Protocoles d'accord 55
4.5. Contrats de projet connexes 59
4.6. Considérations de délais 62
4.7. Résumé des points essentiels 65

5. FINANCEMENT DES PROJETS D'ÉLECTRICITÉ

5.1. Introduction 68
5.2. Financement de projet 69
5.3. Bancabilité 77
5.4. Soutien au crédit des obligations de l'acheteur 85
5.5. Accords directs d'achat d'électricité 89
5.6. Résumé des points essentiels 91

6. DISPOSITIONS FINANCIÈRES

6.1. Introduction 92
6.2. Structures tarifaires 93
6.3. Facturation et paiements 116
6.4. Exonérations fiscales 118
6.5. Résumé des points essentiels 120

7. AFFECTATION ET LIMITATION DES RISQUES

7.1. Introduction 118
7.2. Risques afférents aux phases de développement et de Construction 120
7.3. Risques afférents à la phase d'exploitation 133
7.4. Risque de change 148
7.5. Autres risques 153
7.6. Force majeure 163
7.7. Assurances 167
7.8. Résumé des points essentiels 169

8. DÉFAILLANCE ET RÉSILIATION

8.1. Introduction 168
8.2. Types de défaillances 169
8.3. Mise en demeure, période de remédiation et droits des prêteurs 174
8.4. Cas de non-défaillance 179
8.5. Obligations après résiliation 181
8.6. Résumé des points essentiels 192

9. AUTRES DISPOSITIONS DES CONTRATS D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ

9.1. Introduction 192
9.2. Résolution des litiges 193
9.3. Contenu local et participation locale 199
9.4. Expiration des contrats d'achat d'électricité 203
9.5. Confidentialité 205
9.6. Clauses standard 206
9.7. Résumé des points essentiels 208

10. AUTRES TYPES DE CONTRATS D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ

10.1. Introduction 210
10.2. Électricité captive 211
10.3. Électricité transfrontalière 215
10.4. Alimentation d'urgence 221
10.5. Résumé des points essentiels 225
10.6. Glossaire 222
10.7. Acronymes 234
10.8. Autres ressources 238

Avant-propos

Dans le monde moderne, l'électricité alimente le progrès. Elle accroit la productivité en élargissant l'éventail des possibilités de travail et d'étude. Elle alimente l'innovation dans nos usines. Des télécommunications aux transports, l'électricité jour un rôle essentiel dans presque chaque aspect de notre monde de plus en plus dynamique et interconnecté. De ce fait, l'investissement dans les infrastructures de l'électricité doit faire partie intégrante de toute stratégie de développement économique. C'est vrai tant pour les grandes initiatives pour favoriser la croissance économique dans les pays émergents que pour les initiatives rurales ciblées des pays développés.

Le pouvoir transformateur des projets dans le secteur de l'électricité n'est néanmoins pas dépourvu de risques. D'autant plus essentiels en cas de pénurie d'électricité sur le marché, les projets d'électricité représentent un niveau d'investissement et de complexité financière sans précédent sur ces marchés. La conclusion d'un accord de longue durée, dénommé contrat d'achat d'électricité, permettant d'assurer la prévisibilité et la sécurité nécessaires à tout projet commercial à long terme s'est donc imposée comme une pratique de marché standard. Ce type de contrat a favorisé le développement et l'essor de projets énergétiques indépendants dans le monde.

Ce manuel vise à donner une vue d'ensemble des contrats d'achat d'électricité et des obligations, risques et recours qu'ils comportent. Nos auteurs ont tous contribué de leur temps bénévolement et proviennent de gouvernements, de banques de développement, de banques privées et de cabinets d'avocats internationaux de premier plan. À travers les multiples facettes du processus de négociation d'un contrat d'achat d'électricité, nous espérons présenter au lecteur une vision équilibrée des défis posés par ces contrats ainsi qu'une idée de la réalité pratique pour surmonter ces défis dans le cadre de la négociation de ces contrats complexes. Nous voulons surtout communiquer au lecteur que, pour obtenir un contrat d'achat d'électricité réussi, il convient de cesser de le percevoir comme un processus antagoniste et d'adopter une stratégie de coopération et de coordination. Ce n'est que par cette approche équilibrée que les risques pourront être atténués et que l'ensemble des parties concernées retireront les bénéfices attendus. Cette seconde édition du

manuel comprend des exposés supplémentaires et des études de cas de négociation de contrats d'achat d'électricité pour des projets de taille modeste comme importante, ainsi que de nouveaux développements sur des problèmes émergents sur le marché de l'électricité, tels que les contrats d'achat d'électricité commerciaux et industriels et les accords transfrontaliers.

Le manuel a été produit à l'aide de Book Sprint (*http://www.booksprints.net/*) une méthode qui permet la rédaction, l'édition, et la publication d'un produit complet en à peine cinq jours. Notre parcours a débuté par un discours inspiré et rapidement progressé à une vitesse d'écriture fantastique avec quelques interruptions occasionnelles pour introduire des idées et visions judicieuses et essentielles au sujet. Nous avons remarqué un consensus surprenant sur certains sujets et un niveau inattendu de débats sur d'autres. Le résultat est un produit qui reflète ce travail d'équipe plutôt que l'opinion personnelle des auteurs ou des institutions qu'ils représentent.

Les auteurs souhaitent remercier Barbara Rühling, notre facilitatrice de Book Sprint, pour ses conseils patients et son leadership indéfectible. Les auteurs souhaitent également remercier Henrik van Leeuwen et Lennart Wolfert pour leur travail qui a transformé nos griffonnages hâtifs en superbes illustrations compréhensibles. Nous avons apprécié le travail intensif du personnel de BookSprint : Raewyn Whyte (relecteur), Julien Taquet et Katerina Michailidi (support technique). Il a fallu beaucoup de planification et d'organisation pour concevoir le manuel sur la passation de projets d'électricité. Les auteurs souhaitent remercier les personnes et les institutions qui suivent pour nous avoir aidés à focaliser le dialogue qui a permis de créer un consensus pour les besoins de ce manuel : Megan Taylor (Power Africa); Toyin Ojo (African Legal Support Facility); et Joe Yang (Programme de Développement du Droit Commercial). Les auteurs souhaitent remercier le financement généreux et le soutien logistique du programme Power Africa de l'agence des États-Unis pour le Développement International et la Facilité africaine de Soutien Juridique.

Pour continuer la tradition de partage de connaissance *open source* qui est au cœur de la série *Comprendre* de Power Africa, ce manuel vise à refléter le caractère dynamique du processus Book Sprint et à servir non seulement d'ouvrage de référence mais aussi de point de départ

d'autres discussions et savoirs. Le manuel est publié sous licence Creative Commons Attribution - Non commerciale - Share Alike 4.0 International (CC BY NO SA). En sélectionnant cette licence de publication, toute personne peut copier, citer, remanier, traduire et réutiliser le texte pour tout usage non commercial sans devoir demander la permission des auteurs à condition que les travaux en résultant soient également publiés sous une licence Creative Commons. Le manuel a été initialement publié en anglais, avec des éditions prévues en français, portugais et espagnol. Le manuel est disponible en version numérique à *http://cldp.doc.gov/Understanding* ainsi qu'en version imprimée. Il peut être utilisé comme ressource interactive en ligne. Une grande partie des auteurs y ayant contribué se sont également engagés à agir dans leurs institutions afin d'adapter ce manuel pour qu'il serve de base à des cours de formation et des initiatives d'assistance technique.

Fournir de l'électricité aux communautés mal desservies est un exemple rare d'ambition universelle dans un monde où dominent les priorités de développement concurrentielles. Les gouvernements, sociétés privées, banques privées et institutions de développement travaillent tous sans relâche en vue de l'électrification. Si ce manuel peut d'une manière ou d'une autre favoriser l'atteinte de ce but commun que représente un accès amélioré à l'électricité, nous considèrerons qu'il s'agit d'un immense succès.

Les auteurs de cette seconde édition souhaitent reconnaitre et remercier de leur contribution les auteurs de la première édition du manuel, notamment Mahib Cisse, *Chief Investment Officer*, Banque africaine de développement (Côte D'Ivoire) ; Patrick M. Dougherty, Avocat Senior, The World Bank (États-Unis) ; Allen B. Leuta, ex-responsable juridique, Africa Standard Bank (Afrique du Sud) ; Anastas P. Mbawala, Directeur de l'Autorité de réglementation des services d'électricité, d'énergie et de l'eau (Tanzanie) ; Eluma Obibuaku, Vice-Président – Power, African Finance Corporation (Nigeria) ; Michael Tam, Associé Berwin Leighton Paisner LLP (Hong Kong) ; Tim Scales, Associé, Allen & Overy LLP (Royaume Uni/France) ; Amir Shaikh ancien responsable juridique, Facilité africaine de soutien juridique (Côte D'Ivoire) ; et Toyin Ojo, Conseil juridique senior, Facilité africaine de soutien juridique (Côte D'Ivoire).

Sincères salutations,

Les auteurs

Mohamed Badissy
Professeur assistant *Penn State Dickinson Law*
(États-Unis)

Alex Evans
Avocat Conseil associé
U.S. International Develop. Finance Corp.
(États-Unis)

Nnaemeka Ewelukwa
Directeur général / PDG *Nigerian Bulk Electricity Trading PLC*
(Nigeria)

Jay Govender
Directeur, Projets secteur de l'énergie
Cliffe Dekker Hofmeyr Inc.
(Afrique du Sud)

Ryan T. Ketchum
Associé
Hunton & Williams LLP
(Royaume Uni)

Charles Liebenberg Directeur Financier *AMEA Power*
(EAU)

Mohammed Loraoui
Avocat Conseil
Département du Commerce
(États-Unis)

Subha Nagarajan
Directeur général, GCA
Energy Financial Services - GE Capital
(États-Unis)

Gadi Taj Ndahumba
Responsable du secteur Électricité
African Legal Support Facility (ALSF)
(Côte D'Ivoire)

Justin Pavry
Directeur juridique adjt, Finance dette et Projets
CDC Group Plc
(Royaume Uni)

Omar Vajeth
Directeur Investissement
Banque africaine de développement
(Afrique du Sud)

Introduction

Le contrat d'achat d'électricité (CAE) est le contrat central de tout projet de production d'électricité indépendant, mais il peut être particulièrement essentiel dans les marchés émergents. Bien qu'il soit un prérequis à la réussite d'un projet d'électricité, le contrat d'achat d'électricité n'en est qu'un aspect. Avant de tenter d'attirer des capitaux dans un pays, l'État d'accueil et l'acheteur de l'électricité doivent s'efforcer de créer un environnement propice. Cela nécessite habituellement d'établir de solides prévisions de la capacité de production et de la demande, de s'assurer qu'une infrastructure de transport d'électricité adéquate est disponible ou planifiée et de mettre en place un cadre réglementaire stable et prévisible favorisant un processus de passation clair et transparent.

Dans un environnement où les capitaux publics ou concessionnels sont limités, les gouvernements et les sociétés nationales qui choisissent la voie du financement de projet devront soigneusement examiner les exigences des promoteurs et des prêteurs. Il est essentiel de comprendre leurs préoccupations principales pour éviter l'échec du projet.

Le contrat d'achat d'électricité étant le contrat qui définit la structure des paiements d'un projet, il est crucial à la bancabilité du projet. Cela signifie également que la solvabilité de l'acheteur sera le premier critère analysé par les prêteurs du projet. Par conséquent, les prêteurs sont susceptibles d'exiger des instruments de rehaussement du crédit tels que des garanties souveraines soient intégrées à la transaction afin de limiter les risques affectant les paiements.

Une allocation adéquate des risques, en particulier en cas de résiliation, sera essentielle à la réussite du projet. Dans le cadre de la négociation d'un contrat d'achat d'électricité, les risques tels que les retards de construction, les risques de change et de transfert des fonds, les risques naturels et la force majeure politique et naturelle doivent être alloués de façon appropriée.

Les parties sont naturellement portées à négocier les indemnités de résiliation, mais les pratiques de marché sont bien établies en ce qui concerne les conséquences usuelles des cas de défaillance des parties au titre du CAE lorsque le projet est financé par le biais d'un financement de projet. Il est donc important d'être conscient des attentes du marché, afin de rester dans le cadre des pratiques contractuelles acceptables pour les promoteurs et les prêteurs, tout en s'efforçant de négocier la meilleure transaction.

À qui ce manuel est-il destiné ?

Ce manuel est principalement destiné à servir de ressource pratique pour les fonctionnaires des gouvernements qui sont impliqués dans la rédaction et la négociation des contrats d'achat d'électricité. Il précise le contexte et les considérations essentielles régissant la préparation d'un tel contrat, en se concentrant plus particulièrement sur ses clauses les plus importantes. Ce manuel présente les connaissances collectives d'un large panel de praticiens de tous bords qui ont travaillé à l'élaboration de projets d'électricité dans le monde entier, depuis des décennies.

En résumé, le but de ce manuel est de fournir au lecteur une compréhension non seulement des problèmes qui lui importent le plus, mais aussi un aperçu des perspectives et des motivations animant les autres parties prenantes. Le moyen le plus efficace d'atteindre un accord est souvent de se mettre à la place de l'autre partie. Une telle compréhension facilite considérablement la conclusion d'un accord.

Quelle est la portée de ce manuel ?

Au cours des quelques années qui ont suivi la publication de la première édition de ce manuel, le marché de l'électricité en Afrique a dû faire face à de nouvelles problématiques. *Comprendre les contrats d'achat d'électricité* se consacre aux mécanismes et aux spécificités d'un contrat d'achat d'électricité (CEA). Cette édition a été enrichie pour inclure des éléments supplémentaires et des études de cas de négociation de contrats d'achat d'électricité pour des projets de taille modeste et importante, ainsi que de nouvelles recommandations pour aborder certaines problématiques plus récentes, tels que les contrats d'achat d'électricité commerciaux et

industriels, les accords transfrontaliers et les énergies renouvelables.

Les autres manuels de la série *Comprendre* incluent le manuel *Comprendre le financement de projet d'électricité*, qui se concentre sur les structures de financement et les mécanismes qui peuvent être employés pour financer les projets d'électricité indépendants du secteur privé. Le manuel *Comprendre le gaz naturel et les options GNL* a été élaboré par le Département de l'Énergie des États-Unis. C'est un manuel approfondi du développement du gaz naturel en amont comme en aval. Le manuel *Comprendre la passation de projets d'électricité* quant à lui explore la complexité de la passation des projets d'électricité.

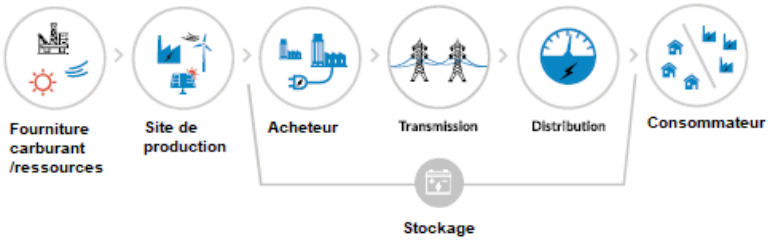
3. Les projets d'électricité dans leur contexte

3.1. Introduction

Ce chapitre présente une vue d'ensemble de la façon dont les foyers et les entreprises sont alimentés en électricité produite par les centrales électriques. Il met en lumière les différents types de centrales de production d'électricité et explique la façon dont l'électricité est achetée et vendue. Il explique également quels sont les différents acteurs impliqués dans le marché de production d'électricité et le cycle de vie d'une centrale de production d'électricité.

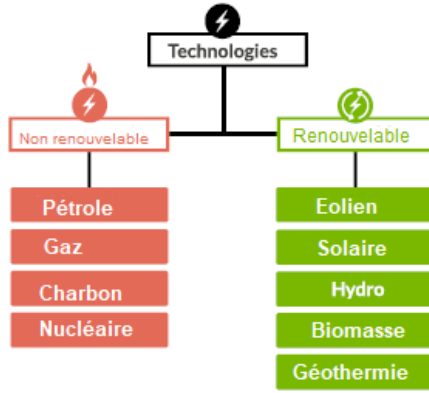
3.2. Marchés de la production d'électricité

Le diagramme ci-dessous présente les différents segments du marché de l'électricité. Ces segments sont : (a) la production d'électricité, (b) le transport d'électricité, et (c) la distribution d'électricité. La production d'électricité est le processus par lequel l'énergie électrique est produite à partir de diverses sources d'énergie primaire. Le transport est le déplacement de cette énergie à haute tension sur de longues distances depuis les producteurs jusqu'aux sociétés de distribution ou de fourniture d'électricité. Les sociétés de distribution transportent ensuite l'énergie sur les réseaux de distribution afin de livrer l'énergie aux ménages et aux consommateurs commerciaux.



Types de production d'électricité

L'électricité peut être générée à partir de ressources renouvelables (telles que les ressources éoliennes, solaires, hydro-électriques, géothermiques et la biomasse) ou non renouvelables (telles que le pétrole, le gaz naturel, le charbon ou le nucléaire). Les centrales électriques qui produisent de l'électricité à partir de combustibles non renouvelables (autres que les centrales nucléaires) sont généralement dénommées « centrales électriques thermiques ».



Pour les besoins de ce manuel, un grand nombre des problématiques discutées s'appliqueront aux centrales produisant de l'électricité à partir de ressources tant renouvelables que non renouvelables. Lorsque cela est possible, le manuel indiquera différentes considérations spécifiques à telle ou telle source d'énergie. Bien que le nucléaire soit également une source d'électricité, du fait de sa complexité et du degré de spécialisation qu'elle requiert, elle n'est pas couverte par ce manuel.

Il existe de nombreuses sources d'information détaillant les différences entre les types de technologies utilisées dans la production d'électricité. Ces différences sont importantes. Chaque technologie a différentes implications en ce qui concerne la structure du contrat d'achat d'électricité et les tarifs de vente. Un contrat d'achat d'électricité est un contrat entre deux parties, l'une qui génère de l'électricité pour la vendre (le vendeur) et l'autre qui achète de l'électricité (l'acheteur). Ce contrat est quelquefois dénommé contrat d'enlèvement. Les informations relatives à ces technologies peuvent être consultées dans la liste des ressources supplémentaires fournie à la fin de ce manuel.

Marché de gros et de détail

On distingue le marché de l'achat d'électricité de gros du marché d'achat d'électricité au détail. L'électricité est achetée en gros par les acheteurs auprès du producteur d'électricité au point de production ou à proximité. Cette électricité est ensuite transportée par des lignes de transmission et des systèmes de distribution jusqu'aux consommateurs domestiques et commerciaux (ménages et entreprises) du marché de détail de l'électricité.

Combien d'énergie une centrale électrique peut-elle produire ?

La capacité des centrales de production d'électricité est mesurée selon le nombre de mégawatts (**MW**) que les centrales peuvent produire. Un mégawatt est une unité de mesure égale à 1 000 kilowatts. Un kilowatt (**kW**) est égal à 1 000 watts d'énergie.

Comment l'électricité est-elle achetée et vendue ?

Un kilowatt heure (**kWh**) est égal à 1 000 Watts (ou à 1 kilowatt) d'électricité utilisée continuellement pendant une heure. De même un mégawatt heure (**MWh**) équivaut à 1 000 kilowatts d'électricité utilisée continuellement pendant une heure. La capacité est vendue et achetée en MW et, dans de nombreux cas, elle est rémunérée que la capacité soit effectivement utilisée ou non pour produire de l'électricité. L'énergie est achetée et vendue en MWh ou en kWh et est payée uniquement si elle est utilisée.

Qu'est-ce que cela signifie ?

Voici un bref exemple : si une centrale de production d'électricité dispose d'une capacité de 10 MW, on peut s'attendre à ce qu'elle produise jusqu'à 10 MW d'électricité à tout moment. Si une centrale de 10 MW fonctionne à pleine capacité à un rythme constant pendant une heure, elle produira 10 MWh (10 000 kWh) d'électricité. Si le tarif est de 0.10 $ par kWh, la centrale peut produire de l'électricité pour une valeur de 1 000 $ pour chaque heure de production.

Comment l'électricité va-t-elle de la centrale électrique jusqu'aux consommateurs ?

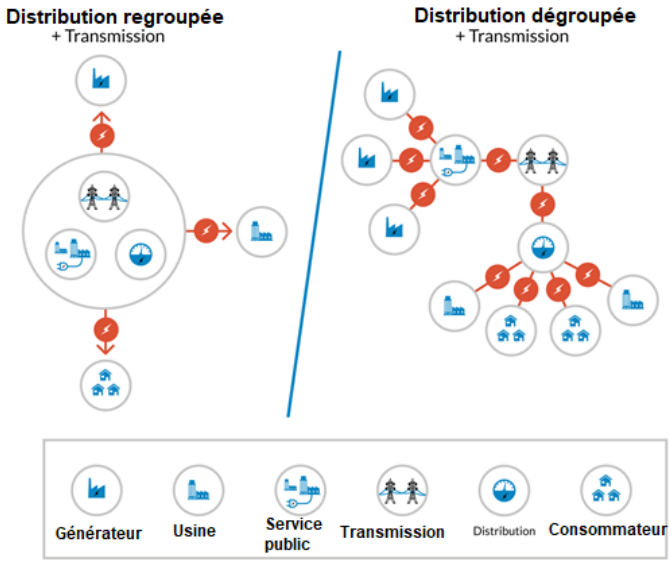
La responsabilité du transport et du raccordement au réseau électrique varie d'une juridiction à une autre, en fonction du système dans lequel le réseau fonctionne, groupé ou dégroupé.

Quelle est la différence entre une organisation groupée et dégroupée du secteur de l'électricité?

En fonction du cadre juridique et de la nature des réformes du marché de l'électricité mises en place dans un pays le secteur de l'électricité peut être structuré de manière groupée ou dégroupée.

Un système groupé est un système dans lequel les rôles d'achat, de transport et de distribution d'électricité du marché sont « groupés » aux mains d'une seule entité : l'acheteur. Dans un système groupé, l'acheteur supporte généralement la responsabilité du transport de l'électricité produite et vendue par le vendeur. De plus, dans ce système, l'acheteur aura l'obligation de raccorder la centrale électrique au réseau à une date donnée afin que l'électricité puisse être vendue lorsqu'elle est disponible.

Un système dégroupé est un système dans lequel un ou plusieurs de ces rôles ne sont pas de la responsabilité de l'acheteur et sont confiés à une autre entité. L'étendue de cette séparation dépend des réformes adoptées dans le secteur de l'électricité dans une juridiction donnée.



En quoi tout ceci est-il pertinent ? Tout d'abord parce que le nombre des parties impliquées n'est pas le même dans chaque système. Plus il y a de parties prenantes dans le système, plus les risques doivent être répartis de manière appropriée entre elles. Cela aura un impact sur la structure du projet et sur l'allocation des risques.

Il convient de noter que la structure du secteur de l'électricité dans différents pays peut ne pas s'inscrire parfaitement dans les catégories mentionnées ci-dessus. En fonction du processus de réforme qui a été engagé, il y a généralement différents stades dans le développement d'un marché de l'électricité, commençant souvent par un système dans lequel le secteur public tient le rôle de l'acheteur unique, et évoluant pour allouer progressivement un rôle accru aux producteurs d'électricité indépendants, puis vers un système dans lequel certains services publics sont détenus par des investisseurs et par d'autres parties prenantes du secteur privé. De manière générale, le but peut être d'évoluer d'un système monopolistique vers un marché plus concurrentiel dans

lequel les consommateurs disposent d'un choix plus étendu de fournisseurs. Cette transition est souvent facilitée par un organe de régulation institué dans le cadre de la réforme du secteur. Enfin un **marché au comptant** pourrait se développer, dans lequel la société de projet peut vendre de l'électricité sur le marché au prix du marché, sans passer par un contrat fixe à long terme.

Dans certaines juridictions, il peut exister des accords de marché hybrides, où les producteurs disposant d'un contrat d'achat d'électricité auront tout de même le droit ou l'obligation de vendre sur les marchés au comptant.

Rôle des différents acteurs

Qui sont les différentes personnes, les *acteurs,* impliqués dans la négociation d'un contrat d'achat d'électricité, et quel est leur rôle principal ?

Acteurs principaux	***Acteurs secondaires***
• Acheteur • Société de projet (vendeur)	• État d'accueil • Régulateur • Consommateurs • Entreprise de transport • Entreprise de distribution • Prêteurs • Constructeur (contractant EPC) • Exploitant de la centrale • Fournisseur de combustible • Gestionnaire du réseau

Les principaux acteurs sont généralement l'acheteur et la société de projet. En fonction du contexte juridique, certains des acteurs secondaires peuvent également être partie au contrat d'achat d'électricité.

Acteurs principaux

Société de projet (vendeur)

La Société de projet est le propriétaire de la centrale électrique et le vendeur de l'électricité. Elle est également parfois dénommée producteur d'électricité indépendant (PEI, ou IPP pour *Independent Power Producer*), développeur ou simplement producteur.

Acheteur

L'acheteur est celui qui achète l'électricité. Il s'agit généralement d'une compagnie d'électricité, détenue le plus souvent par l'État.

Acteurs secondaires

Gouvernement

Le gouvernement de l'État dans lequel la centrale est implantée est souvent impliqué à diverses étapes des négociations d'un contrat d'achat d'électricité. Le rôle du gouvernement varie considérablement, en fonction du cadre juridique de chaque pays.

L'acteur principal au niveau du gouvernement est habituellement le ministre de l'Énergie qui détermine la politique du secteur de l'énergie du pays hôte. Les autres acteurs gouvernementaux peuvent être les ministères des finances et du plan, les agences de promotion de l'investissement, la banque centrale, les autorités fiscales, le ministère de l'Environnement ou des ressources naturelles, le ministère de l'Aménagement du territoire, le ministère de l'Archéologie, le ministère de la Justice et le législateur.

Régulateur

Les autorités de régulation du secteur de l'électricité doivent généralement approuver tout contrat d'achat d'électricité avant que l'Acheteur puisse conclure le contrat. L'organisme de régulation est chargé de fixer ou d'approuver les tarifs et de veiller à ce que les normes du secteur soient respectées sur l'ensemble du marché. La régulation implique souvent un

exercice d'équilibre délicat entre, d'une part, protéger les intérêts des consommateurs et, d'autre part, faire en sorte que les producteurs indépendants d'électricité soient raisonnablement incités à développer des projets électriques dans le pays.

Consommateurs

Bien qu'ils ne soient pas partie au contrat, les consommateurs finaux d'électricité sont évidemment affectés par les contrats d'achat d'électricité, puisque les coûts de construction et d'exploitation de la centrale électrique seront (ou doivent être) en définitive être supportés par les consommateurs par le biais des tarifs d'électricité (c'est-à-dire le prix) qui leur sont facturés.

Les consommateurs d'énergie à haute tension peuvent négocier un contrat d'achat d'électricité directement avec le vendeur s'ils se fournissent en électricité directement auprès de lui.

Entreprises de transport (transmission)

Les entreprises de transport sont chargées d'acheminer l'électricité à haute tension produite par le vendeur à jusqu'au(x) réseau(x) de distribution du pays. Dans un secteur de l'électricité groupé, il s'agit généralement de la même entité que l'acheteur.

Dans un secteur de l'électricité dégroupé, en fonction de la nature du dégroupage, comme indiqué ci-dessus, l'entreprise de transport pourra ou non être directement impliquée dans la négociation du contrat d'achat d'électricité.

Entreprises de distribution

Les entreprises de distribution sont chargées de livrer l'électricité aux consommateurs finaux et de recouvrer le paiement des tarifs. Si le secteur de l'électricité est groupé, l'acheteur peut être également responsable de la distribution.

Prêteurs

Les producteurs d'électricité indépendants sont rarement capables de financer à eux seuls 100 % des coûts du projet. Les producteurs d'électricité indépendants empruntent habituellement de l'argent à des prêteurs afin de financer les

projets de production d'électricité. Les prêteurs sont souvent activement impliqués dans les négociations du contrat d'achat d'électricité. Si le contrat d'achat d'électricité n'est pas acceptable pour les prêteurs, il peut être nécessaire de le renégocier avant que les prêteurs consentent à mettre des fonds à disposition.

On distingue plusieurs types de prêteurs. Les banques commerciales prêtent principalement en vue d'obtenir un rendement. Les Institutions de Financement du Développement (IFD ou en anglais DFI pour *Development Finance Institutions*) prêtent en vue d'obtenir un rendement commercial et aussi d'avoir un impact en termes de développement. Les IFD peuvent être multilatérales ou bilatérales ; elles peuvent être constituées de plusieurs pays membres ou être détenues par un seul pays. Les agences de crédit à l'exportation financent souvent des équipements.

Fournisseur de combustible

Il s'agit de la société qui fournit le combustible à la centrale électrique, généralement pour une centrale thermique aux termes d'un contrat à long terme dans lequel la quantité d'énergie (valeur calorifique/énergétique) et le prix sont fixes, ou à tout le moins dans lequel le prix obéit à une formule de calcul précise.

Constructeur (contractant EPC)

Le constructeur est chargé de construire la centrale selon les spécifications qui ont été convenues avec la société de projet et permettant de s'assurer que la société de projet pourra respecter ses obligations de production d'électricité et de capacité telles qu'elles sont définies dans le contrat d'achat d'électricité.

Exploitant de la centrale

L'exploitant de la centrale a la responsabilité de s'assurer que la centrale fonctionne et que sa maintenance est assurée conformément aux obligations de la société de projet en vertu du contrat d'achat d'électricité.

Gestionnaire du réseau

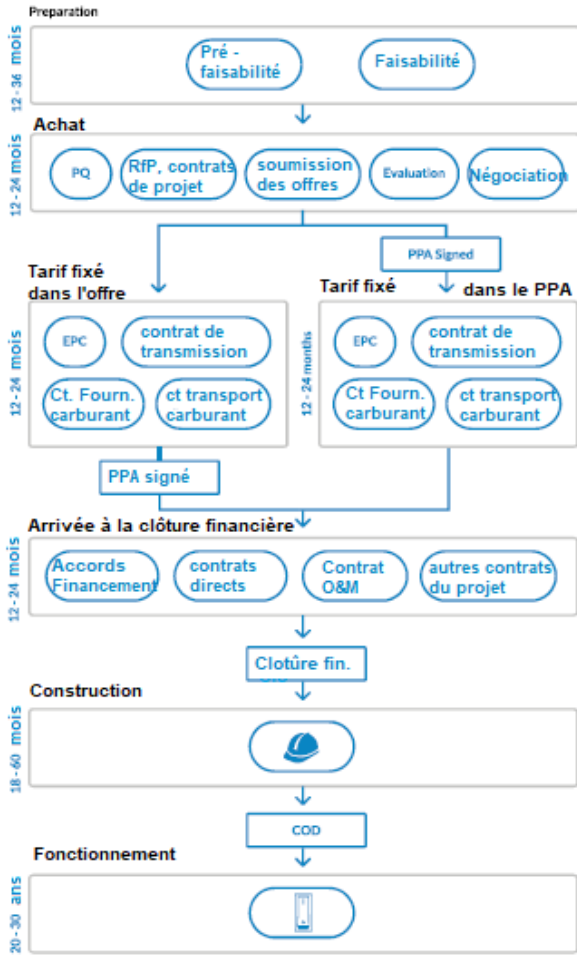
Le gestionnaire du réseau gère l'exploitation du réseau d'électricité.

Cycle de vie d'un projet de production d'électricité

Le graphique figurant ci-dessous fournit une vue d'ensemble d'un projet de production d'électricité comprenant la préparation, la passation /la négociation, la construction et la mise en service. Le contrat d'achat d'électricité est un élément essentiel de la phase de passation du projet. Même la négociation d'un contrat d'achat d'électricité peut prendre beaucoup de temps, c'est ce contrat qui régira le projet pendant les 20 ou 30 années suivant sa signature, et qui représente le socle du financement, du développement, de la construction, de l'exploitation et de la maintenance du projet.

Diagramme du cycle de vie d'un projet de production d'électricité :

Les délais figurant dans le diagramme sont donnés à titre indicatif et peuvent être concomitants.


Preparation
12 - 36 mois
Pré - faisabilité
Faisabilité
Achat
12 - 24 mois
PQ
RfP, contrats de projet
soumission des offres
Evaluation
Négociation
PPA Signed
Tarif fixé dans l'offre
Tarif fixé dans le PPA
12 - 24 mois
EPC
contrat de transmission
Ct. Fourn. carburant
ct transport carburant
12 - 24 months
EPC
contrat de transmission
Ct Fourn. carburant
ct transport carburant
PPA signé
Arrivée à la clôture financière
12 - 24 mois
Accords Financement
contrats directs
Contrat O&M
autres contrats du projet
Clotûre fin.
Construction
18 - 60 mois
COD
Fonctionnement
20 - 30 ans

3.3. Favoriser l'investissement privé

L'investissement privé dans la fourniture d'électricité

Le rôle traditionnel du gouvernement de fournir les services publics résulte de deux réalités convergentes, l'une sociale et l'autre économique : (a) le gouvernement est le mieux placé pour prendre des responsabilités et s'engager envers la population du fait des liens politiques, culturels et sociaux ; et (b) les services publics nécessitent souvent une infrastructure importante et des investissements en capital que seul le financement public peut assurer.

Cependant les gouvernements, en particulier dans les marchés émergents, ont une pression importante pour investir les ressources dont ils disposent dans des services essentiels tels que l'éducation, la santé et l'emploi. La fourniture d'énergie électrique, qui représente traditionnellement une part importante du portefeuille de services publics d'un gouvernement, est par conséquent passée graduellement d'un financement exclusivement public à un financement partiellement privé. L'inquiétude du public à l'encontre des projets de production d'électricité développés par le secteur privé reste toutefois tangible et ces projets sont donc de ce fait soumis à une réglementation contraignante.

Temps et argent

En tant qu'entités privées, les sociétés de projet ont pour but de générer du profit et doivent donc percevoir un rendement raisonnable sur les capitaux investis, compte tenu des risques liés

au fait de développer un projet dans un marché émergent. Lorsque les perspectives de profit sont insuffisantes, il est peu probable que les sociétés de projet investissent et, par conséquent, les capacités de production d'électricité demandées par le gouvernement ne verront pas le jour.

Les sociétés de projet financeront les coûts de développement du projet dans l'objectif que le projet entre en exploitation et génère suffisamment de revenus pour rembourser l'investissement (ainsi que toute dette mobilisée pour financer le projet) et percevoir un retour sur investissement. La période entre l'investissement initial et la phase d'exploitation est la période la plus risquée de tout projet, et les sociétés de projet espèrent réaliser un retour sur investissement qui compensera ce risque. Des lenteurs dans les négociations, des retards dans l'obtention des permis et autorisations, des contestations relatives aux droits fonciers, etc., occasionneront donc des coûts supplémentaires pour le projet qui seront reflétés à travers une augmentation du tarif du contrat d'achat d'électricité (et en conséquence des tarifs payés par les consommateurs). Les sociétés de projet peuvent même décider d'abandonner le développement des projets si les périodes de développement sont excessivement longues car le niveau de tarif permettant d'amortir les coûts de développement ne serait plus acceptable pour l'acheteur.

Considérations spécifiques pour le Gouvernement

Une structuration adéquate des contrats d'achat d'électricité est seulement l'un des facteurs pour parvenir à l'établissement d'un marché de l'électricité viable. Les problématiques suivantes devront également être traitées afin de permettre l'émergence d'un marché de l'énergie durable :

1. **Un cadre juridique et politique stable et prévisible** : compte tenu du temps nécessaire pour le développement de projets d'infrastructures dans le secteur de l'électricité, avant de pouvoir voir des producteurs indépendants d'électricité conclure des contrats d'achat d'électricité de longue durée, les lois et politiques qui affectent ces investissements devront être claires, cohérentes et prévisibles.

2. **Analyse de la demande et planification du réseau de transmission** : Comme dans tout marché, l'offre doit être ajustée à la demande. Dans le cas des projets d'électricité, il est nécessaire de réaliser une analyse approfondie de la demande des consommateurs résidentiels, industriels et autres. En plus de prévoir la demande, il est également nécessaire de planifier le réseau pour s'assurer que la production d'électricité déployée en réponse à la demande croissante pourra être transportée par un réseau de transport et de distribution ayant une capacité suffisante pour le faire.

3. **Tarifs reflétant les coûts** : Le tarif facturé aux consommateurs d'électricité devrait refléter précisément le véritable coût de la production, du transport et de la distribution de l'électricité. Si ces tarifs ne reflètent pas les coûts, une chaine de valeur stable sur le marché ne pourra pas exister et des pertes financières significatives s'accumuleront (probablement au niveau du secteur public).

4. **Mesure de la consommation** : Fixer des tarifs reflétant les coûts n'est qu'une des difficultés au niveau du consommateur. L'autre difficulté est de recouvrer les paiements dus par les consommateurs. Les gouvernements et les compagnies d'électricité peuvent améliorer le recouvrement en mesurant précisément la consommation et en promouvant une culture de respect des lois, garantissant que les consommateurs qui détournent ou évitent de payer l'électricité soient déconnectés du réseau.

5. **Régulateur indépendant** : Étant donné la nature semi-publique des services d'électricité, les régulateurs sont souvent chargés de concilier les exigences des investisseurs privés avec les besoins des consommateurs. Cet équilibre délicat devrait être protégé contre toute forme d'interférence, y compris politique. L'indépendance réglementaire est particulièrement importante pendant la phase de transition entre le système monopolistique et le système dégroupé car le régulateur sera alors dans la difficile position de devoir faire front contre des acteurs historiques.

6. **Des perspectives macroéconomiques stables** : Les taux d'inflation et les taux de change volatiles sont aussi néfastes pour la stabilité du marché de l'électricité que la chute de lignes de transmission ou l'explosion des transformateurs. Dans la mesure où les marchés de l'électricité s'appuient de plus en plus sur les capitaux privés, toute instabilité affectant l'économie au sens large se traduira par une augmentation des coûts des projets de production d'électricité. Ce risque macroéconomique est particulièrement important pour les acheteurs qui reçoivent des paiements en vertu d'un contrat d'achat d'électricité libellé en devise locale car la dévaluation de cette devise signifie qu'ils ne seront pas en mesure de rembourser la dette ou de faire face à d'autres obligations de paiement qui sont libellées en devises étrangères.

3.4. Passation des projets de production d'électricité

Le prix de l'électricité est habituellement établi soit par le biais d'un appel d'offres concurrentiel soit via négociation directe. Ces deux méthodes sont brièvement expliquées dans les sections qui suivent. Pour une étude approfondie des différences fondamentales entre les diverses structures de passation des projets de production d'électricité, il est possible de se référer au manuel *Comprendre la passation des projets d'électricité*.

Dans la plupart des juridictions, les lois relatives aux marchés publics exigent que le gouvernement et les entités qu'il contrôle ou qu'il détient n'acquièrent des biens et services qu'au moyen d'appels d'offres concurrentiels, sous réserve d'exceptions limitées. La justification de ces règles est évidente d'un point de vue de politique publique. Un appel d'offres international concurrentiel correctement mené est un outil très efficace pour faire jouer la concurrence afin d'obtenir une réduction du prix de la capacité et de l'énergie, et pour accroitre la transparence sur le marché de l'électricité. Cependant, la mise en œuvre d'un processus concurrentiel pour conclure un contrat d'achat d'électricité de longue durée est souvent un processus plus complexe et plus long qu'un appel d'offres typique pour l'achat de biens ou de services. La différence provient de la nécessité de mettre en place des termes contractuels flexibles et de directives claires eu égard aux exigences juridiques, financières et techniques des projets de production d'électricité, dont la préparation requiert souvent bien plus de temps qu'une procédure de passation habituelle.

Dans certains cas, l'incapacité à maitriser la complexité des projets de production d'électricité de grande envergure ou spécifiques peut conduire à ne pas mettre en œuvre un processus de passation concurrentiel, en raison de la difficulté à définir les

exigences communes du projet sur la base desquelles des investisseurs différents pourront remettre une offre. Des projets de production d'électricité de grande ampleur et financés sur la base d'un financement de projet (comme les projets de gaz naturel liquéfié (GNL), hydroélectriques ou nucléaires) en sont un exemple typique. Le gouvernement pourrait tirer profit d'une certaine flexibilité pour conduire les discussions avant la remise des offres avec des soumissionnaires pré-qualifiés et les négociations après remise des offres portant sur (a) les réserves exprimées par le soumissionnaire retenu dans l'offre qu'il a remise en réponse au dossier d'appel d'offres (DAO ou *RfP*) émis par l'acheteur, et (b) les commentaires qui peuvent être reçus des prêteurs après la signature du contrat d'achat d'électricité mais avant le bouclage financier.

De manière générale, il est plus facile d'obtenir un tarif favorable en s'assurant qu'un nombre suffisant de candidats pré-qualifiés soumet une offre de manière à s'assurer que la pression concurrentielle produise un tarif le plus bas. Un appel d'offres réussi nécessite, entre autres : (a) un dossier d'appel d'offres (DAO ou *RfP*) clair et concis accompagné soit des versions complètes des contrats de projet (y compris le CAE), ou a minima, des principaux termes et conditions (*term sheet*) clairs et concis des contrats de projet ; (b) que les termes et conditions des documents clés du projet soient considérés comme acceptables par les prêteurs et soient approuvés par l'ensemble des parties publiques concernées ; et (c) un processus d'appel d'offres consultatif qui favorise un dialogue ouvert entre les soumissionnaires pré-qualifiés et l'acheteur.

Dans une structure de tarifs à prix fixe, les conditions du DAO exigeront que les soumissionnaires proposent un prix fixe éventuellement soumis à indexation. Dans le cas d'un appel d'offres structuré de cette manière, un DAO pour un tarif basé sur la capacité (ce qui est généralement le cas pour des technologies qui peuvent être produites à la demande, dites « *dispatchables* ») nécessite généralement que les soumissionnaires fassent une offre sur :

1. Le prix de capacité de base, qui rémunère la capacité de production (et qui est utilisé pour calculer le prix horaire de capacité de base et par conséquent la redevance de capacité mensuelle).
2. La redevance variable d'exploitation et de maintenance (qui sera utilisée pour calculer la redevance d'énergie).
3. Dans le cas d'une centrale de production thermique, la consommation spécifique (c'est-à-dire le rendement thermique, qui est aussi utilisé pour calculer la redevance d'énergie).
4. Dans le cas d'une centrale de production d'électricité à base de charbon, la quantité de charbon utilisée pour entreprendre un démarrage à froid, un redémarrage et un démarrage à chaud.

Les soumissionnaires devront proposer soit un prix horaire de capacité de base, qui sera applicable chaque année de la durée du contrat d'achat d'électricité, soit un prix horaire de capacité de base différente pour chaque année. La portion du prix horaire de capacité de base correspondant à la part des coûts fixes d'exploitation et de maintenance est généralement indexée sur l'inflation, de même que la redevance variable d'exploitation et de maintenance.

Dans le cas d'une société de projet qui produit de l'électricité à l'aide d'une technologie *dispatchable* (généralement renouvelable), le DAO demande habituellement aux soumissionnaires de proposer un prix de l'énergie libellé en centimes (ou autres unités de devises) par kWh ou en dollars (ou autre devise) par MWh. Comme précisé dans le chapitre 6.2 sur les *Structures de tarifs*, ce tarif inclut toutes les composantes du tarif de l'énergie.

3.5. Exigences environnementales et sociales

Les centrales électriques sont bénéfiques du fait de leur production d'électricité, mais elles ont un impact sur le site où elles sont construites et les ressources qu'elles consomment. Les impacts sur la communauté peuvent être ressentis pendant la construction (équipements lourds, trafic routier accru, etc.) et l'exploitation (bruit, pollution de l'eau et de l'air). La réglementation nationale imposera généralement un certain nombre d'exigences environnementales et sociales à respecter. En outre, certains prêteurs exigeront que leurs propres exigences environnementales et sociales soient respectées afin de financer le projet. Ces exigences visent notamment à garantir la soutenabilité à long terme de l'actif ainsi que la gestion durable des ressources épuisables qui seront nécessaires à l'exploitation du projet.

De nombreuses DFI exigent le respect des *Normes de Performance environnementales et sociales de la SFI*, tandis que d'autres comme la Banque africaine de développement ont leurs propres normes (voir le *Système de sauvegardes intégré*). En outre, un certain nombre de banques commerciales demandent que le projet soit conforme aux *Principes de l'Équateur*. Pour faciliter la lecture, ces normes seront désignées comme les « ***normes des prêteurs*** » dans la présente section.

Considérations environnementales

Les différents types de centrales électriques engendrent des impacts environnementaux différents. Par exemple, les centrales électriques alimentées au charbon doivent surveiller et traiter les niveaux d'émission du dioxyde de souffre, d'oxyde d'azote et de poussière, ainsi que la contamination potentielle des ressources

aquatiques. De même, la construction de vastes centrales hydroélectriques peut impliquer des déplacements de population à grande échelle, la destruction de forêts, la dégradation de la qualité de l'eau et le détournement des cours d'eau, ce qui a un impact sur l'environnement et peut affecter l'écosystème. Les projets éoliens et solaires nécessitent de très vastes étendues de terrain, s'ils sont installés sur terre, et peuvent avoir un impact environnemental négatif sur les oiseaux et les chauves-souris. Aucune technologie n'est exempte d'impact sur l'environnement.

L'absence d'identification et d'atténuation adéquate des risques environnementaux inhérents à la technologie du projet peut donner lieu à des amendes ou des sanctions par autorités locales ou engager la responsabilité de la société de projet. Une identification ou atténuation incorrecte des risques environnementaux peut également affecter la capacité de mobiliser des financements.

Considérations sociales

Outre les préoccupations environnementales, le droit local et les normes des prêteurs comprennent également des exigences sociales visant à protéger les populations. Ces exigences concernent l'égalité homme-femme, les droits des travailleurs, l'atténuation de l'impact de la centrale électrique sur la communauté locale et les questions afférentes au relogement d'individus.

Droits des travailleurs

Le droit local et les normes des prêteurs mentionnés ci-dessus contiennent tous deux des exigences en matière de droits des travailleurs. Ils portent notamment sur le traitement des travailleurs, l'âge minimum d'embauche des travailleurs concernés par le projet et la rémunération des travailleurs.

Sensibilisation et impact communautaire

Bien qu'elle ne soit pas partie au contrat d'achat d'électricité, la communauté locale court clairement le risque d'être impactée

négativement par une centrale électrique installée à proximité. La communauté locale est généralement considérée par les prêteurs comme une partie prenante. De ce fait, les prêteurs demanderont à identifier tout risque économique ou risque de déplacement physique, et à s'assurer qu'une compensation suffisante est versée.

Les prêteurs souhaiteront également comprendre l'adhésion de la communauté au projet pour assurer son succès, et ils contrôleront que la communauté soit pleinement impliquée, en mettant en œuvre des programmes de sensibilisation.

Afin de construire une centrale électrique et d'acheminer l'électricité vers une sous-station, proche ou éloignée, il peut être nécessaire ou souhaitable que les populations vivant à proximité de l'infrastructure concernée soient déplacées et réinstallées ailleurs. Le déplacement désigne généralement le fait d'être physiquement déplacé ou de devoir déménager, mais également le déplacement économique (perte de revenus, de biens ou d'un accès à un moyen de subsistance). Dans le cas où ces déplacements sont considérés comme forcés, ils peuvent être un point d'attention particulièrement inquiétant pour les prêteurs et certains d'entre eux pourraient refuser de participer au financement. Le déplacement forcé désigne habituellement une situation dans laquelle les personnes concernées n'ont pas le droit de refuser leur déplacement.

Egalité homme-femme

Les femmes représentent l'un des plus larges segments de la population qui ait été historiquement négligé et marginalisé dans les pays en voie de développement. Dans le secteur de l'énergie, les femmes sont généralement peu visibles (que ce soit en tant que consommateurs, fournisseurs, décideurs politiques ou législateurs), alors qu'elles occupent un rôle prépondérant dans la gestion de l'énergie au sein du foyer et de la production agricole, et de ce fait particulièrement touchées par les dégradations de l'environnement et l'impact du changement climatique. En raison des disparités existant entre les genres dans de nombreux pays, les femmes subissent des impacts disproportionnés en termes de santé, de travail et de coûts liés à un accès limité à l'électricité.

2X Women's Initiative et le 2X Challenge *En 2018, l'OPIC (à présent DFC) a lancé l'initiative 2X Women's Initiative, une initiative qui a permis de réunir plus de 1 milliard de dollars US au profit des femmes, ayant vocation à être investis dans les pays en voie de développement. Les institutions de financement du développement du G7 –Canada (FinDev), Royaume Uni (CDC), États-Unis (OPIC), Italie (Cassa depositi e presiti - Cdp), France (Proparco), Japon (JBIC et JICA), et Allemagne (DEG) - ont ensuite lancé le* **2X Challenge** *au sommet du G7 de 2018 à Charlevoix, Québec, s'engageant à mobiliser 3 milliards de dollars d'ici 2020 pour l'investissement dans des activités commerciales bénéficiant aux femmes. Les Pays-Bas (Netherlands Development Finance Company), la Finlande (Finnish Fund for Industrial Cooperation), la Suède (SwedFund), et le Danemark (Investment Fund for Developing Countries) ont depuis lors rejoint le 2X Challenge. En 2019, OPIC a lancé 2X Africa, dans le but de libérer le potentiel économique des femmes en Afrique en réunissant 1 milliard de dollars, investissant directement 350 millions de dollars dans des entreprises et des fonds détenus par des femmes, dirigés par des femmes ou fournissant des biens ou services afin de favoriser l'autonomie des femmes sur le continent africain.*

De nombreuses institutions de financement du développement (DFI) ont priorisé leur action politique sur la réduction des inégalités homme-femme en adoptant dans leurs décisions d'investissement et de financement une approche et des critères liés au genre.

Les transformations majeures qu'apporte un accès amélioré à l'électricité peuvent avoir un impact important sur les inégalités hommes/femmes dans la communauté que dessert le projet d'électricité. Afin de s'assurer que ces avantages soient pleinement réalisés, il est nécessaire d'adopter des stratégies de réduction des inégalités de genre dans le cadre du développement de tout projet, y compris en faisant le lien avec le plan de développement des communautés locales mis en œuvre dans le cadre du projet d'énergie. Cela peut comprendre l'utilisation de l'électricité pour créer un maximum d'emplois disponibles pour les femmes à tous les stades du projet.

3.6. Résumé des points essentiels

1. Les producteurs d'électricité utilisent des ressources renouvelables et non renouvelables pour produire de l'électricité vendue soit au réseau soit directement au consommateur final.

2. Les investisseurs et les prêteurs fournissent le capital pour construire, exploiter et entretenir les actifs de production d'électricité sur le long terme.

3. Pour déterminer le site sur lequel les projets d'électricité seront implantés, divers critères doivent être pris en compte, tels que les sources de combustible, la disponibilité du terrain, l'impact environnemental et social, le coût du projet et la soutenabilité financière.

4. Un environnement favorisant l'investissement avec un cadre juridique et politique stable et prévisible est crucial pour attirer des développeurs et promoteurs de premier plan pour développer et construire des projets de production d'électricité.

5. La coordination entre les parties publiques est primordiale afin de mettre en place un cadre politique cohérent et stable permettant une négociation transparente pour le développement et la mise en œuvre de projets de production d'électricité dans les meilleurs délais.

6. La communauté locale est une partie prenante clé pour s'assurer d'une mise en œuvre sans heurts du projet.

7. Les DFI et les prêteurs évalueront très rigoureusement la conformité environnementale et sociale d'un projet, que ce soit au moment de la souscription ou de la supervision de leurs

engagements financiers au profit d'un projet de production d'électricité.

8. L'absence de discrimination liée au genre est un critère de plus en plus prioritaire pour les DFI et les gouvernements étrangers afin de déterminer l'affectation d'un financement pour des projets.
9. Les sociétés de transport et de distribution doivent anticiper comment l'électricité sera acheminée depuis la centrale électrique jusqu'au consommateur final.

10. Lorsque le secteur n'est pas privatisé, les gouvernements et leurs agences sont responsables de s'assurer que l'infrastructure nécessaire est en place pour acheminer l'électricité jusqu'aux consommateurs finaux, qu'il s'agisse de sociétés ou de ménages.

11. Les autorités de régulation indépendantes déterminent les tarifs applicables en fonction des classes de consommateurs. Ces tarifs doivent refléter les coûts et ne pas être influencés par des motivations politiques. A défaut, la viabilité financière des sociétés de fourniture d'électricité ne sera pas assurée.

4. Le contrat d'achat d'électricité

4.1. Introduction

Le contrat d'achat d'électricité est l'accord qui sous-tend le projet d'électricité ; il lie le producteur d'électricité (la société de projet) et l'acheteur, et facilite l'investissement des promoteurs, des développeurs et des prêteurs dans la société de projet, en permettant un flux de revenus prévisible sur la durée de vie du projet. Les obligations principales de la société de projet et de l'acheteur font l'objet d'une négociation et sont stipulées dans le contrat. De manière générale, la société de projet a l'obligation de mettre en place l'investissement et le financement du projet et d'utiliser ce financement pour construire, exploiter et entretenir la centrale pendant la durée du contrat d'achat d'électricité. De son côté, l'acheteur est généralement tenu de payer à la société de projet des sommes correspondant à la capacité, la disponibilité et/ou l'électricité livrée par la centrale. En complément, le contrat documente la manière dont les Parties entendent tester la centrale électrique, résoudre les litiges et traiter certains évènements majeurs comme la force majeure et la résiliation. Un certain nombre de permis, d'approbations et de contrats sont liés au contrat d'achat d'électricité, par exemple le soutien apporté par le gouvernement au projet, les impacts environnementaux et sociaux, l'acquisition ou la location du terrain, la fourniture de combustible, la logistique, les contrats EPC, O&M et de financement.

4.2. Origines d'un contrat d'achat d'électricité

Un contrat d'achat d'électricité (CAE / PPA) est le document clé pour la plupart des projets de production d'électricité, et un instrument fondamental visant à faciliter l'achat et la vente d'énergie électrique. Dès lors, il ne voit le jour qu'une fois que l'acheteur a établi un certain nombre de données et pris une série de décisions importantes.

Ces données et décisions peuvent inclure la détermination de la demande en électricité, des sources permettant répondre à cette demande, de la capacité financière de l'acheteur pour acheter de l'électricité supplémentaire, de la technologie de production d'électricité souhaitée, et de l'emplacement de la centrale électrique par rapport à l'infrastructure existante de transport et aux principaux centres où est localisée la demande.

Demande d'électricité

Avant de solliciter le marché pour mettre en place de nouvelles capacités de production, l'acheteur doit s'assurer de l'existence de la demande d'électricité. L'acheteur ou le gestionnaire du réseau devrait idéalement disposer de prévisions à court, moyen et long terme de la demande. L'estimation de la demande peut faire partie d'une étude du marché de l'électricité plus large, parfois désigné sous le terme de plan de ressources intégré, qui est mis en place par l'acheteur et/ou le régulateur. Les prévisions de demande et de production sont fortement corrélées à la croissance économique. L'existence d'une demande d'électricité non satisfaite continue de peser sur la croissance économique dans de nombreux pays émergents. Une analyse économique plus large impliquant des parties prenantes en dehors du secteur de l'électricité, tel que le ministère des Finances, peut donc s'avérer nécessaire.

Infrastructure de transmission

La capacité du réseau à évacuer l'énergie électrique produite par la centrale est essentielle au succès du projet. Une capacité de transmission insuffisante peut causer de graves retards à la mise en service. L'acheteur devrait être en premier lieu responsable de la planification et de la disponibilité de l'infrastructure de transmission afin de s'assurer que le pays puisse bénéficier de la nouvelle source de production d'électricité dès que possible.

Budget et Technologie

Après avoir identifié le besoin en électricité, l'acheteur doit déterminer quelles sont les sources d'énergie potentielles pour la nouvelle capacité de production. Cette détermination dépendra des courbes de demande et prévisions des charges quotidiennes, des horaires prévus d'utilisation de l'électricité, et du tarif approximatif auquel l'acheteur peut se permettre d'acheter l'électricité. La détermination du budget de l'acheteur doit aller de pair avec le choix de la technologie de production d'électricité. Certaines technologies sont plus onéreuses que d'autres, mais peuvent être souhaitables en raison de leur capacité à accroitre la production lorsque la demande est plus forte, ou en raison des avantages environnementaux et des sources de financement disponibles pour leur mise en œuvre.

Emplacement du site

L'acheteur devra également déterminer le site sur lequel la centrale électrique devra être située. L'emplacement est généralement décidé en fonction des régions du pays qui ont un besoin accru d'électricité. Si possible, l'emplacement sera situé près de sous-stations et de lignes de transmission pouvant transporter plus efficacement cette électricité jusqu'au consommateur. Enfin, l'acheteur (et la société de projet) voudra localiser la centrale électrique le plus près possible d'un point de raccordement au réseau électrique afin d'éviter le coût et le risque de construction des infrastructures de transmission et toute perte des lignes de transmission.

D'autres éléments importants susceptibles d'entrer en compte dans le choix de l'emplacement sont : un accès aisé à la source de combustible, l'impact social et environnemental potentiel de la centrale électrique sur les populations locales, et la disponibilité de mesures d'atténuation efficaces ou peu coûteuses. Une centrale au gaz, par exemple, serait peu utile dans une zone éloignée dépourvue d'une source d'approvisionnement de gaz économiquement rentable. Certaines sources d'énergie renouvelables, telles que l'éolien ou le solaire, peuvent s'avérer plus adéquates pour les sites éloignés. Le choix de la technologie de production d'électricité est important pour l'acheteur. Ce choix aura une incidence directe sur le coût et la fiabilité de la production l'électricité et sur les impacts environnementaux et sociaux du projet.

Considérations spécifiques à l'énergie renouvelable

Afin de décider la technologie qui devrait être adoptée, tout acheteur doit garder à l'esprit les caractéristiques spécifiques de l'énergie renouvelable qui sont rappelées ci-dessous :

Avantages spécifiques

1. **Réchauffement climatique :** Dans de nombreuses juridictions, la lutte contre le réchauffement climatique conduit à la mise en place de politiques de soutien aux énergies renouvelables, qui permettent à la fois d'améliorer l'accès à l'énergie et de réduire les émissions de dioxyde de carbone. Dans le même temps, certaines formes d'énergies renouvelables peuvent contribuer à l'atteinte d'autres objectifs politiques.
2. **Sécurité de l'approvisionnement** : Lorsqu'un pays est un importateur net d'énergie, la production d'électricité renouvelable permet au gouvernement de garantir une part croissante de fourniture d'électricité en réduisant sa dépendance envers la fourniture de combustible étranger.

3. **Réduction des coûts et des risques** : La suppression des coûts de combustible du tarif d'un contrat d'achat d'électricité élimine une composante importante de ce tarif ; de ce fait, l'exposition de l'acheteur au risque de volatilité du taux de change est réduite à son tour (les contrats de fourniture de combustible sont généralement libellés en devises étrangères).
4. **Vitesse de déploiement :** Un projet solaire ou éolien de taille moyenne peut être mis en service commercial dans les 12 à 18 mois de la signature du contrat d'achat d'électricité dans les pays émergents, alors qu'une centrale de production d'électricité thermique nécessiterait de 3 à 5 ans jusqu'à la mise en service commerciale.
5. **Cas de résiliation moins nombreux :** Les parties au contrat d'achat d'électricité n'ont pas besoin d'allouer le risque de défaut de livraison du combustible.
6. **Une part de risque plus importante supportée par les vendeurs défaillants** : dans le cadre de projets d'énergie renouvelable non dispatchable, les prêteurs ont pu accepter qu'aucune indemnité de résiliation ne soit versée à la société de projet en cas de résiliation du contrat d'achat d'électricité pour défaillance de la société de projet.
7. **Coûts de démantèlement réduits :** Le processus de démantèlement d'une centrale d'énergie renouvelable non dispatchable est généralement plus simple, et comporte moins de risques de contamination de l'environnement.

Risques spécifiques

En examinant les avantages que présentent les énergies renouvelables, il convient de tenir compte du fait que les projets éoliens et solaires fournissent généralement moins de MW d'électricité qu'une centrale dispatchable type. De plus, la capacité réelle est généralement moindre que la capacité nominale dans la plupart des conditions météorologiques. Les changements météorologiques conduisent également à une production intermittente. Afin de tenir compte de ces difficultés, la croissance rapide de la production d'énergie renouvelable au cours de la

dernière décennie a conduit à l'élaboration de certaines bonnes pratiques afin d'éliminer ou d'atténuer ces risques :

- **Dispersion géographique :** Les pays possédant un nombre important de projets renouvelables ont réalisé que la diversité des conditions météorologiques d'un pays pouvait contribuer à équilibrer l'offre et la demande d'électricité sur le réseau.
- **Montée en puissance des turbines éoliennes :** Contrairement à la production d'énergie photovoltaïque qui peut être très intermittente dans certaines conditions météorologiques, la rotation des turbines éoliennes démarre et s'arrête graduellement, ce qui permet aux opérateurs du réseau de gérer la montée en charge de la production d'électricité de base plus facilement.
- **Options de stockage :** Se référer au *Chapitre 5.3*.

Vue d'ensemble des obligations d'un contrat d'achat d'électricité

La principale obligation de l'acheteur au titre du contrat d'achat d'électricité est de payer le tarif convenu lorsqu'il est dû. La société de projet a pour obligations principales de développer, financer, concevoir, construire, exploiter et entretenir la centrale électrique conformément aux exigences du contrat d'achat d'électricité et de la loi applicable, et de fournir la quantité d'électricité conformément au contrat d'achat d'électricité. Cependant les obligations des parties ne se limitent pas à ces obligations.

Des obligations supplémentaires se rapportent à la nécessité : (a) de fournir des garanties de performance et de paiement; (b) du transport de l'électricité et de l'interconnexion au réseau ; (c) d'accords avec les prêteurs ; (d) de l'obtention des autorisations, permis, approbations et licences ; (e) des droits sur le terrain sur lequel la centrale électrique et/ou les lignes de transmission seront situées ; et (f) de l'obtention des assurances.

Pour la plupart, ces obligations n'incombent pas à une seule partie, mais sont souvent partagées entre les parties ou passeront d'une partie à l'autre selon les circonstances relatives à la centrale électrique et à l'endroit où elle est située.

	Acheteur	**Société de projet**
Obligations principales	Paiement	Construire et exploiter la centrale électrique ; fournir l'énergie convenue
Garantie	Garantie de paiement	Garantie de bonne fin
Transmission / Interconnexion	Transmission / Interconnexion (groupéeet parfois dégroupée)	Transmission / Interconnexion (parfois dégroupée)
Accords avec les prêteurs	Accord direct	Financement
Permis	Assistance en matière d'obtention et de renouvellement des permis/certaines autorisations de l'Acheteur	Obtention des permis
Foncier	Octroi de droits réels/assistance en matière de sécurisation du foncier	Obtention de droits fonciers
Assurance	Force majeure, pertes d'exploitation	Force majeure, convertibilité des devises, etc.
Contenu Local	Sans objet	Propriété, main-d'œuvre, matériaux, équipements
Démantèlement	Sans objet	Démantèlement, remise en état

4.3. Rédaction du contrat d'achat d'électricité

Dans le cadre d'une mise en concurrence, le projet de contrat d'achat d'électricité est parfois inclus dans le dossier d'appel d'offres pour permettre aux soumissionnaires potentiels de tenir pleinement compte de la répartition des risques dans l'offre qu'ils soumettent. Dans le cadre de négociations directes, en revanche, l'acheteur a la possibilité de fournir un projet de contrat d'achat d'électricité à la société de projet après avoir conduit les vérifications nécessaires pour s'assurer de la viabilité et de la faisabilité de l'offre.

Le premier projet de contrat d'achat d'électricité peut parfois émaner de la société de projet. Cependant, étant donné que l'acheteur cherche à acheter l'électricité et qu'il s'appuiera sur ce document pour les années à venir, il est souhaitable que l'acheteur prenne la responsabilité de rédiger le projet initial de contrat d'achat d'électricité **avec l'assistance d'un avocat conseil qualifié**. De nombreuses institutions de développement multilatérales et bilatérales peuvent mettre à disposition des acheteurs publics un financement afin de leur permettre de s'attacher les services d'un conseil juridique qualifié.

Dans certains cas, l'Acheteur potentiel est un industriel grand consommateur d'énergie, et dans ces cas il se peut que la version initiale du contrat d'achat d'électricité soit établie par la société de projet pour revue par l'Acheteur dans le cadre du processus d'évaluation de la pertinence de l'offre.

Durant le processus de négociation, il est recommandé aux deux parties d'engager un conseiller juridique compétent ainsi que des conseillers techniques et des conseillers financiers. Les parties bénéficieront du conseil de ces consultants dans la détermination des risques et obligations qui sont alloués à chacune d'entre elles de façon appropriée. Il s'agit là d'un processus itératif qui

permettra à chacune des parties de mieux comprendre le contrat qu'elles sont en train de conclure, dans le but de parvenir à un accord que l'une et l'autre pourront signer et mettre en œuvre, et qui sera acceptable pour les prêteurs.

Implication des parties prenantes

Le processus complet de négociation d'un contrat d'achat d'électricité est une opération délicate qui nécessite l'implication de nombreuses parties prenantes, chacune jouant un rôle à chaque étape du projet. Les acheteurs, en particulier lorsqu'ils sont détenus par l'État, devraient entamer au plus tôt les discussions avec les différentes parties prenantes gouvernementales afin d'éviter des retards voire l'échec de la mise en œuvre d'un contrat d'achat d'électricité. Le dialogue avec les principaux acteurs tout au long du processus de négociation permettra de s'assurer que les conditions convenues sont conformes aux lois et pratiques locales.

Le niveau d'implication directe des représentants des participants dans les négociations varie considérablement. En général, les ministres de l'Énergie et des Finances jouent un rôle clé dans un projet qui nécessite un certain niveau de soutien du gouvernement. Les ministres du Territoire et de l'Environnement, la banque centrale, le ministre de la Justice et d'autres institutions doivent également être consultés.

Pour s'assurer de la contribution dans les délais et l'adhésion au projet des différentes institutions gouvernementales, certaines juridictions choisissent de négocier les contrats d'achat d'électricité par l'intermédiaire d'un comité. Un comité constitué de représentants de chaque participant clé est établi pour superviser les négociations et valider les décisions prises sur les conditions du contrat d'achat d'électricité. La taille et la composition de ces comités doivent être soigneusement réfléchies afin d'éviter de compromettre l'efficacité du processus de prise de décision.

Lorsque les projets qui sont financés par des prêteurs, ces derniers devront être satisfaits du contrat d'achat d'électricité avant qu'il ne puisse être considéré comme finalisé. Bien qu'ils ne soient pas

généralement partie au contrat d'achat d'électricité, les prêteurs voudront s'assurer que la documentation qui détermine la disponibilité de revenus pour le remboursement de leur prêt – à savoir, le contrat d'achat d'électricité – leur convient. Les prêteurs chercheront donc à clarifier, voire à modifier, certains termes du contrat d'achat d'électricité pour avoir plus de certitude concernant la capacité de leur emprunteur, c'est-à-dire la société de projet, à s'appuyer sur le contrat d'achat d'électricité comme source de remboursement de leur prêt. Les prêteurs peuvent demander à apporter des clarifications ou des modifications au contrat d'achat d'électricité même s'il a déjà été signé. Ces modifications peuvent être prévues au titre d'un avenant au contrat d'achat d'électricité, ou au titre d'un document dénommé « accord direct ». Cet accord direct sera conclu par l'Acheteur, la société de projet et les prêteurs, et peut prévoir des modifications au contrat d'achat d'électricité requises par les prêteurs, ainsi que certaines stipulations relatives au consentement de l'acheteur à la cession à titre de garantie ou la cession conditionnelle du contrat d'achat d'électricité aux prêteurs en cas de défaillance, et prévoyant les droits de substitution des prêteurs.

Lorsque l'acheteur ou l'État d'accueil adopte l'approche consistant à fournir un contrat d'achat d'électricité standardisé et non négociable, il serait prudent d'échanger avec les prêteurs en amont ou durant la phase d'attribution du projet afin de confirmer la bancabilité des contrats. Ces échanges permettront aussi aux prêteurs de résoudre tout problème significatif qui pourrait limiter la capacité de la société de projet à avoir accès au financement ou qui génèrerait une augmentation déraisonnable du coût du financement.

Avant que le contrat d'achat d'électricité ne soit jugé prêt à être signé par l'une ou l'autre des parties, chacune d'entre elles devra déterminer si le contrat d'achat d'électricité doit être approuvé par sa direction, le parlement ou un organe législatif ou réglementaire et/ou une autre entité publique. Il est crucial pour l'opposabilité du contrat d'achat d'électricité et la stabilité de la relation à long terme que toutes ces autorisations et tous ces consentements aient été valablement obtenus.

4.4. Protocoles d'accord

Bien que l'essentiel de ce manuel se concentre sur le contrat d'achat d'électricité et les nombreux sujets négociés dans le cadre de ce contrat, le contrat d'achat d'électricité peut ne pas être le premier accord conclu entre la société de projet et l'acheteur. Pour les projets qui ne sont pas attribués par mise en concurrence, les négociations commencent souvent à un stade très antérieur lorsque la société de projet a une idée générale de la conception et de l'emplacement du projet, et que l'État d'accueil a également une idée générale de la manière dont le projet pourrait s'intégrer à sa stratégie générale de développement du marché de l'électricité. À ce stade précoce, les deux parties peuvent s'efforcer de figer des points de référence de leur accord général sur les caractéristiques du projet dans un accord non contraignant et négocié a minima, généralement désigné sous le terme de protocole d'accord (**PA** ou **MOU**). Bien que ce type d'accords puisse être utile pour démontrer le potentiel d'un projet aux principaux acteurs des deux parties, la signature de ces accords par l'État d'accueil a un prix, qui devrait être pris en compte avec soin dans le cadre d'une stratégie générale d'investissement.

Qu'est-ce qu'un protocole d'accord ?

Le terme protocole d'accord fait généralement référence à un document non contraignant qui établit les principes et concepts généraux sur lesquels les parties se sont accordées, et qui est généralement un document préalable à la signature d'un document plus détaillé et plus formel par la suite. Dans le contexte d'un projet d'électricité, le protocole d'accord se concentre souvent sur l'intention de la société de projet de développer un projet d'une taille et d'une technologie données, et peut aller jusqu'à détailler l'emplacement et le calendrier de développement du projet. Ce type d'accord peut être désigné de différentes manières, tels qu'une lettre d'intention ou des principaux termes et conditions. Bien que le protocole d'accord puisse être signé par la société de projet et l'État d'accueil (parfois lors d'une cérémonie formelle), il est en général explicitement

dépourvu de tout effet juridique ; il ne comprend généralement que certains détails généraux du projet et une déclaration d'intention, et n'est pas soumis à un examen juridique rigoureux. Il convient néanmoins de faire preuve de prudence et de s'assurer qu'un protocole d'accord non contraignant ne soit pas involontairement rédigé de manière trop détaillée et qu'il ne prévoie pas d'obligations détaillées et spécifiques pour les parties. En vertu des lois de certains pays, le caractère détaillé des obligations pourrait modifier la nature de l'accord pour le rendre contraignant. Dans certains cas, les sociétés de projet ont pu se pourvoir en justice contre des gouvernements pour non-exécution en vertu d'un protocole d'accord qui était explicitement non-contraignant. Même s'il n'est pas contraignant, le statut juridique du protocole d'accord vu comme une manifestation d'intérêt et non une obligation ferme, a des avantages et des inconvénients pour l'État d'accueil.

Quels sont les avantages et les inconvénients d'un protocole d'accord ?

Lorsqu'il est utilisé de manière stratégique, le protocole d'accord peut indiquer l'intérêt précoce des principaux acteurs du secteur pour un projet potentiel. Au niveau du public, un protocole d'accord peut signaler aux consommateurs que le gouvernement cherche activement à sécuriser des investissements dans le secteur de l'électricité et peut servir de point de départ aux consultations sur des problématiques de politique publique comme l'utilisation du terrain, l'impact environnemental et le contenu local. Au niveau des investisseurs, la société de projet peut tirer parti du protocole d'accord pour attirer des investisseurs en capitaux propres et des prêteurs potentiels (qui peuvent même fournir une lettre d'intérêt à la société de projet potentielle). Le protocole d'accord peut également satisfaire des objectifs politiques, tels que matérialiser un flux d'investissement en provenance de pays stratégiques ou l'ouverture du marché suite à une réforme significative.

De la grande visibilité des protocoles d'accord et de leurs utilisations politiques potentielles découlent généralement la plupart de leurs inconvénients potentiels. S'ils sont utilisés à des

fins ouvertement politiques, les protocoles d'accord peuvent dissuader certains investisseurs qui préfèreraient être perçus comme des acteurs commerciaux neutres plutôt que comme des alliés politiques. De même, si le gouvernement s'empresse de signer de nombreux protocoles d'accord, l'existence de plusieurs accords peut donner l'impression que le marché est saturé, même si nombre de ces projets ont une faible probabilité d'être construits un jour.

Quelles stratégies déployer pour les protocoles d'accord ?

Afin de tirer le meilleur parti des protocoles d'accord, les gouvernements devraient prendre en considération les lignes directrices rappelées ci-dessous dans le cadre de la préparation et de la signature de ces documents :

- Évaluer les qualifications de la société de projet afin de s'assurer qu'elle dispose de la capacité financière et technique de réaliser un projet de la taille et de la technologie proposées.
- Inclure un calendrier détaillé dans l'accord pour inciter les deux parties à atteindre certaines étapes clés. Par exemple, si la société de projet ne dépose pas de demande de permis, n'obtient pas le terrain ou ne se procure pas un minimum de capitaux ou d'engagements bancaires, le protocole d'accord peut expirer et il cessera d'être considéré comme un projet viable sur le marché.
- Si une société de projet développe activement le projet, mais que l'État d'accueil connaît des retards dans l'approbation du projet, il convient de prévoir un mécanisme pour proroger la durée du protocole d'accord.
- L'État d'accueil devrait transmettre les propositions de projets non sollicitées à un point de contact neutre ou de confiance, comme une autorité responsable des investissements ou une autorité de régulation.
- Les protocoles d'accord signés devraient être publiés par l'État d'accueil afin de renforcer la confiance des investisseurs ; ceux-ci étant ainsi rassurés qu'il n'y a pas des propositions de projet non publiées qui saturent le marché.

Un mot sur le paraphe du contrat d'achat d'électricité

Il peut arriver que les parties souhaitent montrer un certain progrès en paraphant un projet de contrat d'achat d'électricité avant qu'il soit prêt à être signé. C'est souvent pour les mêmes raisons que celles qui poussent les parties à vouloir signer des protocoles d'accord, et cela comporte généralement les mêmes risques. Cependant, à la différence d'un protocole d'accord, un contrat d'achat d'électricité ainsi paraphé ne prévoit pas expressément qu'il est non contraignant, il est en outre généralement plus détaillé et n'indique pas quelles dispositions font toujours l'objet de négociations. Ces caractéristiques créent un risque qu'un tribunal ou un arbitre puisse obliger les parties à exécuter le contrat d'achat d'électricité paraphé alors même que celui-ci n'est pas signé. Le fait de parapher un projet de contrat d'achat d'électricité implique également que les parties entendent le signer. Ces risques créent une responsabilité potentielle pour une partie qui déciderait finalement de ne pas signer le contrat d'achat d'électricité ou qui voudrait renégocier une ou plusieurs de ses dispositions avant signature. Pour ces raisons, le fait de parapher un contrat d'achat d'électricité crée une ambiguïté et une responsabilité inutiles.

Si les parties ne sont pas prêtes à signer un contrat d'achat d'électricité, il est préférable de signer d'un commun accord une lettre non contraignante ou une déclaration qui détaille les progrès réalisés au jour de sa signature et précise sur quels éléments les parties doivent encore s'accorder avant de signer le contrat.

4.5. Contrats de projets connexes

Si le contrat d'achat d'électricité régit la vente et l'achat d'électricité, il existe un certain nombre de contrats connexes qui interagissent et se rapportent au financement, à la construction et à l'exploitation de la centrale électrique.

Ces contrats doivent être alignés sur le contrat d'achat d'électricité pour garantir une répartition équitable des risques. Par exemple, la durée du contrat d'achat d'électricité doit au moins coïncider avec la durée du prêt pour veiller à ce que ce dernier soit remboursé avant l'expiration du contrat d'achat d'électricité.

En outre, chacune des parties au Contrat clé en main d'Ingénierie, de Fourniture et de Construction (**Contrat EPC**) et au Contrat d'Exploitation et de Maintenance (**Contrat E&M**) / Contrat de Service à Long Terme (**LTSA)**) devra connaître et accepter de respecter les stipulations du contrat d'achat d'électricité en matière de conception, de construction et d'exploitation et de maintenance de la centrale électrique.

Ci-dessous figurent quelques-uns des contrats connexes généralement nécessaires pour un projet électrique :

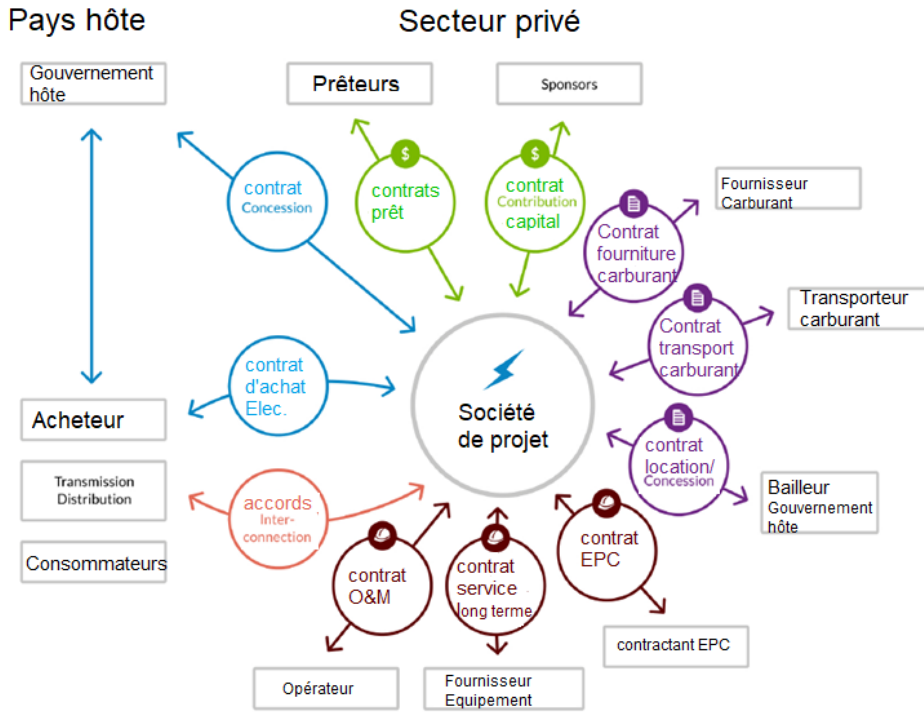
1. **Contrat de concession / de mise en œuvre :** octroie à la société de projet le droit de concevoir, de financer, de construire et d'exploiter la centrale électrique, y compris le droit de vendre l'électricité à l'acheteur.
2. **Contrat de connexion au réseau :** régit le raccordement de la centrale électrique d'électricité au réseau d'électricité.
3. **Contrat de location du terrain ou contrat de concession de terrain :** régit le bail ou la concession du terrain où la centrale électrique sera installée.
4. **Contrat de fourniture de combustible :** régit la disponibilité et la qualité de la fourniture de combustible.

5. **Contrats de transport de combustible :** régit le transport du combustible entre le fournisseur de combustible jusqu'à la centrale électrique.
6. **Contrats clé en main d'ingénierie, de fourniture et construction (contrats EPC) :** énonce les termes et conditions pour la conception de la centrale électrique, la fourniture des matériaux et équipements et la construction et mise en service de la centrale électrique. Les obligations créées en vertu de ce contrat peuvent également être divisées en de multiples contrats comprenant un ou plusieurs de ces champs d'application.
7. **Contrat d'exploitation et maintenance (contrat E&M) :** régit les droits et responsabilités de l'entité qui exploitera la centrale et sera chargée de sa maintenance.
8. **Contrat de service de longue durée (LTSA) :** prévoit l'entretien de la centrale électrique à des intervalles réguliers pendant la durée du contrat d'achat d'électricité.
9. **Contrat de prêt :** crée l'obligation des prêteurs de financer la centrale, ainsi que l'obligation de la société de projet de respecter les divers engagements du contrat de prêt.
10. **Contrat d'apport en fonds propres :** oblige les actionnaires de la société de projet à apporter des contributions en capital ou en dette subordonnée pour financer la partie des coûts de la centrale électrique non financée par les prêteurs. Cet accord peut également inclure une obligation de fournir des ressources financières supplémentaires à la société de projet si besoin.
11. **Accord de soutien de l'État :** Peut prendre la forme de garanties souveraines, de lettres de confort, d'options d'achat et de vente, et/ou d'autres formes de soutien de l'État qui améliorent la solvabilité de l'acheteur et des autres entités publiques impliquées dans le projet.
12. **Instrument de soutien au crédit :** peut prendre la forme de garanties partielles de risque (PRGs), de lettres de crédit, de garanties bancaires de banques commerciales, et/ou de

conventions de séquestre.

13. **Accord direct :** régit la relation entre les prêteurs et les autres parties impliquées dans le projet, autres que la société de projet. Par exemple, l'acheteur et le gouvernement signent en général des accords directs avec les prêteurs.

Le tableau suivant illustre la relation entre les différents types de contrats :



4.6. Considérations de délais

Un acheteur conclut un contrat d'achat d'électricité en vue de disposer d'électricité supplémentaire à compter d'une date prévue, la date de mise en service commercial de la centrale. Afin d'atteindre cette date, le contrat d'achat d'électricité va prévoir certaines étapes et certains délais. Ne pas respecter ces délais peut se traduire par des sanctions pour la société de projet et dans certains cas la résiliation du contrat d'achat d'électricité.

Date d'entrée en vigueur et Conditions suspensives

Certains contrats d'achat d'électricité entrent en vigueur lorsqu'ils sont signés par toutes les parties, d'autres entreront en vigueur uniquement lorsque certaines conditions suspensives ont été satisfaites après la signature. Les parties devront rédiger ces conditions suspensives avec soin afin de s'assurer qu'elles sont réellement nécessaires et qu'elles peuvent être remplies dans les délais convenus. Les prêteurs en particulier voudront s'assurer que le contrat d'achat d'électricité a été signé et est entré en vigueur avant d'être disposés à mettre à disposition des fonds, et ils seront donc attentifs à ces conditions. Plus la période nécessaire à la satisfaction des conditions suspensives est longue, plus le risque que ces conditions ne soient pas remplies et que les parties se tournent vers d'autres opportunités sera élevé.

Étapes

Le contrat d'achat d'électricité alloue différentes obligations juridiques, commerciales, techniques et financières entre l'acheteur et la société de projet. Certaines de ces obligations devront être exécutées conformément à un calendrier convenu, au risque sinon de se trouver en violation du contrat d'achat d'électricité et d'encourir les sanctions associées, pouvant aller jusqu'à la résiliation du contrat. Il est donc crucial que les parties comprennent pleinement les étapes clés et les conséquences d'un retard.

Étapes	Exigée par le PPA	Un retard dans l'exécution entraîne la résiliation du PPA
Acquisition de terrain	Oui	Non
Dépôt des demandes pour les principaux permis	Oui	Parfois
Obtention des principaux permis	Oui	Rarement
Bouclage financier	Oui	Oui
Signature du contrat EPC / Notification de démarrage des travaux	Oui	Rarement
Démarrage de la construction	Oui	Parfois
Mise en Service Commercial	Oui	Oui

Les parties au contrat d'achat d'électricité ont différentes préoccupations lorsqu'elles analysent les étapes et délais contractuels à inclure dans le contrat d'achat d'électricité.

L'acheteur / l'État d'accueil

L'acheteur et l'État d'accueil chercheront à s'appuyer sur les étapes contractuelles pour atteindre les objectifs suivants :

- Les gouvernements hôtes et les acheteurs doivent s'assurer que l'électricité pour laquelle ils ont conclu le contrat sera disponible lorsqu'ils en auront besoin.
- Les gouvernements hôtes et les acheteurs doivent pouvoir budgéter leurs obligations de paiement estimées au titre du contrat d'achat d'électricité ; ils auront besoin d'une certitude sur le moment où leurs obligations contractuelles au titre du contrat d'achat d'électricité deviendront effectives et avoir l'assurance que la société de projet respecte la date de mise en service commercial prévue.

- Lorsque l'État d'accueil donne des garanties financières à la société de projet, il doit savoir quand ces obligations de garanties prendront effet, compte tenu de l'impact potentiel que peuvent avoir les passifs éventuels sur sa capacité à emprunter.
- Du point de vue de la planification du réseau, l'État d'accueil et l'acheteur voudront savoir quand l'électricité sera injectée à l'emplacement prévu sur le réseau. Des retards dans le développement du projet ne créent pas seulement des problèmes pour les gestionnaires du réseau essayant d'équilibrer l'offre et la demande sur le réseau ; ils empêchent également d'autres centrales électriques qui seraient prêtes de se raccorder à ce même point.

La Société de projet

La société de projet souhaitera principalement éviter d'encourir des pénalités de retard ou que le contrat d'achat d'électricité soit résilié par l'acheteur, car ces actions pourraient affecter gravement ses bénéfices ou la priver de sa seule source de revenus. À cette fin, en analysant les délais des étapes du contrat d'achat d'électricité, la société de projet cherchera à s'assurer que :

- Les délais lui donnent suffisamment de temps pour atteindre les étapes, et prennent en compte d'éventuels retards.
- Les délais soient étendus en cas de retard résultant de cas de force majeure, de retards de raccordement, et de manquement par l'acheteur à ses obligations au titre du contrat d'achat d'électricité.

Les prêteurs

Dans la mesure où le contrat d'achat d'électricité est la principale source de revenus de la société de projet, les intérêts des prêteurs et ceux de la société de projet, qui souhaite éviter la résiliation du contrat d'achat d'électricité, sont alignés. De même, les prêteurs souhaiteront que la société de projet évite de payer des dommages et intérêts qui pourraient limiter sa capacité à rembourser sa dette.

Pénalités de retard

Comme indiqué ci-dessus, l'acheteur et l'État d'accueil veulent être certains de la date à laquelle une centrale atteindra la mise en service commercial. Afin d'inciter une société de projet à respecter la date de mise en service commerciale contractuellement définie, et pour couvrir les frais qui pourraient être encourus par l'acheteur du fait d'un retard, les contrat d'achat d'électricité comprennent souvent des pénalités de retard dues par la société de projet si elle ne respecte pas la date de mise en service commercial définie. Ces pénalités doivent être dimensionnées de manière adéquate, car si celles-ci sont perçues comme trop élevées par la société de projet (ou par le constructeur, qui le plus souvent en supportera le coût en définitive) cela résultera en un accroissement des coûts de construction et du tarif.

Mécanismes de garantie des obligations de la société de projet

La Société de projet est une entité ad hoc (en anglais *Special purpose vehicle* / SPV) qui ne possède pas d'autres actifs que le projet. De ce fait, elle peut ne pas avoir la capacité financière de faire face à ses obligations de payer des pénalités. L'acheteur peut donc demander qu'elle fournisse une lettre de crédit, une garantie bancaire ou une autre forme de sûreté pour sécuriser sa capacité à faire face à ses obligations. Ces instruments de sûretés doivent être financés, et génèrent donc des coûts supplémentaires pour la société de projet, dont il résulte souvent un tarif plus élevé dans le contrat d'achat d'électricité.

Du point de vue de la société de projet, il est essentiel de s'assurer que ses obligations couvertes par les instruments de sûreté fournies à l'acheteur n'excèdent pas le montant des pénalités payables par le contractant EPC et les garanties fournies par ce dernier. Pour s'assurer que ces obligations financières seront respectées, l'État d'accueil, l'acheteur et les prêteurs s'attendent normalement à ce que la société de projet et le contractant EPC fournissent une garantie bancaire.

Garantie de développement : Dans certaines juridictions, la société de projet est tenue de fournir une garantie de développement pour soumettre une offre (garantie de soumission) ou en échange de l'accord du gouvernement ou d'une concession. Si le projet n'atteint pas les étapes prévues pour des raisons attribuables au développeur, et que par conséquent le contrat d'achat d'électricité n'entre pas en vigueur à la date prévue, l'acheteur peut tirer sur la garantie de développement.

4.7. Résumé des points essentiels

Avant le contrat d'achat d'électricité :

- **Tarif, technologie et emplacement** : Avant de rédiger un contrat d'achat d'électricité, l'acheteur devra décider du budget dont il dispose, de la technologie de production d'électricité qu'il veut utiliser, et de la zone géographique où l'électricité est demandée.
- **Technologie** : Le choix d'une technologie de production d'électricité est important pour l'acheteur et aura un impact direct sur le coût et la fiabilité de l'électricité produite.
- **Site** : Les acheteurs voudront situer la centrale aussi près que possible d'un point de connexion au réseau, à la fois pour éviter des pertes sur la ligne de transmission et voudront également optimiser l'accès aux sources de combustible.

Passation des projets d'électricité et considérations de tarif :

- **Méthodes de passation :** Les acheteurs peuvent conduire un appel d'offres concurrentiel ou un processus plus ouvert de négociations directes pour se fournir en électricité. Dans tous les cas, l'acheteur et la société de projet devraient travailler de concert pour gérer les risques juridiques, financiers et réglementaires associés au développement d'un nouveau projet de production d'électricité.
- **La qualité compte :** L'acheteur devrait sélectionner un projet en se basant non seulement sur le prix, mais également sur la qualité et les expériences passées.

Rédaction du contrat d'achat d'électricité :

- **Le rédacteur** : Le premier projet de contrat peut provenir soit de la société de projet soit de l'acheteur, mais il est habituellement rédigé par l'acheteur.
- **L'importance du conseil juridique :** L'acheteur devrait s'attacher les services d'un conseiller juridique qualifié pour la préparation du contrat d'achat d'électricité.

Négociation et Finalisation :

- **Détails** : L'acheteur et la société de projet devront négocier le contrat d'achat d'électricité afin de s'assurer que les deux parties sont familières de leurs obligations et les acceptent.
- **Participation des prêteurs** : Pour les projets financés avec de la dette, le contrat d'achat d'électricité devra être satisfaisant pour les prêteurs pour qu'il puisse être considéré comme final. Les prêteurs peuvent demander des modifications au contrat d'achat d'électricité, et ce alors même que la Société de projet et l'acheteur l'auraient déjà signé.

Protocole d'accord :

- Un protocole d'accord, qui est généralement considéré comme un accord plus simple et non juridiquement contraignant, peut avoir un impact considérable, en donnant le signal d'une activité sur le marché de l'électricité et peut engager la responsabilité de l'État d'accueil.
- L'État d'accueil devrait avoir recours au même niveau de soin et de discrétion qu'il apporte à un contrat d'achat d'électricité dans la négociation d'un protocole d'accord afin d'en tirer pleinement parti et d'en éviter les écueils.

Considérations de délais :

- Pour s'assurer que toutes les parties satisferont à leurs obligations dans les temps, et pouvoir livrer le projet dans les délais définis par le contrat d'achat d'électricité, l'accord peut préciser les étapes et les incitations ou pénalités en cas de non-atteinte de ces étapes.

5. Financement des projets d'électricité

5.1. Introduction

Pour financer un projet d'électricité, il existe une large variété de structures et de modalités dont le coût et les termes et conditions varient en fonction de l'allocation des risques entre les parties et de la viabilité commerciale du projet. La structure et la source de financement choisies auront un impact direct sur les coûts et le calendrier de la société de projet, qui sont les éléments les plus importants pour gérer les attentes liées aux étapes de la construction et à terme à la Date de Mise en Service Commercial.

Outre l'impact des sources de financement sur les tarifs du projet, les coûts financiers varient également en fonction des facteurs de risques qui affectent la capacité de la société de projet à générer des flux de trésorerie suffisants pour lui permettre d'honorer ses obligations de remboursement. La solvabilité de l'acheteur et les instruments d'atténuation des risques sont donc vitaux pour la **bancabilité** d'un projet, et sa capacité à attirer un financement à long terme.

Parce qu'il dispose du crédit le plus important du pays et qu'il est le bénéficiaire indirect du projet, l'État d'accueil est le mieux placé pour fournir des garanties de crédit afin de garantir ces obligations au moyen de mécanismes variés. Comme l'État d'accueil est un acteur primordial pour garantir la réussite de la mise en œuvre d'un projet, tout particulièrement lorsqu'il s'agit d'un contrat d'achat d'électricité conclu avec un acheteur détenu par l'État, il lui est souvent demandé d'atténuer certains risques liés à l'environnement politique ou physique, et de fournir les infrastructures essentielles, telle que le réseau de transmission et de distribution ou d'assurer la fourniture du combustible.

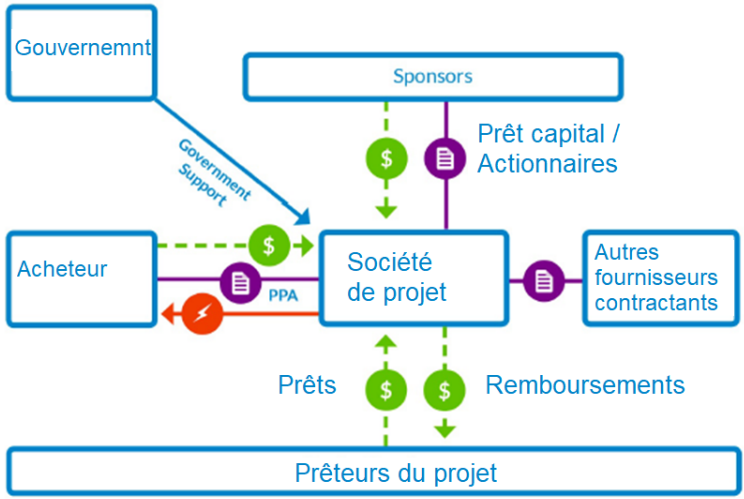
5.2. Financement de projet

Qu'est-ce que le financement de projet ?

Le financement de projet désigne le financement d'un projet par les actionnaires et les prêteurs fondé sur (a) les flux de trésorerie (contractuels) projetés du projet et (b) la valeur de l'actif sous-jacent. Le financement d'un projet est généralement limité ou sans recours – c'est-à-dire que les prêteurs disposent d'un recours envers la société de projet et les actifs du projet lui-même, mais qu'ils n'ont pas de recours ou n'ont qu'un recours limité envers les propriétaires finaux de la société de projet. Les prêteurs sont en principe remboursés grâce aux flux de trésorerie du projet. Dans le scénario le plus dégradé, si on met de côté la question des indemnités de résiliation et le soutien de l'État d'accueil (qui sera abordé plus loin dans ce manuel), les prêteurs se rembourseront en saisissant les actifs du projet. Dans un financement à recours limité, les prêteurs bénéficient également du soutien au crédit d'un promoteur (*sponsor*), incluant des garanties émises par le promoteur afin de couvrir certains risques.

Dans un financement de projet typique, une société de projet est créée en vue de détenir la propriété des actifs du projet et de conclure les documents de financement ainsi que les documents de projet, y compris le contrat d'achat d'électricité. Les prêteurs du financement de projet prendront des sûretés sur tous les actifs du projet, y compris le contrat d'achat d'électricité et les autres documents de projet importants. Les prêteurs disposeront également d'une sûreté sur les comptes bancaires du projet, et sur tous les montants crédités sur ces comptes. Les prêteurs peuvent imposer des exigences strictes sur la localisation des comptes bancaires du projet, et sur l'ordre de priorité de paiement des sommes figurant sur ces comptes. En particulier, les mouvements de trésorerie sont limités afin que la société de projet ne puisse pas verser de dividendes ou de distributions à moins que plusieurs conditions ne soient réunies – en général, aucune distribution ne sera effectuée aux promoteurs pendant un certain nombre d'années.

Le diagramme ci-dessous illustre les mécanismes de financement classiquement utilisés dans la structure d'un financement de projet.



L'avantage principal du financement de projet réside dans le fait qu'aucune dépense initiale en capital n'est requise de la part de l'État d'accueil. Cependant, compte tenu des sûretés prises par les prêteurs et de leur implication sur les contrats de projet, notamment en ce qui concerne les flux de trésorerie et les décisions de gestion du capital, le financement de projet nécessite un ensemble complexe de contrats rédigés sur-mesure. Cela peut induire des frais de transaction et des délais importants pour la signature, compte tenu de la nécessité de coordonner les parties pour maitriser cette complexité.

Financement de projet : Rôle des développeurs et des promoteurs (sponsors)

Le secteur privé est impliqué dans le secteur de l'électricité en tenant deux rôles principaux: celui de développeur et celui de promoteur. Ces rôles sont dans de nombreux cas tenus par la même partie. Cependant ils peuvent être distincts ou tenus par un consortium. Le développeur est souvent à l'origine du projet, souvent une entité locale, qui développe le projet jusqu'au stade où il nécessite de mobiliser des capitaux importants. Le fait d'avoir comme développeur une entité locale possédant une bonne compréhension du contexte national du secteur de l'électricité et de la dynamique de l'environnement politique local est un avantage. Le développeur va identifier et fournir un terrain propice au projet, soit directement soit par un bail de longue durée. De plus, le développeur fera réaliser une étude d'impact environnemental et social (EIES) et obtiendra un engagement écrit pour le contrat d'achat d'électricité, y compris en ce qui concerne le tarif (et le soutien de l'État d'accueil) avec l'acheteur. Le développeur (s'il est différend promoteur) testera alors le marché et conclura un accord de développement avec le promoteur ou d'autres développeurs internationaux en mesure d'apporter les ressources financières nécessaires au développement et à la construction du projet. Le promoteur fournit le financement nécessaire pour parvenir du stade du concept jusqu'au bouclage financier. Les activités du promoteur incluent la réalisation ou le financement des éléments suivants:

- l'Etude d'Impact Environnemental et Social conforme aux normes des prêteurs internationaux, en mettant l'accent sur l'impact du projet sur les communautés locales et les effets durables à long terme que le projet est susceptible de leur apporter ;
- les mesures des ressources renouvelables, qui demandent au moins 12 mois dans la plupart des cas ;
- la conception et l'aménagement du site ;
- la conception d'ingénierie détaillée, des processus d'appel d'offres et la sélection des contractants EPC et des fournisseurs d'équipements ;
- la mise en place de la dette du projet;
- l'approbation par le comité d'investissement de ses fonds propres;
- la conclusion de tous les contrats du projet.
- la construction et de la mise en service du projet ; et
- l'exploitation des actifs du projet.

Pourquoi le financement de projet ?

Pourquoi les projets de production d'électricité ont-ils besoin d'emprunts ? Ne pourraient-ils pas être financés par les fonds propres de grandes sociétés promoteurs ? L'État d'accueil ne pourrait-il pas simplement construire ces projets à leur place ? Il est déjà suffisamment compliqué de concevoir et de construire un projet – et de négocier un contrat d'achat d'électricité – sans en plus avoir à faire intervenir des prêteurs. Pourquoi est-il nécessaire de contenter les prêteurs et leurs problèmes de bancabilité ?

Ces questions légitimes sont souvent soulevées par les décideurs politiques et il convient d'y apporter une réponse pour chaque projet, tout en gardant à l'esprit que le but de tout projet dans le secteur de l'électricité est de produire de l'électricité de façon fiable au plus coût le plus bas possible.

La dette peut être coûteuse, et plus particulièrement la dette de financement de projet, surtout si on la compare à la capacité de l'État d'accueil à financer la construction d'un projet dans le secteur de l'électricité à l'aide de ses ressources souveraines. Certaines formes d'emprunts, telles que le financement concessionnel consenti par des institutions financières de développement (cf. *Exemple : Bancabilité des projets renouvelables*) sont moins coûteuses que les taux de financement au prix du marché pour le financement de projets commerciaux. Cependant il est important de ne pas tenir uniquement compte du coût de ces sources de financement. L'État d'accueil peut financer à moindre coût, mais engager de larges volumes de capitaux publics qui pourraient autrement être utilisés pour soutenir des programmes sociaux, de sécurité ou d'autres projets d'infrastructure peut être une décision politiquement risquée. De même, les financements concessionnels des institutions financières de développement sont souvent très limités comparé aux sources de financement commerciales disponibles de la part de ces mêmes institutions, et ils sont souvent réservé aux technologies émergentes ou aux marchés à fort risque qui ne pourraient pas lever de fonds sans accéder à ces coûts de capital faibles. Ainsi l'utilisation de fonds gouvernementaux ou de fonds concessionnels a un coût

d'opportunité qui est celui de l'utilisation de ces ressources financières pour d'autres investissements à fort impact. En complément des vérifications standard à accomplir liées à la souscription de crédits, qui prennent du temps, les institutions financières de développement doivent entreprendre une analyse et une justification séparée de l'impact sur le développement lorsqu'elles déploient des ressources concessionnelles.

Remarque pratique : Plateformes d'achat et de financement mixte

Afin de rassembler de plus grandes sources de capitaux pour les projets d'énergie renouvelable et autres projets prioritaires dans le secteur de l'électricité, certaines institutions financières de développement ont commencé à combiner les ressources limitées de financement concessionnels, à des taux inférieur au taux du marché (fournis par des institutions financières de développement ou d'autres fonds de développement) avec les ressources plus vastes de financement au prix du marché (également disponible auprès de prêteurs commerciaux et des institutions financières de développement) afin de réduire le coût du capital dans le financement de projet.

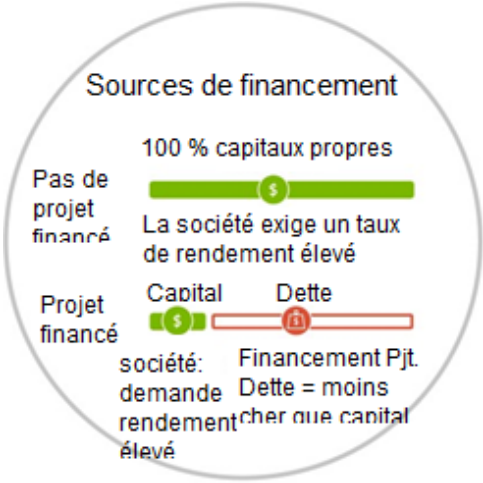
Cette forme de « financement mixte » (*blended finance*) présente l'avantage de réduire les taux de marché et d'offrir des emprunts à moindre coût dans des marchés émergents où les projets de production d'électricité pourraient ne pas être finançables ou ne pas être viables en raison de tarifs locaux ne reflétant pas les coûts de production. Le financement mixte peut également être combiné avec un ensemble de contrats de projet standards et des garanties de l'État d'accueil afin de dérisquer davantage un projet et diminuer les coûts de transaction. Des plateformes de financement mixte se multiplient dans le monde et ont permis d'atteindre une baisse de tarifs records de contrat d'achat d'électricité, particulièrement pour les technologies standardisées comme le solaire photovoltaïque. Il est extrêmement important que les États d'accueils réalisent que ces résultats ne pourront pas forcément être répliqués sur tous les marchés car :

même dans le cadre de financements mixtes, le financement concessionnel des DFI reste très limité. De ce fait, à moins que les États d'accueil ne parviennent à mener à terme les processus hautement concurrentiels de sécurisation de financement concessionnels des DFIs et ne transfèrent les fonds ainsi obtenus aux sociétés de projet, ils ne doivent pas s'attendre à ce que les sociétés de projet proposent sur leur marché

des tarifs aussi avantageux que ceux de projets ayant bénéficié de financements concessionnels.

L'objectif de la standardisation n'est pas de créer un ensemble parfait de contrats de projet, mais plutôt d'introduire une cohérence et une harmonisation des conditions techniques et commerciales dans le domaine réglementaire comme dans la structure du projet. En d'autres termes, un État ne peut pas simplement reproduire à l'identique les contrats d'un marché voisin et s'attendre à obtenir les mêmes prix. Il devra également mettre en place les réformes politiques, réglementaires et financières nécessaires à une mise en œuvre réussie de ce contrat.

Les projets dans le secteur de l''électricité peuvent également être financés par les fonds propres de grandes sociétés. Bien que certains développeurs solvables puissent avoir accès à un financement à faibles coûts sur les marchés de capitaux, leurs dirigeants (et départements trésorerie) considèrent tous les fonds internes disponibles comme des capitaux propres lors de la prise de décisions d'investissement. Les sociétés recherchent un taux de rendement interne élevé pour leurs capitaux propres, en fonction du coût d'opportunité des autres possibilités d'investissement de ces ressources. Les gouvernements d'accueil sont souvent étonnés que cela n'entraine pas d'économies pour le projet.



Comme indiqué ci-dessus, en général, moins il y a de capital investi dans un projet, moins le coût probable du financement global sera élevé. Dans la pratique, cela peut varier en fonction de la quantité de soutien au crédit requise en rapport avec le financement du projet (étant donné que chaque élément de soutien au crédit imposera des coûts supplémentaires). Il peut également varier en fonction des taux de rendement demandés par le capital et du taux d'intérêt de la dette.

Alors que les grands développeurs ont potentiellement accès à du capital à faible coût, ils pourront préférer développer ce type de projet en mobilisant un financement de projet à recours limité ou sans recours, pour faire en sorte que le prêt ne figure pas à leur bilan. Les prêteurs peuvent également préférer prêter à des sociétés de projet ad hoc, dans la mesure où ces entités n'ont pas d'obligations et de dettes existantes.

Pour toutes les raisons énumérées ci-dessus, le financement de projet a été le mode de financement le plus utilisé pour les projets de grande taille dans le secteur de l'électricité dans les pays émergents au cours des deux dernières décennies. Une analyse devrait toujours être conduite pour déterminer le bon mode de financement pour un projet spécifique, mais dès lors qu'une structure de financement de projet est choisie, les préoccupations des prêteurs devront être prises en compte dans la négociation des termes du contrat d'achat d'électricité afin de garantir la réussite du projet. Un acheteur qui n'est pas familier avec les attentes des prêteurs sera fortement désavantagé durant les négociations du projet.

Bien que la plupart des sections du présent manuel demeurent pertinentes pour un projet financé par un développeur sur son bilan, ce manuel part du principe que le contrat d'achat d'électricité sera négocié dans un contexte de financement de projet. Pour explorer ces structures de financement plus en profondeur, notamment le financement par le pays hôte, les avantages et inconvénients de ces différentes alternatives, nous vous invitons à vous reporter au manuel *Comprendre le Financement des Projets d'électricité*.

5.3. Bancabilité

La **bancabilité** désigne l'acceptabilité d'un projet aux prêteurs, et renvoie au périmètre de l'examen réalisé en vue d'un financement de projet sur le marché des prêts commerciaux. Cependant, un projet peut également obtenir un financement auprès de prêteurs autres que des banques commerciales, notamment auprès d'institutions financières de développement (DFIs) et de fonds de capital-investissement. Par conséquent, la bancabilité peut également être perçue comme la capacité à obtenir un financement auprès de toute source de financement au lieu de la limiter à une source particulière.

Le rôle du contrat d'achat d'électricité dans la bancabilité

Le contrat d'achat d'électricité est la clé de la bancabilité. Pour les projets d'électricité, il n'existe qu'une seule source de revenus : les paiements de l'acheteur au titre du contrat d'achat d'électricité. Si l'acheteur ne paie pas, il sera très difficile pour le projet de rembourser ses prêteurs dans les délais.

Le contrat d'achat d'électricité aide également à tenir compte de la nature singulière des projetsd'électricité. La production d'électricité est unique en ce que l'électricité produite est vendue sur un marché géographiquement limité, et souvent strictement réglementé. Par opposition aux matières premières telles que les hydrocarbures, les minerais ou les métaux précieux qui peuvent être transportés pour aller à la rencontre de la demande, le projet dans le secteur de l'électricité est dépendant de la demande du marché qu'il dessert. Par ailleurs, le prix de l'électricité aux consommateurs finaux sur les marchés émergents est souvent guidé par la réglementation plutôt que par les forces du marché.

Le contrat d'achat d'électricité est essentiel car il élimine l'incertitude en termes de demande et en termes de prix. Pour ce qui est de la demande, le contrat d'achat d'électricité établit une obligation d'achat à long terme qui procure un flux de revenus constant au producteur et un flux d'électricité constant à l'acheteur.

Du point de vue du tarif, le contrat d'achat d'électricité intègre une formule tarifaire adaptée aux caractéristiques du projet en termes de technologie, d'exploitation et de financement, qui peut être modélisée sur toute la durée de vie du projet. Cela permet au contrat d'achat d'électricité d'établir un prix de l'électricité reflétant le véritable coût de production.

Risques liés à la bancabilité

Dans un financement de projet d'électricité type, le remboursement de la dette du projet et le paiement des intérêts (ainsi que certaines commissions convenues) constitue le seul rendement financier qui revient aux prêteurs. Toutefois, étant donné que les créanciers mettent à disposition du producteur des sommes considérables, et que le remboursement des prêts dépend exclusivement des revenus du projet, ils insisteront pour que les promoteurs et les documents de projet soient suffisamment solides pour que le projet parvienne à la mise en exploitation commerciale. Les prêteurs, comme toutes les parties, souhaitent éviter un scénario catastrophique dans lequel le projet échoue complètement, en particulier durant la phase de construction du projet. En phase d'exploitation, la préoccupation première est de faire en sorte que les revenus soient suffisants pour payer le servicede la dette.

La liste suivante reprend les considérations clés qui, si elles ne remplissent pas les conditions requises, feront qu'un projet ne pourra pas bénéficier d'un financement :

1. **Durée** : La durée du contrat d'achat d'électricité doit être suffisamment longue pour permettre le remboursement de la dette, et si la dette n'est pas intégralement amortie (en d'autres termes, s'il reste du principal à payer à l'échéance), la durée du contrat d'achat d'électricité doit être suffisamment longue pour permettre le refinancement de la dette non-amortie.
2. **Tarif** : Les prêteurs exigeront que le tarif dû au titre du contrat d'achat d'électricité soit déterminé avec certitude.

3. **Changements de Loi et de fiscalité applicable :** Les prêteurs ne sont pas en position de prendre un quelconque risque lié à des changements de loi ou de fiscalité pendant la durée de vie du projet.

4. **Solvabilité de l'acheteur :** Si la solvabilité de l'acheteur n'est pas suffisante, les prêteurs exigeront d'autres formes courantes de soutien au crédit engendrant des coûts supplémentaires et des complications pour le projet. Même dans les marchés développés, de nombreux acheteurs ne sont pas suffisamment solvables pour créer un projet bancable.

5. **Qualité du promoteur :** Le prêteur et l'acheteur prendront en considération l'expérience, la réputation et la capacité financière des propriétaires de la société de projet.

6. **Facturation et paiement :** La facturation entre l'acheteur et le producteur doit être suffisamment fréquente (mensuelle ou même toutes les deux semaines) pour minimiser le niveau d'énergie impayée et faire en sorte que l'échéancier des paiements du service de la dette soit respecté. Elle alerte également les prêteurs sur les éventuels problèmes de paiement/liquidité.

7. **Devises / Calcul :** Les paiements et calculs au titre du contrat d'achat d'électricité sont souvent effectués dans la même devise que celle nécessaire pour rembourser la dette. Si ce n'est pas le cas, il devra y avoir un plan pour couvrir le risque de change et/ou l'indexation du taux de change et un mécanisme d'équilibrage. Y a-t-il par ailleurs des problèmes de convertibilité de la devise de paiement ? Si c'est le cas, les prêteurs peuvent exiger que le paiement soit effectué dans une devise différente, ou l'acheteur ou le gouvernement du pays hôte devront garantir la conversion.

8. **Résiliation :** Les prêteurs ne veulent pas que l'acheteur puisse échapper à son obligation d'achat à long terme découlant du contrat d'achat d'électricité, étant donné que cela laisserait le projet sans aucun revenu pour rembourser la dette. Les prêteurs

veilleront particulièrement à ce que les cas de défaillance du vendeur et les cas de force majeure ne permettent pas à l'acheteur de résilier prématurément le contrat. Si une résiliation a néanmoins lieu, les prêteurs voudront également la garantie que la dette du projet sera remboursée.

9. **Recours en cas de défaillance de l'acheteur :** En particulier, les prêteurs ont besoin que le vendeur ait la capacité d'exercer certains droits qui peuvent aller jusqu'à la résiliation du contrat d'achat d'électricité si l'acheteur manque à son obligation d'effectuer les paiements ou à son obligation de fournir la garantie de paiement requise.

10. **Droits des prêteurs :** Les prêteurs prévoiront généralement des droits de palliation et de substitution et prendront une sûreté sur les actifs du projet par le biais du prêt et des accords directs.

Bien que ce qui précède puisse apporter quelques orientations utiles, en fin de compte, la bancabilité est une notion en constante évolution. Ce que le marché des prêts accepte (ou exige) aujourd'hui peut différer de ce qu'il acceptera (ou exigera) demain. Compte tenu de la technologie, de l'envergure, du périmètre, du volume et de l'emplacement géographique des projets électriques, il peut s'avérer extrêmement difficile de vérifier ce qu'est exactement le « marché » (c'est-à-dire conforme aux conditions que l'on voit généralement les acteurs du marché accepter). En outre, un développeur ou un promoteur expérimenté peut être plus à même de convaincre les prêteurs d'accepter des clauses qui sont plus favorables à la société de projet. Accessoirement, les prêteurs peuvent se satisfaire de vivre avec une stipulation ou un risque particulier au niveau du projet, tant qu'ils ont une garantie ou une autre forme de soutien au crédit (de la part du promoteur ou de l'acheteur) pour couvrir ce risque.

Pour finir, il convient de noter que certains marchés de l'électricité, notamment dans les pays développés, sont suffisamment matures pour que les contrats d'achat d'électricité

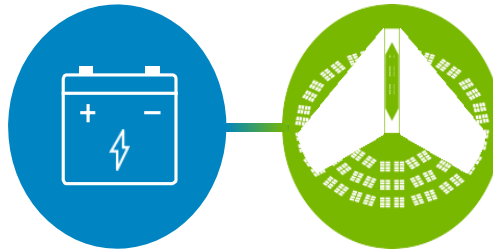
ne soient pas nécessaires pour rendre un projet bancable. C'est souvent le cas avec les centrales électriques commerciales (celles qui ne bénéficient pas d'un acheteur dédié) lorsqu'un projet peut être développé sur la base de rapports indépendants indiquant l'existence d'une demande escomptée du marché au comptant suffisante. Une fois le projet achevé, la centrale vendra tout simplement sur le marché au comptant. Toutefois, même sur les marchés les plus développés, l'absence de contrat d'achat d'électricité à long terme peut se traduire par des taux d'intérêt plus élevés pour le projet. Un contrat d'achat d'électricité traditionnellement bancable reste un outil essentiel sur presque tous les marchés et un outil idéal sur les marchés énergétiques des pays en développement.

Exemple : Bancabilité des projets renouvelables - Fonds concessionnels

Les bénéfices apportés par l'électricité renouvelable et les technologies associées telles que le stockage d'énergie ont un coût. Ces coûts supplémentaires peuvent empêcher le financement du projet (car les revenus ne couvriront pas des montants plus élevés de principal et intérêts) en l'absence de paiements de tarifs non viables car trop élevés.

De nombreuses DFIs ont fait de la production d'énergie renouvelable une politique prioritaire. Plusieurs institutions financières de développement administrent des fonds pour le climat afin de promouvoir le déploiement rapide de ces technologies à faible impact carbone qui peuvent aider à intégrer durablement une production d'énergie renouvelable dans le réseau. Ces fonds incluent les *Climate Investment Funds* (*Clean Technology Fund* et *Strategic Climate Fund* ou SCF) de 8 milliards de dollars pouvant proposer des prêts à des société de projet d'électricité renouvelable à des taux d'intérêts inférieurs au marché (financement concessionnel) ou en tant que prêts subordonnés aux prêts des prêteurs seniors. Cela améliore la structure de capitaux de l'investissement et le coût du financement, en donnant aux investisseurs de la société de projet un taux de rentabilité du capital raisonnable, et en supprimant le besoin d'un tarif plus élevé dans le contrat d'achat d'électricité. D'autres fonds comprennent le *Green Climate Fund*, le *Global Environment Facility* et le *Scaling Up Renewable Energy Program* (financé par le SCF et qui soutient des projets d'énergie renouvelable à plus petite échelle dans certains pays).

Exemple : stockage d'énergie



À la date de la première édition du présent manuel, le premier tour du programme d'IPP d'énergie renouvelable d'Afrique du Sud avait mené au financement des projets KaXu de 100 MW et Khi de 50 MW. Ces projets combinaient la technologie de production d'électricité solaire concentrée (*concentrated solar power*) avec un stockage d'énergie sur la base d'une vapeur saturée et de sels fondus pour donner aux centrales une capacité de respectivement 2 et 2,5 heures de production d'énergie en continu, leur permettant de lisser l'intermittence causée par la couverture nuageuse et de satisfaire les périodes de pics de demandes dans les heures suivant le coucher du soleil.

La technologie du récepteur aux sels fondus a significativement amélioré la durée d'utilisation de l'énergie stockée. Le projet Crescent Dunes de 2015 aux États-Unis dispose de 10 heures de stockage thermique ; Noor III est entré en exploitation au Maroc en 2018 avec 7,5 heures de stockage et en 2019, les documents de financement du projet de 100MW de Redstone CSP/sel fondu en Afrique du Sud sont en cours de finalisation. S'il aboutit, ces installations en Afrique du Sud disposeront de 12 heures de stockage thermique à pleine charge. Le coût en capital et le tarif résultant de ces projets sont nettement plus élevés que l'électricité solaire produite sans stockage.

Les marchés développés ont récemment constaté une croissance du stockage par batterie (essentiellement au sodium-soufre et lithium-ion) On peut citer comme exemple les installations de stockage commandées par Mitsubishi au Japon en 2016, capables de délivrer 6 heures d'électricité à 50MW, ou encore la réserve de 129 MWh de Hornsdale dans le sud de l'Australie adjacente à la centrale éolienne de 315 MW de Hornsdale.

L'évolution vers un stockage accessible et fiable introduit une nouvelle dimension à la structure et à la tarification des contrats d'achat d'électricité dans le secteur de l'énergie renouvelable. Bien que le solaire et l'éolien soient intermittents par nature, le stockage par batterie permet à la centrale de fournir à l'acheteur et l'opérateur réseau des avantages généralement fournis par les centrales de production de base. Ces avantages comprennent des services auxiliaires comme une capacité de réserve et la régulation de fréquence.

Les services auxiliaires sont les fonctions qui aident le réseau et ses opérateurs à maintenir un réseau électrique fiable. Ces services incluent le maintien des flux et de la direction de l'électricité adéquats, la gestion des écarts d'offre et de demande, et l'assistance à la reprise du système après une interruption.

La capacité de réserve est une capacité non utilisée mais qui est disponible rapidement dans le cas où d'autres sources de production deviennent soudainement indisponibles. Puisque le stockage peut être utilisé comme capacité de réserve, il permet d'éviter les dépenses que nécessite la mise en place de capacité de réserve sous forme d'installations de production supplémentaires.

La régulation de fréquence est un service annexe qui se déclenche très rapidement (en quelques secondes) afin de restaurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Le but principal du réglage de fréquence est de maintenir la stabilité et l'exactitude de la fréquence du courant alternatif (AC) dans une zone spécifique. Le recours au stockage dans la fourniture de réglage de fréquence permet moins de démarrages de production et un besoin réduit de la capacité de production.

Dans les économies émergentes, les réseaux et les producteurs fournissant de l'électricité ne sont parfois pas suffisamment flexibles pour gérer une production d'électricité intermittente. En introduisant du stockage, les projets d'énergie renouvelable peuvent aider les opérateurs système à gérer le réseau et à percevoir un revenu supplémentaire pour la fourniture de ces services.

L'acheteur et l'État d'accueil devraient tenir compte de tous les facteurs ci-dessus et des implications en termes de coûts afin de déterminer les ajouts requis à leur portefeuille actuel de production d'énergie.

5.4. Soutien au crédit des obligations de l'acheteur

Pourquoi du soutien au crédit ?

Comme indiqué dans la section précédente, la bancabilité d'une transaction est le principal point d'attention des prêteurs. Un élément important de la bancabilité est le niveau de confort des prêteurs par rapport au risque de crédit de leur contrepartie, c'est-à-dire le risque que l'acheteur ne soit pas en mesure d'honorer ses obligations en vertu du contrat d'achat d'électricité. La section suivante fournit une vue d'ensemble des types de soutien que les prêteurs et investisseurs peuvent demander, et les diverses formes que ce soutien peut prendre. Pour une analyse plus approfondie sur la structure de ce soutien, nous vous invitons à vous référer au manuel *Comprendre le Financement des Projets d'électricité*.

De manière générale, les prêteurs se préoccupent de deux risques spécifiques : (a) le soutien au paiement des obligations du contrat d'achat d'électricité (couvrant les paiements de capacité et d'énergie), également dénommé soutien de liquidité et (b) le soutien en cas de résiliation afin de garantir qu'en cas de résiliation du contrat d'achat d'électricité, la dette et les intérêts de la dette soient au minimum remboursés aux prêteurs. Vous trouverez plus de détails sur les cas de résiliation du contrat d'achat d'électricité dans le chapitre *Défaillance et Résiliation*.

Soutien de liquidité

Lorsqu'un acheteur ne s'acquitte pas de son obligation de paiement à la société de projet, un soutien au paiement à court terme ou soutien de liquidité permet à la société de projet de rester solvable et de poursuivre ses activités, et de continuer à rembourser sa dette. En général, les prêteurs s'attendent à ce que l'équivalent de trois à six mois de paiements au titre du CAE soit couvert par le mécanisme de soutien de liquidité en fonction de la santé financière de l'acheteur. Ce soutien de liquidité est limité -

une fois épuisé, si l'acheteur manque d'effectuer un paiement requis dans le cadre du contrat d'achat d'électricité, un cas de défaillance de l'acheteur sera déclenché. Le soutien de liquidité peut prendre les formes suivantes :

Comptes séquestre

Un acheteur peut limiter le risque de liquidité à court terme en déposant des liquidités sur un compte de dépôt bancaire (soit un compte de réserve soit un compte de séquestre). Le compte est alimenté de façon à couvrir un montant précis d'obligations de paiement au titre d'un contrat d'achat d'électricité. Si l'acheteur ne s'acquitte pas d'un paiement dû en vertu du contrat d'achat d'électricité, la société de projet pourra prélever des sommes sur le compte de séquestre, ce qui lui permettra de poursuivre son exploitation. L'acheteur est censé réapprovisionner le compte de séquestre dans le délai prévu dans le contrat de séquestre. Cette solution nécessite que l'acheteur dispose d'un excédent de liquidités qu'il peut bloquer ou placer sur un compte de réserve avec un intérêt minimal, ce qui n'est souvent pas le cas.

Lettres de crédit

Une lettre de crédit (**LC**) est émise par une banque commerciale et fournie par un acheteur ; elle peut être tirée par la société de projet si l'acheteur n'effectue pas un paiement à échéance. Pour que la banque commerciale accepte d'émettre une lettre de crédit en garantie des obligations de paiement d'un acheteur, elle demandera la signature d'un accord prévoyant une obligation de l'acheteur de rembourser les sommes tirées sur la lettre de crédit. En cas de non-paiement à la société de projet, la lettre de crédit pourra être tirée.

Les prêteurs exigeront que la banque commerciale émettant la lettre de crédit ait une notation minimale afin de réduire le risque que la banque émettrice ne soit pas en mesure d'honorer la demande de paiement au titre de la lettre de crédit. Dans certaines juridictions, il est possible qu'une banque commerciale remplissant ces critères de notation ne soit pas disponible, ou que son coût soit prohibitif. Il se peut que le risque de crédit de l'acheteur soit si élevé qu'aucune banque commerciale éligible ne souhaite assumer le risque de contrepartie de l'acheteur, ou

qu'elle ne soit prête à le faire que pour un coût prohibitif.

Une garantie de couverture partielle de risque d'une institution financière de développement peut dans ce cas être utilisée pour réduire le risque de crédit d'un acheteur. Une analyse approfondie sur ce produit, la façon dont il est structuré, ses avantages et ses difficultés est incluse dans le manuel *Comprendre le Financement des Projets d'électricité*.

Garantie de paiement des indemnités de résiliation

L'existence d'un engagement de soutien au paiement des indemnités de résiliation permet aux prêteurs d'obtenir du confort sur la capacité de l'acheteur à s'acquitter de ses obligations de paiement d'indemnité en cas de résiliation. Ce soutien peut être prévu dans différents accords. Parfois, l'acheteur s'engage à payer l'indemnité de résiliation dans le contrat d'achat d'électricité et cette obligation est garantie par l'État dans un accord de soutien gouvernemental ou une garantie souveraine, un accord de mise en œuvre ou un contrat de concession. Dans d'autres cas, l'obligation de payer l'indemnité de résiliation est une obligation contractuelle directe de l'État dans le cadre d'un accord de mise en œuvre, d'un contrat de concession, ou d'un contrat d'option d'achat ou de vente.

Bien que la forme des documents prévoyant l'engagement de soutien de l'État puisse différer, de manière générale, un tel document sera « bancable » s'il contient un engagement de l'État d'accueil de payer directement, ou de garantir le paiement par l'acheteur, des indemnités de résiliation du contrat d'achat d'électricité qui sont calculées pour couvrir au moins la dette restante (et les coûts associés). Lorsque l'engagement de soutien au crédit pour les paiements périodiques de l'acheteur prend la forme d'une garantie de l'État, il peut également être inclus dans le même accord.

L'existence d'un engagement de soutien au crédit de la part de l'État en cas de résiliation facilite la mise en place des prêts car il existe un recours contre l'État d'accueil pour le paiement des indemnités de résiliation. Il est possible d'améliorer encore la robustesse de ces obligations par l'émission, par une DFI,

d'instruments financiers tels que des garanties de paiement ou une assurance contre le risque politique.

Pour plus de détails sur les différentes formes des engagements de soutien fournis par les États, nous vous invitons à vous référer à la section 6 (*Soutien souverain*) du manuel *Comprendre le Financement des Projets d'électricité*. Les indemnités de résiliation sont examinées en détail au chapitre *Défaillance et Résiliation*.

Résumé : Portée du soutien de l'État d'accueil

Engagement de soutien de liquidité

Type	Caractéristiques principales
Comptes séquestre	Des comptes spécifiques ouverts et financés par l'acheteur /le gouvernement au bénéfice de la société de projet.
Lettres de crédit	Couvrent les obligations de paiement de l'acheteur jusqu'à un montant prédéfini.

Engagement de soutien en cas de résiliation

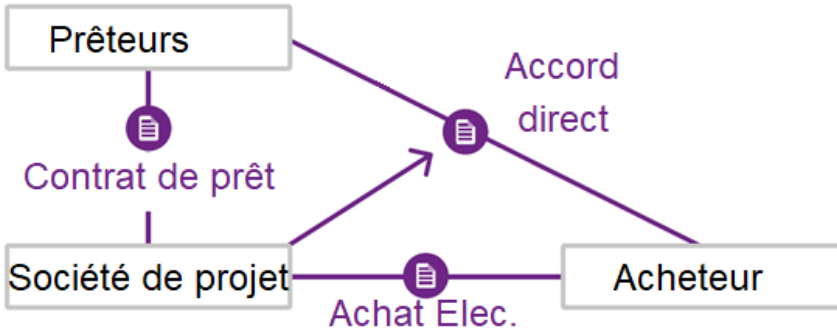
Type	Caractéristiques essentielles
Contrat de concession ou de mise en œuvre	Droit de la société de projet de percevoir les indemnités de résiliation et d'autres paiements
Garantie du gouvernement	Garanties (a) des paiements de l'acheteur et/ou (b) des indemnités de résiliation
Contrat d'option d'achat ou de vente	Option d'achat du gouvernement et option de vente de la société de projet pour les actions de la société de projet ou les actifs du projet en échange d'une indemnité de résiliation.
Lettre de confort	Émise par le gouvernement en faveur de la société de projet et/ou des prêteurs. Elle n'est en principe pas bancable à moins qu'elle ne crée des obligations contraignantes pour l'État d'accueil.

5.5. Accords directs d'achat d'électricité

Un accord direct prévoit la reconnaissance par l'acheteur des sûretés accordées par la société de projet aux prêteurs sur les droits et intérêts de la société de projet au titre du contrat d'achat d'électricité, et les droits des prêteurs à prendre des mesures de remédiation (y compris la reprise du projet) en cas de défaillance. Ces droits sont dénommés **droits de palliation et de substitution («step-in»)**.

L'accord direct devrait inclure les stipulations mentionnées ci-dessus, et notamment les notifications aux prêteurs, des périodes de remédiation étendues, les droits de palliation et de substitution, et le droit à la novation du contrat d'achat d'électricité au profit d'une entité de substitution dans la mesure où le contrat d'achat d'électricité ne couvre pas suffisamment ce droit. L'accord direct est conclu entre l'acheteur, la société de projet et les prêteurs, et établit une relation contractuelle directe entre les prêteurs et l'acheteur.

Si l'obligation première d'obtenir le financement incombe à la société de projet, l'acheteur est généralement censé accepter de modifier ou de clarifier le contrat d'achat d'électricité dans la mesure raisonnablement requise par les prêteurs de la société de projet. Idéalement, ces modifications et clarifications sont introduites avant la signature du contrat d'achat d'électricité par la société de projet et l'acheteur. Cependant, même si le contrat d'achat d'électricité a été signé, l'acheteur est toujours censé devoir accepter certaines modifications et clarifications du contrat d'achat d'électricité. Dans le cas contraire, les prêteurs peuvent refuser d'accorder le prêt. Lorsque le contrat d'achat d'électricité a déjà été signé, ces modifications seront soit intégrées au titre d'un avenant au contrat d'achat d'électricité, soit au titre de l'accord direct.



Les accords directs sont utilisés de manière similaire entre les prêteurs et les autres principaux participants au projet. Pour chaque contrat de projet, il peut exister des considérations spécifiques à traiter. Les stipulations pouvant être pertinentes pour les accords directs dans d'autres contrats de projet mais pas dans le contrat d'achat d'électricité comprennent notamment les droits de licence, les problèmes liés au terrain, et la fourniture de pièces détachées ou de matières premières.

5.6. Résumé des points essentiels

Financement de projet et bancabilité

- **Financement de projet :** Mode de financement dans lequel les promoteurs/développeurs investissent des capitaux et où les prêteurs fournissent de la dette à maturité longue à la société de projet sur la base : (a) des flux de trésorerie (contractuels) calculés du projet et (b) de la valeur du bien de production d'électricité sous-jacent.
- **Coûts d'investissement élevé :** Les projets d'électricité sont de grande taille, coûteux et nécessitent un investissement en capital considérable. Un contrat d'achat d'électricité bien rédigé et équilibré est nécessaire pour attirer un financement de ces montants.
- **Bancabilité :** Le concept de bancabilité est en constante évolution ; il varie en fonction du contexte du projet, de l'évolution de la technologie, de la réglementation du pays d'accueil et de la perception qu'ont les prêteurs des risques qui y sont associés. Néanmoins, il doit être pris en compte de manière détaillée pour éviter que le projet d'électricité n'échoue.
- **Sécurité des paiements :** Les parties mettent en place des mécanismes pour empêcher l'interruption des flux de paiement envisagés en vertu du contrat d'achat d'électricité.
- **Sûreté :** Les prêteurs souhaiteront prendre des sûretés sur les actifs du projet pour sécuriser les revenus du projet. Les prêteurs exigeront également d'avoir le droit d'intervenir dans le cas où la société de projet n'exécute pas ses obligations contractuelles.

Soutien au crédit de l'acheteur

- **Soutien au crédit de l'acheteur :** L'État d'accueil fournit habituellement une forme d'instrument de soutien du crédit de l'acheteur afin d'améliorer la bancabilité d'un projet. Cela inclut

généralement une combinaison de garanties souveraines, lettres de confort, contrats avec option d'achat ou de vente, lettres de crédit, et comptes de séquestre afin d'assurer que la société de projet aura suffisamment de trésorerie, et la disponibilité de la devise étrangère.

- **Assurance contre le risque politique :** En fonction des risques politiques dans le pays d'accueil, les prêteurs du projet peuvent exiger des garanties partielles de risque émises par des banques de développement multilatérales ou d'autres institutions financières de développement, afin d'obtenir une protection supplémentaire de leur investissement au titre du contrat d'achat d'électricité. Les investisseurs souscriront dans la plupart des cas une assurance pour couvrir leur investissement en capital sur le long terme.

Accords directs

- **Accord direct :** L'acheteur devra signer un accord direct avec les prêteurs. Cet accord apporte aux prêteurs le droit d'être informés dans le cas d'une défaillance de la société de projet, de façon à ce qu'ils puissent intervenir avant que le contrat d'achat d'électricité ne soit résilié.
- **Droits d'intervention :** Dans le cadre d'un accord direct, les prêteurs bénéficient de droits d'intervention leur permettant de prendre le contrôle de la société de projet dans le cas d'une défaillance de la société de projet.

6. Dispositions financières

6.1. Introduction

Le contrat d'achat d'électricité concerne en premier lieu la vente d'électricité. En conséquence, la question est de savoir quelle quantité est vendue, à quel prix et quand le prix est payable.

Les conditions financières du contrat d'achat d'électricité sont basées sur le tarif (*structures tarifaires*), qui consiste habituellement en une formule de calcul basée sur la capacité, la disponibilité et/ou l'énergie livrée par la centrale électrique. Le tarif est établi pendant le processus de sélection du fournisseur (voir chapitre *achat d'électricité*), que ce soit par un appel d'offres concurrentiel ou par négociation directe. Le détail de la facturation et des paiements (*facturation et paiement*) détermine quand le paiement sera dû par l'acheteur, ainsi que son montant. Tout traitement fiscal spécifique tel que des exonérations fiscales (voir le chapitre *exonérations fiscales*) est susceptible d'avoir un impact sur la viabilité commerciale du projet et sur le coût de l'électricité.

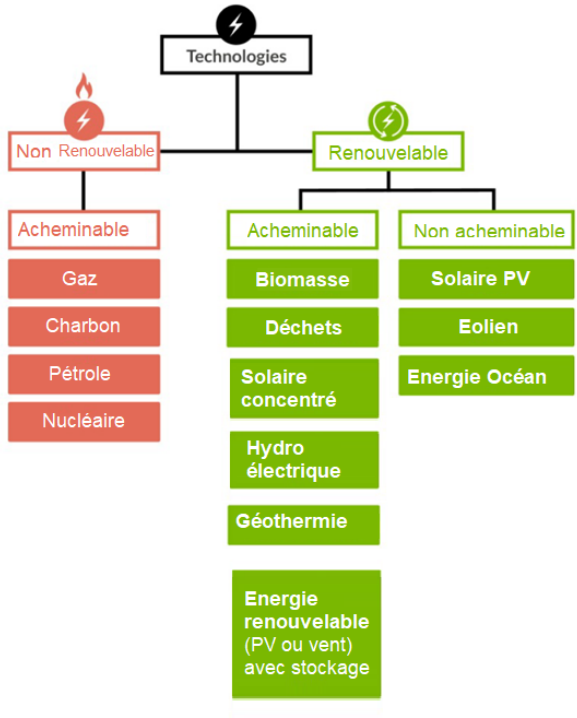
Les stipulations financières d'un contrat d'achat d'électricité sont souvent les plus âprement négociées, et ces négociations nécessitent l'avis de différents acteurs tels que la société de projet, ses investisseurs et prêteurs, ainsi que tous les ministères du gouvernement jouant un rôle dans la supervision financière des projets d'électricité (régulateurs, ministère de l'énergie, ministère des Finances, autorité fiscale, etc.)

6.2. Structures tarifaires

Les conditions financières représentent l'un des aspects les plus importants de tout contrat d'achat d'électricité. Tel qu'employé dans le présent chapitre, le terme **tarif** s'entend comme comprenant plusieurs composants. Tout d'abord, il englobe le prix réel auquel l'acheteur paie à la société de projet pour la capacité mise à disposition et/ou l'énergie produite. La devise utilisée est généralement déterminée par la réglementation, la disponibilité de la devise étrangère, la devise dans laquelle le contrat EPC est libellé ou celle dans laquelle les prêts ont été libellés. Le tarif comprend également l'ensemble des modalités et conditions concernant le prix. Ces autres conditions déterminent les sommes que l'acheteur versera à la société de projet chaque mois. La présente section présente :

1. Les types de structures tarifaires (basées sur la capacité ou non) que l'on retrouve généralement dans les contrats d'achat d'électricité ;
2. Les méthodes qui peuvent être utilisées pour établir le prix par unité de capacité mise à disposition et/ou par unité d'énergie produite ;
3. L'incidence des obligations d'**enlèvement ferme** (*take-or-pay*) au titre des contrats de fourniture de combustibles sur le tarif dû en vertu du contrat d'achat d'électricité ;
4. L'incidence de la durée d'un contrat d'achat d'électricité sur le tarif ; et
5. Le calcul de l'énergie réputée produite.

Les structures tarifaires utilisées varient en fonction que la technologie est *dispatchable* ou *non-dispatchable.*

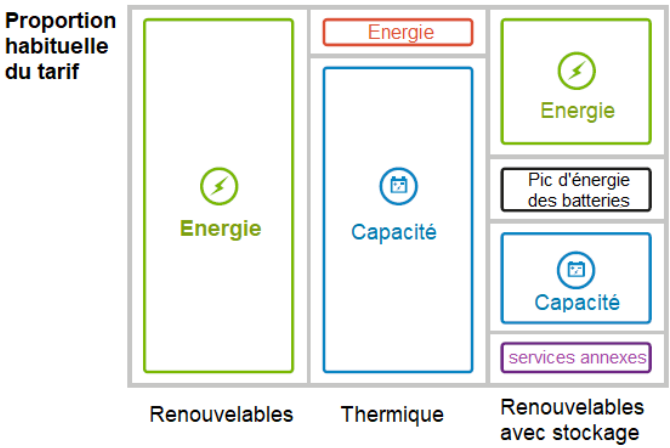


On entend par **technologies *dispatchable*** les technologies qui peuvent être dispatchées/réparties par l'acheteur. Cela signifie que l'acheteur peut (et doit) donner des instructions à la société de projet qui les applique pour générer une quantité spécifique d'énergie (ou de puissance) pour chaque période de règlement. Parmi les exemples de technologies dispatchables figurent tous les types de centrales de production thermique telles que les turbines à gaz (cycle simple ou combiné), les moteurs alternatifs alimentés au diesel ou au fioul lourd et les centrales de production au charbon, ainsi que les centrales hydroélectriques autres que la plupart des centrales au fil de l'eau.

On entend par **technologies *non-dispatchables*** les technologies qui ne peuvent pas être dispatchées/réparties par l'acheteur, mais qui sont au contraire injectées dans le réseau lorsque l'énergie est

disponible. De manière générale, toutes les technologies renouvelables autres que les grandes installations hydroélectriques (à barrage) sont non-dispatchables. Les exemples de technologies non-dispatchables incluent l'éolien et le solaire. L'énergie doit être produite à partir de la source d'énergie renouvelable lorsque cette dernière est disponible ou, en l'absence de capacité de stockage associée aux projets d'Énergie solaire concentrée (ESC), l'énergie sera perdue (voir l'étude de cas de stockage dans la section *Bancabilité*). Bien que le stockage permette de gérer cette intermittence, il ne rend pas l'électricité renouvelable *dispatchable* pour autant en raison du risque résiduel que de mauvaises conditions météo persistent au-delà de la capacité de stockage du système.

Du fait de cette caractéristique fondamentale, des structures tarifaires très différentes sont utilisées pour les technologies dispatchables et non-dispatchables. Les deux sections ci-dessous décrivent les deux différents types de structures tarifaires qui sont couramment utilisées pour les technologies dispatchables et non-dispatchables.



Structures tarifaires des énergies dispatchables

Les structures tarifaires ont évolué au fil des ans dans plusieurs pays pour favoriser une plus grande efficacité dans l'allocation des ressources énergétiques et une plus grande différenciation des mécanismes de paiement pour favoriser les investissements. Les premiers tarifs combinaient les composantes énergie et capacité en une seule et même redevance d'énergie (généralement exprimée en dollars par kWh). La génération suivante de tarifs ajoutait une exigence d'enlèvement ferme (*take-or-pay*) pour garantir un niveau minimum de dispatch escompté. La troisième génération de tarifs éliminait les concepts d'enlèvements fermes (*take-or-pay*) du tarif d'électricité (sauf dans la mesure où cela est nécessaire pour répercuter toute obligation d'enlèvement ferme découlant du contrat de fourniture de combustible) et introduisait les paiements de capacité et d'énergie.

Les tarifs basés sur la capacité ont été mis au point pour pallier les inconvénients inhérents aux structures tarifaires basées sur l'énergie ou l'enlèvement ferme. Ces tarifs sont structurés pour équilibrer efficacement les intérêts des investisseurs et des consommateurs. Les intérêts de l'acheteur sont protégés dans la mesure où il n'est tenu de payer que la capacité qui est mise à sa disposition et l'énergie qui est dispatchée par l'acheteur et effectivement livrée au point de livraison de l'énergie.

En règle générale, ces tarifs prévoient que l'acheteur versera à la société de projet chaque mois :

- une redevance (la **Redevance de Capacité**) pour la capacité d'une unité de production mise à la disposition de l'acheteur, qu'elle soit ou non effectivement dispatchée par l'acheteur ; et
- une redevance par MWh (ou par kWh) (la **Redevance d'Energie**) pour l'énergie dispatchée par l'acheteur et livrée à ce dernier.

La **Redevance de Capacité** est évaluée pour permettre à la société de projet de percevoir des revenus en vertu du contrat d'achat d'électricité suffisants pour lui permettre de :

1. Rembourser les prêts mis à disposition de la société de projet pour financer le projet (et dans certains cas les infrastructures connexes telles que les lignes de transmission) ;
2. Verser aux promoteurs un rendement sur les capitaux et les quasi-capitaux (tels que les prêts d'actionnaires) qu'ils ont investis (et, dans le cas d'une société de projet structurée sur une base Construction-Exploitation-Transfert (*Build-Operate-Transfer*), restituer aux promoteurs les capitaux et les quasi-capitaux qu'ils ont investis pendant la durée du contrat d'achat d'électricité) ;
3. Payer l'impôt sur les sociétés ainsi que toutes les autres taxes imposées à la société de projet et à ses biens ; et
4. Payer les frais fixes d'exploitation et de maintenance et tous autres coûts du projet convenus qui seront supportés par la société de projet indépendamment du facteur d'acheminement.

La **Redevance d'Énergie** est évaluée pour permettre à la société de projet de percevoir suffisamment de revenus en vertu du contrat d'achat d'électricité pour lui permettre de :

1. Recouvrer le coût de tout combustible utilisé pour produire l'énergie dispatchée par l'acheteur et livrée à ce dernier ; et
2. Payer les frais d'exploitation et de maintenance qui varient en fonction de la quantité d'énergie produite par l'unité de production.

Du fait de cette structure tarifaire, la société de projet est indifférente aux niveaux de dispatch réels car ses coûts de capital et ses coûts d'exploitation et de maintenance fixes sont recouvrés via la Redevance de Capacité, quiest due quel que soit le niveau de dispatch. Dès lors, il n'est pas nécessaire pour la société de projet de facturer une prime de risque pour tenir compte du risque de marché. Dans le même temps, cette structure tarifaire

reflète la véritable nature des coûts de la société de projet et elle est cohérente avecles principes de dispatch économique.

La Redevance de Capacité est exprimée sous forme de prix (parfois désigné par l'appellation **Prix de Capacité de Base Horaire**) pour chaque MW qui est mis à disposition (que ce MW de capacité soit ou non effectivement utilisé pour produire de l'énergie) sur une période de règlement. Chaque période de règlement est pondérée pour tenir compte de l'importance de la disponibilité de capacité durant l'heure en question pour l'acheteur. La redevance payée pour chaque heure peut être exprimée sous la forme suivante :

Les frais de capacité sont établis comme un prix (quelquefois dénommé **Prix horaire de la capacité de base**) pour chaque MW mis à disposition (que ce MW de capacité soit ou non utilisé pour produire de l'énergie) sur une période de règlement. Chaque période de règlement est pondérée pour refléter l'importance de la disponibilité de la capacité pendant cette heure pour l'acheteur. Les frais payés pour chaque heure peuvent être déclarés sous la forme :

$$PCHi = (PCBi + REMFi) \times FPPi \times CapDispi$$

où :

PCHi – désigne la quantité du Paiement de Capacité Horaire par heure « *i* » ;
PCBi – désigne la quantité du Prix de Capacité de Base par heure « *i* » ;
REMFi - désigne la quantité de la Redevance d'Exploitation et de Maintenance Fixe Horaire par heure « *i* » ;

FPPi – désigne le facteur de pondération de la période par heure « *i* », (qui est un nombre situé dans une plage de, par exemple, 0,65 et 1,5, reflétant l'importance de la capacité durant cette période de règlement) ; et

CapDispi – désigne la capacité qui est déclarée comme étant

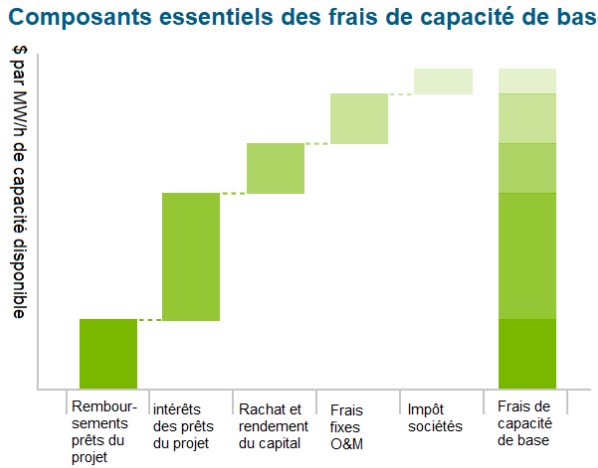
disponible durant l'heure « *i* » par la société de projet.

Les Paiements de Capacité Horaire qui sont dus durant chaque heure d'un mois (mois « **m** ») sont ensuite additionnés pour déterminer le Paiement de Capacité mensuel. De cette manière, l'acheteur paie uniquement la capacité disponible effectivement mise à sa disposition. Bien que le tarif contienne plusieurs formules et aborde plusieurs points non évoqués ci-dessus (par exemple, coûts annexes, coûts de démarrage et autres postes complémentaires), cette formule, qui capture les éléments les plus importants, donne un exemple de la façon dont les notions clés sur lesquelles un tarif moderne basé sur la capacité peut être exprimé.

Il est cependant utile de noter que d'autres stipulations du contrat d'achat d'électricité ajusteront *CapDispi* à la baisse au cas où la société de projet déclarerait disposer d'une capacité disponible supérieure à celle qu'elle peut effectivement livrer durant l'heure « *i* ».

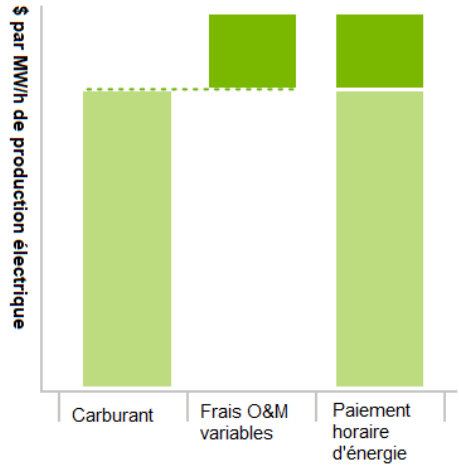
Il est également utile de noter qu'au cas où la société de projet ne serait pas en mesure de mettre de la capacité à disposition en raison de risques que l'acheteur a accepté d'assumer, alors la capacité sera réputée disponible pour l'acheteur. Parmi les exemples de tels risques figurent ceux liés à la disponibilité du réseau de transport pour prendre l'énergie depuis la centrale électrique, la disponibilité du combustible (si l'acheteur est responsable de la fourniture du combustible) et les cas de force majeure politique.

L'illustration ci-dessous montre les principales composantes qui constituent une Redevance de Capacité de base et montre (de manière générale) l'importance relative de chacune de ces composantes au début de la durée d'un contrat d'achat d'électricité. Durant les dernières années, la composante intérêts sur les prêts diminue (en supposant que l'amortissement est linéaire). Cette baisse est compensée par l'augmentation du remboursement du principal des prêts, et par l'amortissement et le retour sur investissement des capitaux propres.



L'illustration ci-dessous montre les principales composantes qui constituent la Redevance d'Énergie dans le cadre d'un tarif basé sur la capacité pour une centrale électrique thermique.

Composantes essentielles de la Redevance d'Energie



Points clés

- Les paiements de capacité permettent aux sociétés de projet de recouvrer leurs coûts fixes (coûts de capital et coûts d'exploitation fixes) et de percevoir les bénéfices convenus. Ces

charges sont payées tant que la centrale électrique est disponible pour le dispatch.

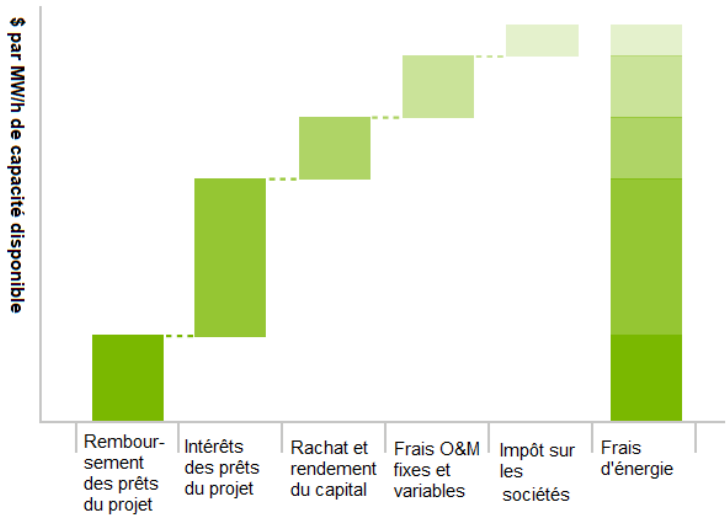
- Les paiements d'énergie représentent les frais de combustible et les coûts d'exploitation variables.
- Dans certains pays, des coûts supplémentaires sont imposés aux Acheteurs pour les besoins du système réseau (tels que les coûts de démarrage, les coûts de services auxiliaires et toutes les charges des casde force majeure qui sont à la charge de l'acheteur en vertu du contrat d'achat d'électricité).

Structures tarifaires des énergies non-dispatchables

Généralement, les contrats d'achat d'électricité concernant des technologies non-dispatchables (principalement renouvelables) imposent que la société de projet fournisse et vende à l'acheteur toute l'énergie produite par la centrale. Le prix est exprimé en termes simples comme en centimes (ou autre unité monétaire) par kWh ou en dollars (ou autre unité monétaire) par MWh produit et livré.

Pour les énergies non-dispatchables, le tarif se compose uniquement de la Redevance d'Energie, qui comprend les composantes suivantes :

Composantes essentielles de la Redevance d'Énergie



Énergie réputée avant la Date de Mise en Exploitation Commercial effective

Les centrales de production d'énergie renouvelable non-dispatchable peuvent également faire l'objet d'un paiement de l'énergie en cas de mise en exploitation commerciale réputée (voir section *Mise en exploitation commerciale réputée*). Pour les projets solaires et éoliens, la formule fréquemment utilisée pour déterminer les paiements d'énergie réputée de la Date de Mise en Exploitation Commerciale contractuellement prévue jusqu'à la Date de Mise en Exploitation Commerciale effective est calculée par rapport aux ressources solaires ou éoliennes et au rendement énergétique potentiel du site en question. En principe, les probabilités P50 et P90 sont utilisées pour estimer la fiabilité des ressources solaires ou éolienne d'un projet.

La probabilité P50 correspond au niveau auquel la production prévue devrait être dépassée 50 % de l'année. Cela se traduit par une moyenne, étant donné que la moitié de la production d'énergie de l'année est supposée dépasser ce niveau et l'autre moitié être inférieure à ce niveau. La probabilité d'atteindre une production d'énergie annuelle supérieure ou inférieure est donc d'une sur deux.

La probabilité P90 correspond au niveau auquel la production prévue devrait être excédée avec une probabilité de 90%. Il s'agit de l'estimation la plus prudente. Les prêteurs et les investisseurs ont généralement recours à la probabilité P90 afin d'être confiants sur le fait que l'énergie sera produite en quantité suffisante et de disposer d'un filet de sécurité plus large pour le remboursement de la dette du projet.

A l'issue des tests, si les tests de performance de la centrale de production révèlent une capacité moins importante que la capacité contractuelle, la société de projet sera tenue responsable de la différence.

Énergie réputée après la Date de Mise en Exploitation Commerciale effective

Ce tarif tient également compte du fait que dans certains cas, soit l'acheteur, soitl'exploitant du réseau de transport peut procéder à une **réduction (*curtail*)** de la production d'énergie au niveau de la centrale à cause de contraintes sur le réseau, d'urgences ou pour d'autres raisons. Différents marchés répartissent différemment le risque financier des pertes de réduction de la production. Dans les contrats d'achat d'électricité des marchés émergents, l'acheteur couvrira les pertes liées à la réduction de la production à travers le tarif. Souvent, cela se limite aux pertes dues à la réduction de production qui dépassent un seuil prédéterminé. L'énergie ainsi réduite constituera une forme de production réputée disponible. La production sera également réputée disponible en cas d'indisponibilité du réseau.

Les principales raisons qui justifient que l'acheteur d'une centrale non-dispatchable paie la production réputée disponible sont les suivantes :

- la probabilité d'une réduction prolongée de la production est plus significative pour diverses raisons, y compris l'état du réseau de transport et la probabilité qu'un excès de production entraîne une panne de réseau généralisée en raison d'un déséquilibre entre l'offre et la demande ; et
- l'État d'accueil peut avoir une participation majoritaire à la fois dans l'acheteur et dans l'exploitant du réseau de transport. Dans ce cas, les investisseurs craindront que l'acheteur puisse faire en sorte que l'exploitant du réseau de transport réduise la production au cas où l'acheteur serait en mesure d'acheter de l'énergie à moindre coût auprès d'autres sources.

Le risque de réductions prolongées de production a conduit à l'élaboration de méthodes plus fiables pour calculer les quantités de production réputée disponible sur les marchés émergents. C'est une réponse logique au risque de réductions prolongées de la production car, durant une période de réduction de production prolongée, le montant total des paiements de production réputée

disponible peut être très important, et ces derniers dépendront fortement de la formule de détermination de la production réputée disponible et du matériel de mesure.

À titre d'exemple, un contrat d'achat d'électricité pour un projet éolien exigera généralement que la société de projet construise un ou plusieurs mâts de référence pour mesurer la vitesse moyenne et la direction du vent durant chaque période de six minutes survenant durant une période de facturation. Avant la date de mise en exploitation commerciale, l'acheteur et la société de projet élaboreraient (avec l'aval de l'ingénieur indépendant) une *courbe de puissance* prédisant, pour chaque vitesse et direction du vent, la puissance électriquenette que le parc éolien peut générer dans ces conditions. La courbe de puissance serait actualisée chaque année ou chaque semestre d'après la performance réelle du parc éolien. En cas de réduction de la production, la courbe de puissance pourrait alors être utilisée – avec les données de vitesse du vent, la direction du vent et la disponibilité de chaque éolienne pendant la durée de réduction de production – pour calculer la quantité de production réputée disponible que l'acheteur sera tenu de payer. De la même façon, un contrat d'achat d'électricité pour un projet solaire nécessiterait que l'acheteur et la société de projet élaborent une courbe de puissance basée sur l'ensoleillement mesuré par un ou plusieurs pyranomètres ou pyrhéliomètres (mesurant, respectivement, l'irradiance directe et indirecte et le rayonnement direct sur une surface plane). Ces dernières années, le Cap-Vert, l'Afrique du Sud et le Kenya ont chacun signé des contrats d'achat d'électricité, dont certains comportent les stipulations ci-dessus concernant les actifs de production d'énergie éolienne. L'exploitation commerciale de certaines de ces centrales a commencé.

A compter de la Date de Mise en Exploitation Commerciale, le paiement de l'énergie réputée disponible d'une centrale de production d'énergie renouvelable non-dispatchable peut être calculé à l'aide du modèle développé par la société de projet pour la centrale, qui doit généralement être approuvé indépendamment par un ingénieur, et qui prévoit la production d'énergie de la centrale selon son mode de fonctionnement et les conditions atmosphériques.

Points clés

- Les tarifs « Redevance d'Energie seulement » sont exprimés en $/kWh ou $/MWh (mais ils peuvent également être exprimés dans la devise locale).
- Le principe de l'énergie réputée disponible s'applique à compter de la Date de Mise en Exploitation Commerciale contractuellement prévue.
- Des mesures minutieuses sont mises en place par l'acheteur et le vendeur pour déterminer/vérifier le niveau d'énergie réputée disponible pour laquelle l'acheteur est tenu de payer.

Tarifs de rachat

Les tarifs de rachat sont couramment utilisés pour encourager la production d'énergie à partir de sources renouvelables. La caractéristique distinctive des tarifs de rachat est l'établissement d'un tarif fixe, éventuellement différencié en fonction de la technologie. Pour une analyse plus détaillée de ces tarifs et de leur comparaison avec d'autres formes d'achat, nous vous invitons à vous référer au manuel *Comprendre la passation des projets d'électricité.*

Un tarif de rachat est généralement censé garantir trois éléments essentiels pour un producteur. Ces trois éléments sont : (a) l'accès garanti au réseau, (b) des contrats d'achat d'électricité à long terme et (c) un prix de l'énergie subventionné de fait.

Le prix de l'énergie est généralement établi par le régulateur du secteur au moyen d'une évaluation : (a) des coûts de capital et des coûts d'exploitation et de maintenance que supporterait une société de projet raisonnablement efficace dans le cadre du développement, de la construction, de l'exploitation et de l'entretien d'une centrale électrique reposant sur une technologie particulière (telle que l'éolien ou le solaire), et (b) de la structure de capital qu'une société de projet devrait pouvoir atteindre.

Les tarifs de rachat sont généralement établis et restent valables pour unedurée définie afin que la société de projet soit certaine de pouvoir récupérer soninvestissement dans le projet, et en tirer un retour sur investissement raisonnable. En règle générale, toutes les sociétés de projet (sous réserve d'un plafond prédéterminé sur la quantité de capacité admissible au titre du tarif de rachat) qui parviennent à l'exploitation commerciale ou commencent la construction avant une date prédéfinie peuvent prétendre au tarif de rachatpendant la durée de leur contrat.

Les régulateurs révisent périodiquement les tarifs de rachat qui sont applicables aux nouveaux projets, avec pour objectif de réduire le tarif de rachat afin de refléter des coûts de capital inférieurs et d'autres économies résultant de l'adoption plus répandue d'une technologie particulière. Les projets photovoltaïques sont le

meilleur exemple de la tendance vers des coûts moins élevés ; depuis 2008, le prix des panneaux photovoltaïques a baissé de manière constante et nette, ce qui dans certains pays a pu conduire à un tarif de l'électricité des centrales solaires inférieur à celui des centrales thermiques.

Les tarifs de rachat sont généralement structurés de manière cohérente avec les tarifs décrits ci-dessus dans la section intitulée *Structures tarifairesdes technologies non-dispatchables*.

Obligations d'enlèvement fermes des contrats de fourniture de combustible - incidences sur les tarifs d'électricité

Dans un certain nombre de marchés émergents, les fournisseurs de gaz insistent généralement pour que les contrats de fourniture de gaz à long terme contiennent un engagement d'enlèvement ferme (*take-or-pay*). Dans le contexte d'une société de projet, une telle clause stipule que la société de projet doit acheter une quantité de gaz convenue (généralement exprimée en MMBtu ou GJ (PCI)) chaque année ou bien payer cette quantité de gaz, qu'elle l'achète effectivement l'intégralité de cette quantité ou non.

La justification économique d'un engagement d'enlèvement ferme (*take-or- pay*) dans un contrat de fourniture de gaz est double. Premièrement, le fournisseur de gaz aura le droit d'extraire du gaz du ou des gisement(s) à partir duquel ou desquels il fournit du gaz pendant une période définie et limitée qui est déterminée dans sa licence de prospection et de développement sur les blocs comprenant le(s) gisement(s) concerné(s). Si le fournisseur de gaz devait signer un contrat de fourniture de gaz à long terme avec une société de projet, et que la société de projet n'achetait pas une proportion significative des réserves que le fournisseur de gaz lui destinait, alors le fournisseur de gaz perdrait une part de la valeur économique de soninvestissement dans la prospection, les coûts de capital sur les champs, les installations de traitement du gaz et d'autres infrastructures. Deuxièmement, afin de rembourser ses propres dettes, le fournisseur a besoin d'un flux de revenus constant. L'obligation d'enlèvement ferme (*take-or-pay*) est le mécanisme utilisé par les fournisseurs de gaz pour contrôler ces risques.

Malgré leur justification économique, les obligations d'enlèvement ferme (*take-or-pay*) doivent être traitées avec prudence car elles peuvent influer sur le tarif à payer en vertu d'un contrat d'achat d'électricité. Toute obligation d'enlèvement ferme devrait atténuer les conséquences potentielles pour l'acheteur du gaz (dans le cas présent, la société de projet) en incluant des clauses de report en avant (*carry-forward*) et d'indemnisation totale (*make-whole*). Une

clause d'indemnisation totale (*make-whole*) stipule que si l'acheteur de gaz n'achète pas la quantité objet de l'obligation d'enlèvement ferme durant toute période d'enlèvement ferme (qui est presque toujours une période d'un an) et effectue un paiement égal au prix d'achat multiplié par la différence entre (a) la quantité d'enlèvement ferme et (b) la quantité de gaz consommé, alors ce paiement peut être comptabilisé dans le coût du gaz d'une période d'enlèvement ferme ultérieure, une fois que la quantité d'enlèvement ferme a été consommée durant cette période. Une clause de report en avant (*carry-forward*) implique exactement le contraire. Elle prévoit que si un acheteur de gaz en achète une quantitésupérieure à la quantité d'enlèvement ferme durant une période d'enlèvement ferme donnée, alors la quantité reportée en avant (la quantité de gaz achetée au-delà de la quantité d'enlèvement ferme) sera utilisée pour réduire la quantité d'enlèvement ferme des périodes d'enlèvement ferme ultérieures.

Les obligations d'enlèvement ferme influent sur le tarif dû en vertu d'un contrat d'achat d'électricité de la manière suivante. Dans l'hypothèse où l'acheteur n'expédierait pas à la société de projet une demande de quantité permettant à cette dernière de consommer une quantité de gaz égale à la quantité d'enlèvement ferme pendant une période d'enlèvement ferme, alors à l'issue de cette période d'enlèvement ferme, l'acheteur sera tenu de procéder à un paiement permettant à la société de projet de payer l'enlèvement ferme au fournisseur de gaz.

Pour les projets d'électricité alimentés au gaz, le fournisseur de gaz peut être : (a) une société d'exploration et de production qui détient les droits de produire du gaz d'un champ gazier ou d'un groupe de champs ; (b) une société pétrolière nationale ou un fournisseur détenu par l'État qui achète le gaz de la société d'exploration et de production et commercialise le gaz dans le pays ou la région ; ou (c) un fournisseur qui importe du gaz naturel liquéfié (GNL), le regazéifie via une unité de regazéification et revend le gaz. L'acheteur sera la société de projet. Le gaz peut être transporté depuis le site de traitement du gaz ou de regazéification au moyen d'un pipeline en vertu d'un contrat de transport entre l'opérateur de pipeline et soit la société de projet soit le fournisseur de gaz.

Points clés

- Les clauses prévoyant un engagement d'enlèvement ferme sont nécessaires dans les contrats de fourniture de combustible à long terme car elles réduisent le risque pour les parties qui fournissent au marché du combustible et des actifs de production d'énergie.
- Les clauses prévoyant un engagement d'enlèvement ferme peuvent avoir pour effet d'augmenter les tarifs durant certains mois qui coïncident avec la fin d'une période d'enlèvement ferme, épuisant ainsi les liquidités d'un acheteur qui effectue des paiements d'enlèvement ferme pour l'énergie non utilisée.

Tarifs et bancabilité

Quelle que soit la structure tarifaire choisie pour le contrat d'achat d'électricité, la méthode de calcul du tarif doit être claire et fixée pour la durée du contrat d'achat d'électricité. Tout changement de tarif doit être fait conformément aux mécanismes d'ajustement qui sont convenus au départ dans un accord contraignant signé dans le cadre de la procédure d'audit des vendeurs et des prêteurs.

Refinancement

Après la Date de Mise en Exploitation Commerciale, la société de projet peut souhaiter refinancer les prêts qui lui ont été consentis. Pour la société de projet, cela peut avoir pour effet de réduire le coût de la dette, et donc d'accroitre le rendement du capital. Pour l'acheteur, si les étapes détaillées ci-après sont respectées, il pourrait quant à lui utiliser la part des économies liées au refinancement pour réaliser une réduction de tarif qui bénéficiera aux consommateurs dans le pays. Le refinancement pourrait également être une stratégie pour remplacer la dette en devise étrangère par une dette en devise locale, ce aurait pour effet de réduire considérablement les risques liés aux fluctuations de change sur la durée du contrat d'achat d'électricité.

Les éléments du refinancement sont traités dans le manuel *Comprendre le Financement des Projets d'électricité*.

Refinancer pour diminuer le tarif

Deux éléments doivent intervenir pour permettre à l'acheteur (et en fin de compte aux consommateurs) de bénéficier des économies de coût qui pourraient résulter d'un refinancement postérieur à la Date de Mise en Exploitation Commerciale :

1. Il convient d'inciter la société de projet à entreprendre le long processus que représente un refinancement. Si le tarif se contente de répercuter à l'acheteur le coût de la dette, la société de projet n'a aucune incitation à chercher à réduire ce coût. Un contrat d'achat d'électricité qui prévoit autre chose qu'une répercussion complète dans le tarif du coût de financement de la dette permettra de mieux saisir cette opportunité.
2. L'acheteur devrait s'assurer que le contrat d'achat d'électricité comprend un mécanisme de partage du gain de refinancement en vertu duquel toute économie résultant de la réduction du taux d'intérêt est partagée, par exemple à parts égales entre la société de projet (par un rendement en capital accru) et l'acheteur (par une réduction de tarif). La répartition précise des bénéfices fera l'objet d'une négociation, mais il convient de noter que la décision de refinancer ne peut être

prise que par la société de projet. La volonté de la société de projet d'assumer le coût du refinancement de ses prêts, y compris les frais de débouclage des prêts avec les prêteurs existants, sera mise en balance avec l'avantage net résultant d'un rendement accru en capital.

Refinancer pour réduire le risque de change

Comme indiqué précédemment, la devise dans laquelle le tarif du contrat d'achat d'électricité est libellé ou indexé, souvent une devise de réserve, n'est généralement pas la même que la devise locale que l'acheteur perçoit de la revente de l'électricité. Ce décalage entre obligations libellées en devise de réserve et revenus en devise locale peut créer des obligations financières de plus en plus élevées pour l'acheteur si la devise locale se déprécie par rapport à la devise de réserve pendant la durée du contrat d'achat d'électricité.

Du fait des contraintes de liquidité et des maturités limitées, les banques locales qui sont le mieux placées pour financer en devise locale ne sont généralement pas en mesure de fournir un financement compétitif pour la durée du prêt nécessaire à la réalisation d'un projet. Cependant, elles peuvent être mieux placées pour refinancer le projet après le début de l'exploitation commerciale, ce qui peut aligner l'obligation de paiement de l'acheteur avec la source de son financement.

Deux choses doivent arriver conjointement pour que l'acheteur puisse bénéficier d'un refinancement en devise locale après le début de l'exploitation commerciale :

1. Comme évoqué précédemment, la société de projet doit être incitée à entreprendre le long processus que représente un refinancement en devise locale. L'acheteur étant le bénéficiaire principal du refinancement en devise locale dans la mesure où il sera ainsi capable de mieux gérer sa trésorerie, il devra peut-être proposer un tarif plus élevé ou une autre forme d'incitation financière à la société de projet pour compenser le coût du refinancement. Le bénéfice net de l'acheteur devrait consister dans les économies réalisées en se protégeant contre la volatilité des devises.

2. L'arrangement permettant à la société de projet de bénéficier d'une incitation financière en cas de refinancement réussi de sa dette en devise locale devra être prévu dans le contrat d'achat d'électricité dès le départ. De plus, le contrat d'achat d'électricité devra prévoir qu'au moment où le refinancement en devise locale est réalisé, les obligations de paiement de l'acheteur dans le contrat d'achat d'électricité seront converties dans la devise locale.

Les acheteurs voudront approuver toutes les modifications apportées aux conditions financières qui auront un impact sur le coût, la durée, ou le montant des prêts, notamment si le coût de la dette est répercuté à 100 % dans le contrat d'achat d'électricité. Ils voudront contrôler si le refinancement proposé conduit à une prolongation de la période pendant laquelle ils sont susceptibles de devoir rembourser des montants importants de la dette.

Les acheteurs souhaiteront s'assurer que leurs contrats d'achat d'électricité sont rédigés dès le départ (lorsque l'effet de levier est le plus important) de manière à leur permettre d'obtenir ces bénéfices à un stade ultérieur du projet. La société de projet peut également vouloir s'assurer que ses documents de financement permettent un refinancement partiel dans la devise locale si elle veut conserver l'effet de halo de la participation d'une institution financière de développement en tant que prêteur du projet. Avec un peu d'anticipation au moment de la rédaction des documents de transaction, les retombées peuvent être significatives à l'échelle du pays en termes de réduction du tarif ou de réduction du risque de change.

6.3. Facturation et paiements

Factures

Afin qu'il soit payé pour l'énergie qu'il fournit, ainsi que toute redevance de capacité applicable, le vendeur devra facturer régulièrement l'acheteur, d'un montant libellé dans la devise convenue dans le contrat d'achat d'électricité. La fréquence de facturation est généralement mensuelle. La facture comportera en généralles éléments suivants : (a) le paiement de la capacité, (b) le paiement de l'énergie et (c) les paiements complémentaires (y compris les paiements résultant des démarrages au-delà du seuil convenu). L'acheteur a le droit d'examiner la facture établie par le vendeur et, en cas de désaccord concernant le montant dû au titre d'une facture, il peut en demander la clarification et la justification dans un délai convenu par les parties.

Mesure

Un élément important après la négociation du tarif est de savoir comment mesurer la capacité et l'énergie à facturer à l'acheteur. Le vendeur est généralement responsable de l'achat et de l'installation des compteurs pour mesurer la production de la centrale électrique. La capacité et la puissance électrique nette à facturer sont généralement mesurées selon un code decomptage publié par le régulateur. Pour ces mesures, les parties se mettrontd'accord sur les caractéristiques du système de comptage (un compteur principal et un compteur de secours) et sur les points de livraison de l'énergie. Les compteurs seront inspectés et calibrés régulièrement par les deux parties. Des représentants des deux parties doivent généralement être présents à la date de relevé des compteurs pour les besoins de la facturation.

Paiements

Les paiements non contestés doivent être effectués dans la devise convenue par les parties au contrat d'achat d'électricité.

Méthode de paiement : La méthode de paiement est soumise à l'accord des parties, mais le paiement s'effectue souvent par virement bancaire sur un compte désigné par le vendeur.

Montants contestés : Normalement, si certains montants facturés sont contestés par l'Acheteur, leur paiement sera mis en attente et ils seront contestés dans le cadre du mécanisme de résolution des différends convenu au titre du contrat d'achat d'électricité. Un taux d'intérêt s'appliquera aux montants retenus et sera ajouté au montant des sommes dues au vendeur tel que déterminé à l'issue de la procédure de résolution de différends. Dans certains cas, les parties peuvent convenir que les montants contestés de la facture seront mis sur un compte séquestre jusqu'à la résolution du différend.

Retard de paiement : Tout paiement tardif (c'est-à-dire un paiement effectué après la date d'échéance convenue entre les parties) portera intérêt à un taux d'intérêt de retard (taux d'intérêt local ou taux d'intérêt étranger) convenu entre les parties à compter de la date à laquelle le paiement était dû jusqu'à la date où il est effectué. La base du taux d'intérêt est généralement le taux interbancaire du marché monétaire publié par la banque centrale du pays pour les composantes en monnaie locale ou le LIBOR/EURIBOR pour les composantes en devise étrangère US/EUR.

6.4. Exonérations fiscales

Dans l'objectif d'encourager l'investissement dans un secteur déterminé, l'État d'accueil peut parfois accorder des mesures incitatives économiques sous forme d'exonérations fiscales.

Les exonérations fiscales peuvent améliorer la viabilité financière du projet et stimuler l'investissement, entraînant un tarif moins élevé qui profite aux consommateurs. Les exemples d'exonérations qui peuvent être accordées sont l'exonération des droits de douane, l'exonération des taxes d'importation et des prélèvements obligatoires durant la construction, des droits d'enregistrement réduits, des niveaux négociés de taxe sur la valeur ajoutée (**TVA**) et l'octroi d'exonérations temporaires de l'impôt sur le revenu durant la période l'exploitation du projet.

Les exonérations fiscales sont considérées par certains économistes comme une forme d'incitation économique plus efficace que les tarifs subventionnés ou autres paiements directs. Les exonérations fiscales réduisent le coût en capital du projet en soulageant la société de projet des obligations fiscales encourues du fait des taxes de douane ou sur ses revenus/bénéfices une fois que le projet génère un revenu. L'efficacité peut naître de la plus grande proximité entre le bénéfice fiscal et l'activité économique. Contrairement à une subvention directe sur le tarif, qui serait comptabilisée comme une dette à long terme de l'État d'accueil sur la durée de vie du contrat d'achat d'électricité (ou même sur le marché dans son entier), l'exonération fiscale est un évènement unique, dans le cas des douanes, ou annuel, dans le cas d'une exemption d'impôt, par lequel l'État d'accueil renonce à un revenu fiscal en faveur d'un tarif d'électricité moins élevé.

Les exonérations fiscales et douanières accordées à un projet devront être approuvées par les autorités fiscales et douanières ou, si elles sont particulièrement importantes ou exceptionnelles, par le Parlement ou l'exécutif du pays. Ce processus peut prendre beaucoup de temps. Lorsque des exonérations fiscales sont envisagées pour un projet dans le secteur de l'électricité, les parties devront prendre en compte ces contraintes temporelles dans leurs négociations. Dans un scénario de marché concurrentiel,

l'approbation des exonérations fiscales et douanières doit être obtenue avant l'appel d'offres, faute de quoi les investisseurs pourraient considérer qu'elles ne seront jamais approuvées et détermineront le prix de leurs projets en conséquence. Dans un souci d'efficacité, l'État d'accueil est encouragé à mettre en place des incitations fiscales avant le commencement du processus d'appel d'offres, car cela contribue à réduire la durée du développement du projet et à apporter une certitude économique aux soumissionnaires dans la préparation de leurs modèles financiers.

Clarifier les incitations fiscales : Même si une exonération fiscale ou un régime d'imposition spécial est accordé par un traité, par la loi ou un accord, la société de projet devra collaborer avec ses conseillers juridiques et fiscaux pour confirmer que ces exonérations fiscales sont bien comprises et mises en œuvre de manière pratique par les autorités fiscales. Il n'est pas rare de devoir confirmer une exonération fiscale au démarrage d'un projet ou même de la confirmer à nouveau à la suite de changements de personnel au sein de l'autorité fiscale. Dans de nombreux marchés émergents, les questions fiscales liées aux infrastructures détenues par le secteur privé et au financement de projet sont souvent des questions nouvelles qui ne peuvent être résolues que par une consultation étroite entre autorités gouvernementales et les conseillers fiscaux. Les sociétés de projet sont donc encouragées à adopter une approche collaborative lorsque ces questions se posent.

6.5. Résumé des points essentiels

Structure tarifaire

- **Énergie dispatchable** : La structure tarifaire des technologies dispatchables (projets thermiques et hydrauliques d'envergure) comprend le paiement de la capacité mise à la disposition de l'acheteur et un autre paiement de l'énergie qui est effectivement livrée à l'acheteur.
- **Énergie non-dispatchable** : La structure tarifaire des technologies non-dispatchables (projets éoliens, solaires et petits projets hydroélectriques au fil de l'eau) comprend principalement le paiement de l'énergie produite par la centrale. Un tarif de rachat peut également être utilisé pour encourager les projets d'énergie renouvelable.

Contrats de fourniture de combustible

- **Engagement d'enlèvement ferme** (*take-or-pay*) : Les contrats de fourniture de combustible contiennent généralement un engagement d'enlèvement ferme stipulant que le producteur d'électricité doit payer une quantité convenue de combustible (généralement du gaz), que celui-ci prenne livraison de cette quantité ou pas.

Fiscalité

- **Exonérations fiscales** : Afin d'attirer des investissements dans les projets d'électricité, l'État d'accueil pourra accorder des exonérations fiscales spéciales allant au-delà des règles générales appliquées à toutes les sociétés.

7. Allocation et atténuation des risques

7.1. Introduction

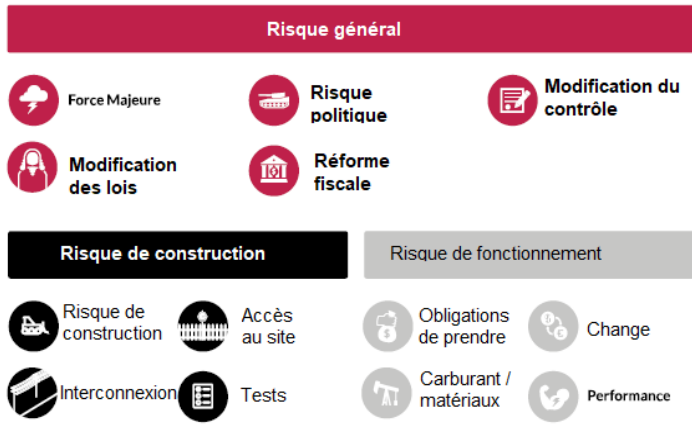
La clé de réussite d'un contrat d'achat d'électricité bancable réside dans le juste équilibre et la répartition équitable des risques entre les parties au contrat d'achat d'électricité. Le principe cardinal de la répartition des risques contractuels en matière de financement de projets est d'autant plus vrai pour les contrats d'achat d'électricité, ce principe étant, en substance, que **les risques doivent être alloués à la partie la plus capable de les gérer**.

Il pourrait être plus judicieux de confier la gestion d'un risque à un tiers, par exemple, l'entrepreneur qui a été désigné pour la construction de la centrale électrique, ou l'entreprise de transmission chargée d'édifier les installations d'interconnexion. Cependant, ces tiers ne sont pas parties au contrat d'achat d'électricité, et le risque doit être attribué à l'une des parties aux contrats d'achat d'électricité. Comment résoudre cette situation ?

Le contrat d'achat d'électricité doit nécessairement prévoir la manière dont ces risques sont atténués. Les risques pouvant être contrôlés par un tiers mais qui sont supportés par l'une des parties au contrat d'achat d'électricité peuvent, par exemple, être transférés à ce tiers par le biais de clauses adossées « *back-to-back* » dans le contrat d'achat d'électricité et le contrat avec le tiers.

Si une partie supporte un risque qui ne lui est généralement pas attribué, elle s'attendra à en tirer un certain avantage. Dans le cas de l'acheteur, on pourrait s'attendre à ce qu'il réclame un tarif moins élevé. Dans le cas d'une société de projet qui accepterait de supporter ce risque, la contrepartie pourrait être un retour sur investissement plus important. Par conséquent, bien qu'une partie puisse avoir un intérêt commercial à ce que le risque soit attribué à une autre partie, elle en supportera tout de même le coût, d'une manière ou d'une autre. L'objectif de la recherche d'un équilibre et d'une répartition judicieuse des risques dans un contrat d'achat d'électricité devrait être celui de suffisamment inciter les parties contractantes à exécuter leurs obligations en vertu du contrat d'achat d'électricité.

Certains risques perdurent tout au long des différentes phases d'un projet. D'autres n'apparaissent que durant la phase de développement et de construction, tandis que d'autres encore ne surviennent qu'une fois que le projet est en phase d'exploitation.



Le présent chapitre vise à passer en revue les principaux risques pouvant se présenter dans le cadre d'un contrat d'achat d'électricité. Les risques décrits au fil des pages ne sont pas exhaustifs. Les risques et les méthodes d'atténuation peuvent également varier d'un projet à l'autre, en fonction notamment du pays, du cadre réglementaire sous-jacent, de la structure de l'acheteur, et de la technologie de production d'énergie utilisée. Ces composantes diverses sont abordées dans d'autres chapitres de ce manuel.

7.2. Risques afférents aux phases de développement et de construction

Avant la construction

Acquisition des terrains

La société de projet sera généralement chargée de trouver le terrain sur lequel la centrale électrique sera bâtie et exploitée. Si l'acheteur et/ou l'État d'accueil possède, loue ou accorde une concession sur ce terrain et le met à la disposition de la société de projet, il serait plus judicieux que la responsabilité en incombe à l'acheteur. De même, lorsqu'une autorité publique ou une entité contrôlée par l'État d'accueil ou l'acheteur est le propriétaire louant le site du projet à la société de projet, cette dernière demandera généralement des garanties supplémentaires de la part de l'acheteur et/ou de l'État d'accueil de respect par le bailleur des termes du contrat de location. Il est dansl'intérêt tant de l'acheteur que de la société de projet de s'assurer que le droit d'occupation du site du projet est garanti pour toute la durée du contrat d'achat d'électricité, puisque tout risque résultant de l'accès au site ou à son occupation aura une incidence sur la capacité à obtenir un financement de long terme. Si la durée du contrat d'achat d'électricité peut être reconduite, alors le droit d'occupation du site doit également être garanti pour la période de prolongation.

Défaillance dans le démarrage de la construction

L'acheteur souhaitera s'assurer que la société de projet démarrera la construction dans un délai minimum après la date d'entrée en vigueur du contrat d'achat d'électricité. Bien qu'un défaut de démarrage puisse ne pas être directement imputable à la société de projet, par exemple lorsque le contractant EPC n'exécute pas ses

obligations en vertu du contrat EPC, les responsabilités potentielles liées à ce type de défaillance incombent intégralement à la société de projet. Le défaut de démarrage de la construction dans le délai défini entraînera la résiliation automatique du contrat d'achat d'électricité ou donnera à l'acheteur le droit de résilier le contrat d'achat d'électricité. Le défaut de démarrage de la construction par la société de projet peut également entraîner la mise en œuvre des garanties de construction ou de bonne exécution.

Les possibilités pour une société de projet de remédier à un défaut de démarrage de la construction sont souvent limitées. Certains contrats d'achat d'électricité peuvent permettre à la société de projet de prolonger la période de démarrage, tout en payant une indemnité forfaitaire pour remédier au retard initial. Si le retard a été causé par un cas de force majeure (notamment un cas de force majeure politique) ou par une défaillance de l'acheteur (ou de toute partie liée ou d'une autorité publique en vertu de tout autre contrat du projet), le délai de démarrage de la construction sera reporté, souvent sur une base au jour le jour. Cette extension se poursuivra aussi longtemps que le cas de force majeure ou la défaillance en cause empêchera la société de projet de démarrer la construction.

Dans les juridictions dans lesquelles l'acheteur exige que la Date de Mise en Exploitation Commerciale intervienne dans un délai précis, par exemple si l'acheteur anticipe une augmentation de la demande qui excède la capacité actuelle, en raison d'une croissance de la population ou des activités industrielles, l'acheteur devrait pouvoir se retirer du contrat d'achat d'électricité à un stade précoce si la société de projet n'a pas commencé la construction, et trouver une autre société de projet pour mettre en place le projet. Ce mécanisme convient aux projets d'énergie renouvelable dans les marchés hautement concurrentiels où un développeur de projet de remplacement peut se trouver plus facilement.

Construction

Abandon

Après le démarrage de la construction, l'acheteur voudra également s'assurer que la construction se poursuit et que le projet n'a pas été abandonné. L'abandon pourrait prendre la forme d'une suspension permanente des travaux de construction ou de l'exploitation du projet, ou pourrait être présumé, lorsque la construction ou l'exploitation est suspendue pendant une période relativement prolongée. Dans un cas comme dans l'autre, l'abandon du projet constituera un cas de défaillance de la part de la société de projet, autorisant ainsi l'acheteur à résilier le contrat d'achat d'électricité. Lorsque le projet est en exploitation, la notion d'abandon et le délai applicable varient en fonction de la technologie du projet, pour tenir compte des différents niveaux d'implication requis pour l'exploitation du projet (par exemple, la gestion active d'une centrale thermique par opposition à la gestion passive d'une installation solaire).

Retard de début d'exploitation commerciale

La construction de la centrale électrique dans un délai convenu est l'une des obligations premières de la société de projet en vertu du contrat d'achat d'électricité. Par conséquent, l'absence de mise en exploitation commerciale de la centrale (c'est-à-dire le non-respect de la Date de Mise en Exploitation Commerciale) dans le délai imparti constituera, en l'absence de cas de force majeure ou d'autre événement du même type, un manquement au contrat d'achat d'électricité, autorisant l'acheteur à réclamer des pénalités de retard et/ou, en dernier ressort, à résilier le contrat d'achat d'électricité. La société de projet devra s'assurer, pour sa part, que toute obligation de payer des pénalités de retard est transmise à l'entrepreneur EPC en vertu du Contrat EPC (auquel cas les pénalités de retard devront être dimensionnées afin de couvrir non seulement les pénalités de retard au titre du contrat d'achat d'électricité, mais aussi les coûts d'exploitation de la société de projet et le service de la dette en vertu des documents de

financement). Le contrat EPC doit également prévoir qu'en cas de résiliation du contrat d'achat d'électricité pour retard prolongé, la société de projet sera autorisée à résilier le contrat EPC et à demander une compensation adéquate (incluant un droit de rejet complet et le remboursement de l'intégralité du prix du contrat).

Si l'acheteur est prêt à accepter le risque de certains retards (par exemple dans le cas des projets d'énergie renouvelable), d'autres options existent pour sanctionner le retard de construction de la société de projet. L'une de ces options consiste à pénaliser la société de projet en réduisant la durée du contrat d'achat d'électricité pour chaque jour de retard, réduisant ainsi le revenu attendu de la société de projet au titre du contrat d'achat d'électricité. Cela peut s'étendre à l'ajout d'un facteur pour chaque jour de retard (par exemple, la durée peut être réduite de deux jours pour chaque jour de retard, ce qui se traduit en fait par une réduction de trois jours de la durée du contrat d'achat d'électricité). Si l'acheteur souhaite bénéficier du tarif le moins cher possible, et souhaite accepter le risque de certains retards, il doit prendre en compte que les pénalités de retard sont susceptibles d'augmenter les coûts du projet voire de rendre le projet non bancable. La garantie demandée pour couvrir le paiement des pénalités de retard (tel qu'un cautionnement ou une garantie à première demande) représentera un coût supplémentaire qui sera ajouté au tarif. Le principe essentiel est que la sanction prévue doit pouvoir inciter la société de projet à exécuter ses obligations dans les délais convenus dans le contrat d'achat d'électricité.

Mise en exploitation commerciale réputée

Dans certaines circonstances, la société de projet (et ses sous-traitants) doit pouvoir demander une dispense d'exécution de certaines obligations en cas de retard. La dispense peut porter sur les délais uniquement (c'est-à-dire que la société de projet bénéficie uniquement d'une extension de délai), ou sur les délais ainsi que sur la compensation financière, par le biais du concept de **mise en exploitation commerciale réputée**. La mise en exploitation commerciale réputée intervient lorsque la mise en exploitation

commerciale n'est pas réalisée du fait de risques supportés par l'acheteur (et/ou l'État d'accueil). Dans ces circonstances, la mise en exploitation commerciale réputée sera généralement considérée comme intervenue à la date de mise en exploitation commerciale prévue ou à la date à laquelle la centrale, en l'absence du risque en cause, aurait été mise en exploitation, la dernière de ces dates prévalant. À la date de mise en exploitation commerciale réputée, la société de projet aura le droit de percevoir des paiements calculés sur la base de la capacité de la centrale électrique (ou des paiements calculés sur la base de l'énergie réputée produite) déterminés par rapport à la capacité contractuelle de la centrale électrique. Dans le cas de technologies non-dispatchables telles que l'énergie renouvelable, où le paiement de la capacité n'est pas possible, la société de projet aura droit à des paiements de l'énergie réputée entre la Date de Mise en Exploitation Commerciale contractuellement prévue et la Date de Mise en Exploitation Commerciale réelle. Après les tests de mise en exploitation commerciale, si les tests de performance de la centrale démontrent une capacité inférieure à la capacité contractuelle, la société de projet devra généralement supporter les conséquences d'un écart.

Augmentation des coûts de construction

Du point de vue de l'acheteur, l'un des objectifs clés du lancement d'un appel d'offres ou de la négociation d'un projet d'énergie à développer par le secteur privé est la détermination avec certitude des montants des coûts encapital du projet (et donc du tarif de l'électricité). Le tarif de l'électricité sera donc déterminé sur la base d'une mise en concurrence ou selon un coût de construction convenu. La société de projet cherchera généralement à son tourà fixer de façon certaine les coûts de construction en négociant avec son entrepreneur EPC un contrat clé en main, à date fixe et pour un prix forfaitaire. Par la suite, le principe de base est que la société de projet (en vertu du contrat d'achat d'électricité) et l'entrepreneur EPC (en vertu du Contrat EPC) supporteront le risque de tout dépassement de coût. Cette règle

comporte cependant quelques exceptions. Lorsque le coût de construction augmente du fait d'une modification demandée par l'acheteur ou du fait de changement de loi (voir ci-dessous *Changement de Loi*), le contrat d'achat d'électricité devra prévoir le paiement par l'acheteur d'une compensation afin de couvrir le coût de construction supplémentaire ou un ajustement du tarif afin de couvrir le coût en capital supplémentaire (et tout coût de financement associé).

Accès au site et disponibilité

Il existe de nombreux risques et problèmes potentiels liés à la construction et qui résultent du choix du site du projet. Ces risques incluent le risque géologique (c'est-à-dire l'adéquation des caractéristiques géotechniques du site avec l'activité de construction) ; les risques archéologiques (la possibilité de découvertes archéologiques pendant les travaux d'excavation ou de construction et la gestion de ces découvertes) ; et toute contamination environnementale préexistante qui pourrait être découverte pendant la construction.

Droit d'occupation

Le droit de la société de projet d'occuper le site du projet pour les besoins de la construction et de l'exploitation de la centrale de production d'énergie est fondamental pour l'intégrité et la viabilité du projet. Ce droit peut prendre des formes variées : pleine propriété du site du projet (le cas échéant par l'acquisition des droits auprès d'un tiers), différentes formes de location, concession ou autre droit d'occupation. Ces droits diffèrent en fonction du pays et des circonstances de chaque projet. La société de projet peut aussi avoir à solliciter d'autres droits d'accès, servitudes ou consentements écrits lui permettant de mener à bien la construction des autres infrastructures dont elle est responsable, comme les lignes de communication. Un accès au site de projet sera également nécessaire, non seulement pour la construction, l'exploitation et l'entretien de la centrale, mais également pour permettre à l'acheteur de procéder à toutes les inspections que le contrat d'achat d'électricité lui donne le droit d'effectuer.

Adéquation du site

La société de projet devra généralement assumer la responsabilité principale de l'adéquation du site du projet. Si la société de projet a eu l'opportunité de mener des études de site complètes, y compris les carottages et les analyses géotechniques, la société de projet ou l'entrepreneur peuvent raisonnablement assumer la responsabilité du risque géologique (c'est-à-dire de l'adéquation du site à l'activité de construction envisagée), en particulier lorsque la société de projet a été en première ligne pour la sélection du sitedu projet. De même, lorsque l'acheteur ou l'État d'accueil a effectivement présélectionné le site de projet et/ou lorsque la société de projet n'a pas eu l'opportunité d'effectuer ces études, il peut être plus pertinent que l'acheteur prenne ce risque. Ceci est particulièrement vrai lorsque le site du projet est une friche industrielle mise à la disposition de la société de projet. Dans ce cas, la société de projet demandera vraisemblablement des garanties adéquates, notamment en termes de délais et de mise en exploitation commerciale réputée, ainsi que de strictes indemnités en cas de réclamations de tiers en raison d'une contamination environnementale préexistante.

Lorsque l'acheteur / l'État d'accueil a mis le terrain à la disposition de la société de projet, il est important que celle-ci anticipe dès le départ le coût de la location du terrain et toutes ses conditions, car elle va devoir le chiffrer pour l'intégrer au calcul du tarif. Dans la mesure où les ressources renouvelables (radiation solaire, vitesse du vent) varient d'une zone géographique à une autre, le gouvernement peut faire augmenter indirectement le coût du projet en fournissant un terrain avec des ressources renouvelables de moindre qualité. Dans certains cas, le gouvernement pourra préférer que la société de projet choisisse le terrain du projet d'énergie renouvelable car la société de projet sera mieux à même de déterminer quelle technologie de production sera la mieux adaptée à la ressource renouvelable disponible.

Infrastructures liées au site

C'est généralement la société de projet qui détermine et prend la responsabilité de l'adéquation des routes et voies ferrées (ou des

autres moyens de transport) permettant l'accès au site du projet. Cela peut s'étendre également à l'extension ou à la déviation de lignes électriques et de canalisations d'eau permettant l'approvisionnement du site du projet. L'approvisionnement du site du projet en ressources de ce type relève généralement de la responsabilité de la société de projet, même s'il peut en être différemment lorsque l'acheteur, une autorité publique ou des tiers exploitent un site adjacent ou souscrivent des engagements contractuels spécifiques pour la fourniture de ces services. De même, lorsqu'il est convenu qu'une partie importante des infrastructures (telles que les lignes de communication, les conduites de gaz et les routes) doit être prise en charge par l'acheteur ou une autorité publique, le risque d'exécution lié à ces infrastructures peut être pris en charge par l'acheteur. Une réinstallation peut également être rendue nécessaire pour les besoins de l'acquisition du site du projet. L'impact sur le calendrier du projet d'une réinstallation doit être soigneusement évalué par les parties au contrat d'achat d'électricité.

Infrastructure d'interconnexion

La construction et l'exploitation d'une nouvelle centrale électrique nécessitent des infrastructures d'accueil complètes. En plus des connexions au réseau physique via des lignes de transmission qui peuvent varier de plusieurs kilomètres à plusieurs centaines de kilomètres, la construction doit être accompagnée par la mise à disposition de services et de routes d'accès.

En matière de calendrier, le développement de la centrale électrique et des réseaux de transmission associés doit être coordonné afin de s'assurer que la centrale électrique pourra être raccordée au réseau au moment de samise en service. Cela nécessite également de planifier et de régler en amont les problématiques liées à la disponibilité du combustible et aux infrastructures nécessaires à son acheminement.

Interconnexion des transmissions

La société de projet et l'acheteur doivent convenir, en général à un

stade très précoce, de la répartition des responsabilités pour la construction deslignes de transmission et la propriété et l'entretien des lignes à long terme.

Construction par l'acheteur

La principale motivation commerciale qui anime l'acheteur lorsqu'il choisit d'endosser la responsabilité de la construction de la ligne de transmission est la possibilité d'éviter des coûts de construction plus élevés si la construction était réalisée par la société de projet. La société de projet répercuterait en effet ces coûts de construction à l'acheteur par le biais d'un tarif plus élevé.

L'avantage des économies potentielles qu'offre la construction de l'infrastructure par l'acheteur doit être nuancé au regard de deux inconvénients :

1. Il est possible que l'acheteur ne dispose pas de ressources financières suffisantes pour entreprendre la construction, ce qui est souvent le cas pour les acheteurs des pays d'Afrique subsaharienne.

2. Si l'acheteur s'engage à construire les lignes de transmission, il engagera également sa responsabilité s'il ne parvenait pas à finaliser la construction des lignes de transmission au moment de la mise en service de la centrale électrique. En vertu du contrat d'achat d'électricité, cela entraîne en principe l'obligation pour l'acheteur de payer des pénalités à la centrale électrique calculées sur la base de la quantité d'énergie qui aurait été fournie si la mise en service avait été réalisée. Afin de réduire le risque de retard dans la construction, l'acheteur doit anticiper le financement et l'achat des matériels pour faire en sorte que la mise en exploitation commerciale corresponde au calendrier de réalisation de la centrale électrique.

Construction par la société de projet

Lorsque la société de projet est responsable de la construction des lignes de transmission, l'acheteur essaiera de contrôler les coûts de construction des lignes de transmission, dès lors que ces coûts

sont, au final, supportés par l'acheteur, via le tarif. L'acheteur peut tenter de contrôler ces coûts en demandant à ce que les principaux contrats de construction fassent l'objet d'appels d'offres, et en s'adjoignant les services d'ingénieurs compétents pour superviser l'état d'avancement de la construction des lignes de transmission.

Point de livraison

Une fois les lignes de transmission construites, le contrat d'achat d'électricité formalise l'obligation de la société de projet de fournir l'énergie à un point de livraison. Le point de livraison est un point physique identifié dans le contrat d'achat d'électricité. La société de projet voudra que ce point de livraison soit le plus proche possible de la centrale électrique. L'acheteur supporte les risques des lignes de transmission à partir et au-delà de ce point. Toutefois, cette question peut faire l'objet de négociations spécifiques, en particulier lorsque les lignes de transmission sont exploitées et entretenues par un gestionnaire du réseau qui n'est pas lié à l'acheteur.

Ces questions sont abordées plus en détail dans le paragraphe *Marché de l'électricité* ci-dessus, dans le paragraphe comparant les systèmes groupés et dégroupés.

Essais et réception

Les essais et la réception de la centrale électrique doivent être réalisés avant la Date de Mise en Exploitation Commerciale, de manière à s'assurer que la centrale et les équipements fonctionnent conformément aux spécifications de conception et aux performances garanties de la centrale électrique. En plus des essais relatifs aux équipements spécifiques, la centrale électrique doit faire l'objet d'essais pour déterminer les paramètres de puissance globale, y compris, notamment, la capacité installée, la puissance en voltage, la fréquence et la consommation spécifique de combustible. L'obligation d'effectuer les essais et de réceptionner la centrale incombe à la société de projet, qui doit s'assurer que les experts et les équipements de tests sont

disponibles suffisamment longtemps avant la Date de Mise en Exploitation Commerciale. Une notification préalable suffisante doit être remise à l'acheteur et aux prêteurs, puisqu'ils ont la possibilité de mandater leurs propres experts pour assister aux essais avec les ingénieurs de la société de projet.

Dans la mesure où les procédures d'essais pour la certification de la capacité de la centrale nécessitent la production d'électricité, l'acheteur doit être préparé à recevoir cette énergie avant le début de la période d'essais et de mise en service. Si la ligne d'interconnexion ou le réseau n'est pas disponible, conformément aux stipulations du contrat d'achat d'électricité, la société de projet peut réclamer des dommages et intérêts en raison du retard de la Date de Mise en Exploitation Commerciale, cequi peut impliquer la mise en jeu des clauses de mise en exploitation commerciale réputée du contrat d'achat d'électricité. Par conséquent, il existe un besoin de coordination étroite entre les parties avant et pendant la réception de la centrale électrique et des installations accessoires, y compris des lignes de transmission, le cas échéant. Si les installations de l'acheteur ne sont pas disponibles lorsque les essais et/ou la réception doivent intervenir, la société de projet peut exercer son droit de demander des dommages et intérêts, notamment les paiements relatifs à la capacité de production réputée disponible et l'énergie réputée produite. L'acheteur doit soigneusement étudier sa capacité à respecter ses obligations quant aux essais et à la mise en service dela centrale électrique.

Essais de Mise en Exploitation Commerciale pour les projets d'énergie renouvelable

Dans le cas des projets d'énergie renouvelable, le contrat d'achat d'électricité prévoira la capacité contractuelle, qui est la capacité **MWac** associée à la technologie de production d'électricité installée, similaire à la capacité installée mentionnée dans les projets d'énergie thermique. Il s'agit de la capacité maximale que la société de projet peut générer à P100, c'est-à-dire avec 100 % de probabilité d'occurrence à un niveau défini de ressource d'énergie renouvelable. Pour les besoins des essais de Mise en Exploitation Commerciale, le contrat fixera une capacité minimale de la centrale

(habituellement 60 à 75% de la capacité contractuelle). Pour tester cette capacité minimale de la centrale, le contrat d'achat d'électricité pourra prévoir :

- Un test de capacité pour établir si la capacité testée est égale ou supérieure à la capacité minimale :

- Si le test de capacité établit que la capacité réelle est égale ou supérieure à la capacité minimale, il est habituel que la centrale soit alors considérée comme ayant atteint la Mise en Exploitation Commerciale par l'ingénieur indépendant.

- Si la capacité testée est égale ou supérieure à la capacité minimale mais inférieure à la capacité contractuelle, la société de projet devra faire face à des conséquences financières négatives car les revenus du projet seront réduits du fait d'une production d'électricité moins importante que prévu.

- Si la capacité testée est inférieure à la capacité minimale, la société de projet sera potentiellement en violation du contrat d'achat d'électricité, et l'acheteur pourra dans ce cas résilier le contrat d'achat d'électricité.

- Si la capacité minimale ou la capacité contractuelle ne sont pas atteintes, une période de recours sera généralement accordée à la société de projet pour corriger l'insuffisance de capacité.

Défaut d'atteinte de la capacité contractuelle

Les essais et la mise en service peuvent révéler une production d'énergie inférieure au niveau contractuellement requis et/ou des insuffisances par rapport aux critères de performance retenus, tels que la fiabilité de la capacité spécifique, la consommation en combustible (taux de rendement thermique) ainsi qu'un certain nombre d'autres problèmes. En fonction du niveau de performance atteint lors des essais par rapport aux niveaux spécifiés, il peut s'avérer nécessaire de rectifier la centrale électrique afin d'atteindre les niveaux de production et de performance acceptables, ce qui peut entraîner des retards dans l'atteinte de la Mise en Exploitation Commerciale.

S'il n'existe aucune possibilité d'améliorer les performances de la centrale électrique, l'acheteur a généralement deux possibilités :

1. Accepter le niveau de performance obtenu, avec des pénalités pour lenon-respect des niveaux de performance garantis.
2. Rejeter la centrale du projet, et résilier le contrat d'achat d'électricité.

Le contrat d'achat d'électricité contient des stipulations traitant les cas de défaillance dans le niveau d'énergie produite (habituellement traités dans le paiement de la redevance de capacité pour les centrales dispatchables). Si les résultats des tests ne sont pas acceptables, le contrat d'achat d'électricité peut devoir être résilié ou substantiellement modifié, et d'autres mesures correctives peuvent être mises en œuvre afin de porter les performances à des niveaux acceptables. La société de projet supporte le risque de la bonne exécution de la mise en exploitation commerciale de la centrale électrique jusqu'au terme du contrat d'achat d'électricité.

Affectation des risques liés à la production / taux rendement thermique

Lors des essais, si le niveau d'énergie produite par une centrale thermique et la consommation de combustible ne satisfont pas les niveaux de performances contractuels, la société de projet peut exercer un recours contre son contractant EPC et effectuer une réclamation (i) contre le contractant EPC et (ii) au titre des garanties du fournisseur des équipements. Il est toutefois important de noter que ces actions ne sont pas exerçables directement par l'acheteur par application des stipulations du contrat d'achat d'électricité, dans la mesure où l'acheteur n'est pas partie au Contrat EPC ou aux contrats de vente d'équipements.

7.3. Risques afférents à la phase d'exploitation

Risque de marché

Les obligations d'achat

Les obligations de l'acheteur d'acheter la capacité et l'énergie produite par la centrale électrique (les **obligations d'achat**) sont structurées de manière différente selon la nature du projet de production d'énergie.

S'agissant de centrales électriques dispatchables (en particulier les centrales thermiques et les centrales hydroélectriques avec capacité de réservoir), l'obligation d'achat est généralement structurée comme une obligation (i) de payer la capacité mise à la disposition (ouréputée être mise à la disposition) de l'acheteur et (ii) de prendre et de payer l'énergie mise à la disposition de l'acheteur et fournie par la société de projet au point de livraison.

S'agissant de technologies dépendantes de sources d'énergies renouvelables intermittentes (notamment les centrales éoliennes et photovoltaïques), l'obligation est généralement structurée comme une obligation de prendre et de payer l'énergie effectivement produite par la centrale électrique ou qui pourrait être produite par la centrale électrique en l'absence de réduction ou d'interruption du réseau.

Dans les deux cas, le principe de base est que le risque de marché (le risque de prendre et de fournir l'électricité au marché, et de recevoir des paiements du marché pour la capacité et l'énergie fournies) devrait être affecté à l'acheteur plutôt qu'à la société de projet. Dans une situation ou la centrale électrique est prête à produire, l'acheteur doit en tout état de cause réaliser des

paiements, que le gestionnaire du réseau distribue ou non l'électricité produite par la centrale ou qu'il « prenne » ou non l'électricité qui pourrait être produite.

Ces paiements sont généralement qualifiés de **paiements de disponibilité** et sont structurés pour couvrir les coûts en capital de la société de projet (service de la dette, récupération des capitaux propres et retour sur investissement) et les coûts d'exploitation fixes. De ce fait, si la centrale électrique est indisponible ou dans l'incapacité de produire de l'électricité en raison de circonstances pour lesquelles l'acheteur (ou l'État d'accueil) a accepté de supporter le risque (y compris, entre autres, la force majeure politique, la force majeure affectant l'acheteur, un changement de loi, l'indisponibilité du réseau et la défaillance de l'acheteur), la société de projet peut réclamer des **paiements de disponibilité réputée (ou d'énergie réputée disponible)**, qui ont également pour objet de couvrir le coût du capital et les coûts d'exploitation fixes. Ces mécanismes contractuels sont cruciaux pour la répartition des risques dans un projet de centrale électrique.

Réduction

Nonobstant le principe de base décrit ci-dessus, certains acheteurs et/ou gestionnaires du réseau de transport peuvent vouloir se réserver une certaine flexibilité quant à leur engagement de prendre de l'énergie intermittente, au moyen de **droits de réduction**. Ces droits autorisent l'acheteur à ne pas prendre un certain volume de l'énergie disponible sans subir de conséquence financière.

La société de projet (et ses prêteurs) voudra avoir la certitude que l'engagement minimum d'achat couvre tous les coûts fixes (y compris le service de la dette et un minimum de rémunération du capital). À cette fin, la société de projet et les prêteurs peuvent demander que le contrat d'achat d'électricité prévoie une extension automatique de la durée en cas de réduction, ou peuvent ajuster le tarif du contrat d'achat d'électricité dès le départ. S'ils choisissent cette dernière option, il faut comprendre que le tarif du contrat d'achat d'électricité a été déterminé en prenant l'hypothèse que les droits de réduction

seront intégralement exercés. Par conséquent, l'acheteur devrait lui aussi s'assurer que si ces droits de réduction ne sont pas utilisés ou ne le sont que partiellement, un ajustement du tarif du contrat d'achat d'électricité pourra s'appliquer.

Performance

Les parties conviendront, lors de la conclusion du contrat d'achat d'électricité, de la capacité contractuelle de la centrale électrique. Pour atteindre la Mise en Exploitation Commerciale, la centrale électrique doit faire l'objet d'essais et être certifiée comme satisfaisant un pourcentage de la capacité contractuelle qui sera spécifié dans le contrat. Ce pourcentage est généralement qualifié de capacité minimum. Ces essais nécessitent généralement la participation de la société de projet, de l'acheteur et d'un ingénieur indépendant mandaté par les parties. Pour les centrales électriques qui font l'objet d'une rémunération à la fois par le biais d'une redevance de capacité et d'une redevance d'énergie produite, la capacité testée à la Date de Mise en Exploitation Commerciale peut (en fonction de la structuration du tarif) déterminer la redevance de capacité que l'acheteur paiera à la société de projet. Ces essais sont généralement répétés annuellement, et à chaque fois, la nouvelle capacité testée impacte la redevance de capacité due à la société de projet.

Si la centrale électrique atteint ou dépasse les exigences de capacité minimum à la date convenue pour la Mise en Exploitation Commerciale prévue, mais ne satisfait pas la capacité contractuelle, la société de projet peut avoir la possibilité de réparer ou remplacer les éléments défaillants de la centrale de production dans un délai convenu entre les parties pour atteindre la pleine capacité contractuelle. À un certain moment, il peut être demandé à la société de projet de se satisfaire de la capacité qu'elle a été en mesure de prouver, et elle n'aura plus la possibilité d'augmenter la capacité testée jusqu'à la capacité contractuelle en réparant les défaillances et en tentant d'atteindre la capacité maximale de la centrale. Si la capacité minimum n'a pas été atteinte à la date convenue ou à la date maximale pour la Mise en Exploitation Commerciale, l'acheteur a généralement le droit de résilier le contrat d'achat d'électricité. Certains contrats d'achat d'électricité peuvent interdire à la société de projet de fournir plus

d'énergie que la capacité mesurée à la Date de Mise en Exploitation Commerciale, ou peuvent simplement spécifier que l'acheteur n'est pas tenu de payer les quantités d'énergie supplémentaire fournies au-delà de la capacité mesurée.

Dans les contrats d'achat d'électricité dans lesquels le tarif comprend à la fois une redevance de capacité et une redevance d'énergie livrée, dans la mesure où l'acheteur est tenu de payer la capacité de la centrale, il voudra généralement s'assurer que cette capacité est disponible pour l'usage qu'il entend en faire. En conséquence, l'acheteur impose généralement des exigences de disponibilité minimum. La disponibilité est généralement mesurée sur une période convenue. Les seuils de disponibilité minimum sont généralement négociés par les parties et dépendent particulièrement des conditions du site du projet, telles que les conditions ambiantes, le niveau d'avancement technique de la centrale électrique ainsi que d'autres critères d'efficacité stipulés dans le contrat d'achat d'électricité. Le contrat d'achat d'électricité prévoit alors un recours au bénéfice de l'acheteur si la société de projet n'atteint pas les seuils de disponibilité minimum. Ce recours peut prendre la forme du droit de résilier le contrat d'achat d'électricité ou d'exiger le paiement par la société de projet de pénalités de performance. En tout état de cause, lorsqu'un tarif est structuré, l'acheteur ne devrait pas être tenu de payer pour une capacité qui n'est pas mise à sa disposition.

Enlèvement (*dispatch*)

Par application du contrat d'achat d'électricité, la société de projet est tenue de respecter strictement les instructions du gestionnaire du réseau de transport concernant la l'enlèvement de l'électricité. La société de projet prend le risque de toute défaillance opérationnelle dans l'enlèvement de l'énergie. Le protocole d'enlèvement de l'électricité du réseau peut être mentionné par le contrat d'achat d'électricité et faire partie intégrante du contrat d'achat d'électricité ; il peut également faire partie du contrat d'interconnexion signé entre la société de projet et le gestionnaire

du réseau. Les plans d'enlèvement de l'électricité sont remis à la société de projet pour les besoins de la planification de la consommation électrique mensuelle, hebdomadaire et quotidienne.

Considérations spécifiques aux projets d'énergie renouvelable

La répartition du risque de performance dans les projets d'énergie renouvelable est rendue difficile par le profil de production de ces projets, c'est-à-dire du fait que la production d'électricité est soumise à la disponibilité aléatoire des ressources renouvelables.

Dans les contrats d'achat d'énergie renouvelable non-dispatchable, l'acheteur ne paie que l'énergie qui est livrée. L'obligation de l'acheteur de payer le tarif pour une énergie livrée est parfois plafonnée à un montant précisé dans le contrat d'achat d'électricité, et l'énergie supplémentaire est rémunérée au prix du marché au comptant si un tel marché existe. Un acheteur ne peut pas imposer une obligation de livraison minimum pour un jour particulier s'agissant d'une centrale non-dispatchable du fait de l'incapacité de la centrale à contrôler la production de la centrale, qui dépend des conditions météorologiques.

Autrement dit, les projets d'énergie renouvelable sont en de nombreuses manières tributaires des aléas météorologiques venant du soleil, de la pluie et du vent, et ne peuvent par conséquent pas garantir une production particulière pour un jour donné.

Cependant une exigence de disponibilité minimum à compter de la Date de Mise en Exploitation Commerciale peut être raisonnablement formulée afin de s'assurer que le projet génère la quantité d'électricité attendue, correction faite des conditions météorologiques. La disponibilité désigne la capacité de la centrale à produire et livrer l'électricité selon les spécifications de sa conception, ajustées pour tenir compte d'éventuelles dégradations ; la disponibilité ne doit pas être confondue avec la production elle-même. En prévoyant les exigences de disponibilité minimum, la société de projet et ses prêteurs voudront s'assurer que si la centrale est affectée par une

défaillance inattendue qui cause l'indisponibilité de la centrale, elle disposera du temps nécessaire pour faire parvenir les pièces détachées jusqu'au site. Il est possible d'y parvenir en mesurant l'exigence de disponibilité minimum sur une période de temps suffisamment longue, (et sur une période plus longue pour la défaillance d'équipements spécifiques dont les pièces de remplacement ne sont pas rapidement disponibles auprès des fournisseurs d'équipement).

Les contrats d'achat d'électricité de projets solaires exigent que la société de projet démontre que la centrale photovoltaïque (y compris les panneaux, inverseurs, transformateurs, et autres installations auxiliaires) a atteint un ratio de performance convenu, (en particulier au moment de la mise en service commerciale avant l'émission du certificat de mise en service) qui constitue une mesure de l'efficacité de la centrale photovoltaïque dans la conversion de la radiation solaire en énergie électrique. Le ratio de performance va décliner sur la durée du contrat d'achat d'électricité car la capacité des panneaux solaires à convertir les radiations solaires en énergie électrique tend à se dégrader. Les contrats d'achat d'électricité partent généralement du principe que les panneaux solaires vont se dégrader à un taux constant sur la durée du contrat. Les calculs des paiements de l'énergie réputée seront affectés par la dégradation des panneaux sur la durée de vie du projet.

L'obligation de la société de projet d'atteindre le ratio de performance attendu à la Date de Mise en Exploitation Commerciale est contregarantie par une garantie de performance émise par le fabricant des panneaux solaires. La garantie de performance devra refléter a minima le ratio de performance exigé dans le contrat d'achat d'électricité.

Fourniture de combustibles et autres matières premières

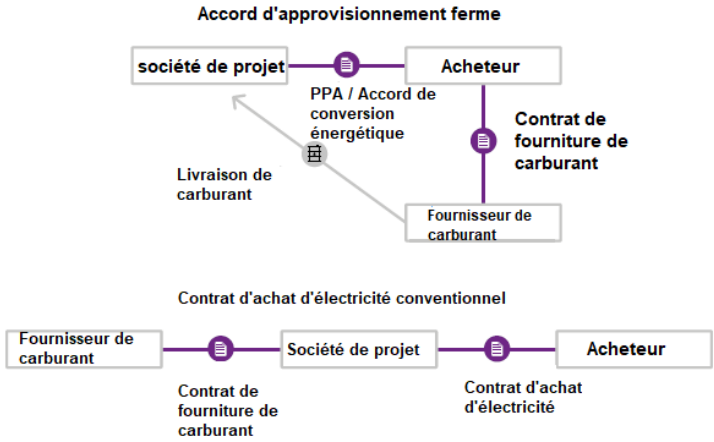
L'approvisionnement adéquat en combustible et autres matières premières sur le long terme ainsi que leur prix sont l'un des éléments les plus importants d'un projet d'énergie. La répartition

du risque lié à la fourniture du combustible dépend de plusieurs facteurs, dont notamment l'identification de la partie la plus à même de négocier la fourniture de combustible, les capacités financières du fournisseur, la disponibilité ou l'accessibilité de sources d'approvisionnement alternatives, et la maturité du marché du combustible concerné.

Systèmes de « *tolling* »

Les sociétés de projet ne sont pas toujours les mieux placées pour négocier et pérenniser la fourniture de combustibles comme le pétrole, le charbon, le gaz naturel, la biomasse ou la vapeur. L'acheteur ou l'État d'accueil est parfois mieux placé pour le faire. Dans ce cas, l'acheteur peut préférer structurer le projet d'énergie sous forme de « *tolling* ». Cela peut avoir du sens en particulier lorsque le fournisseur de combustible est détenu par l'État ou lié à l'acheteur.

Dans le cadre d'un système de *tolling*, l'acheteur prend l'entière responsabilité de l'achat (y compris du paiement) et de la fourniture de combustible à la centrale électrique. Si l'acheteur souhaite enlever l'énergie produite par la centrale et alimenter le réseau électrique, il doit s'assurer qu'un volume minimum de combustible est fourni à la centrale électrique pour permettre la production de l'électricité devant être fournie. La société de projet prend alors la responsabilité de l'utilisation efficiente du combustible fourni à la centrale électrique. Cela se fait en exigeant de la société de projet qu'elle transforme le combustible en électricité au taux de conversion d'énergie correspondant au niveau de performance de la centrale électrique convenu, en fonction des conditions atmosphériques ambiantes et de transmission.



Dans le cadre d'un système de *tolling*, l'acheteur ou le gouvernement concluent donc des contrats de fourniture de combustible directement avec les fournisseurs de combustible tiers et sont responsables du paiement du combustible. L'acheteur conclut ensuite un contrat séparé, qui peut être désigné sous le terme de contrat d'achat d'électricité, de contrat de *tolling* ou de contrat de conversion en électricité, avec la société de projet. Il peut contenir les clauses habituelles des contrats d'achat d'électricité et certaines clauses relatives à la fourniture de combustible. Pour des raisons pratiques de gestion, la société de projet peut donner des instructions directement au fournisseur de combustible tiers pour la fourniture de combustible, et convenir de protocoles pour la détermination des quantités de combustible à livrer, et pour la réception de ce combustible, mais la société de projet ne supportera pas la responsabilité du paiement, ni de la violation de l'obligation du fournisseur de combustible de fournir le combustible désigné par la société de projet.

Contrats de fourniture de combustible

Les acheteurs cherchent souvent à transférer une part plus importante de responsabilité à la société de projet au titre de la fourniture du combustible, mais demandent néanmoins à la société

de projet de conclure un contrat de fourniture de combustible avec un fournisseur de combustible tiers. La société de projet doit alors conclure un contrat pour des volumes suffisants permettant de respecter ses engagements contractuels et rendre la centrale électrique « disponible » conformément au contrat d'achat d'électricité, de manière à ce que, si l'acheteur décide de solliciter la centrale, la société de projet dispose de suffisamment de combustible pour produire l'énergie demandée. De la même manière, il est important que la société de projet ne s'engage pas sur des quantités de combustible qu'elle ne pourra pas utiliser, faute de quoi elle effectuerait des dépenses non nécessaires pour un surplus de combustible qui ne pourra pas être utilisé pour produire de l'électricité.

L'analyse détaillée des contrats de fourniture de combustible n'est pas prévue dans le présent manuel pratique, mais la société de projet doit s'assurer qu'un certain nombre de questions clés sont traitées, et notamment:

- Le fournisseur doit être soumis à une obligation de résultat de fournir la quantité contractuelle de combustible. Elle se distingue de l'obligation de moyens (« *best endeavours* »), qui crée un risque de défaut de fourniture de combustible contre lequel la société de projet aura peu de possibilités de recours.
- Des niveaux appropriés de flexibilité eu égard aux quantités contractuelles mensuelles ou annuelles afin de faire face aux circonstances dans lesquelles l'énergie n'est pas mise sur le réseau.
- Des protections appropriées eu égard à la fourniture de combustible qui ne répondent pas aux spécifications convenues (« *off-spec* »). Le combustible doit répondre à certaines spécifications. La société de projet doit être en mesure de réclamer des pénalités au fournisseur de combustible à raison des coûts supplémentaires résultant de la consommation de combustible ne répondant pas aux spécifications (y compris l'augmentation de l'usage de filtres et le temps d'arrêt pour nettoyage et redémarrage de la centrale).
- Si la société de projet supporte la responsabilité de la fourniture de combustible par application du contrat d'achat d'électricité, la

société de projet doit aussi s'assurer que la responsabilité qu'elle encourt au titre du contrat d'achat d'électricité du fait de la non-disponibilité du combustible est transférée au fournisseur de combustible. Cependant, il est difficile, si ce n'est impossible, d'obtenir que le fournisseur de combustible accepte d'endosser une telle responsabilité.

- Synchronisation entre le début de l'approvisionnement en combustible et la mise en service et les essais de la centrale de production prévus par le contrat d'achat d'électricité pour s'assurer de la disponibilité du combustible pour les essais de la centrale avant la Date de Mise en Exploitation Commerciale prévue par le contrat d'achat d'électricité. Toutefois, le début de l'approvisionnement en combustible ne devrait pas commencer trop tôt, faute de quoi la société de projet pourrait devoir payer au fournisseur des engagements de *take-or-pay*, au titre du contrat de fourniture de combustible, bien avant le moment nécessaire.

Il est important de noter, en outre, que les responsabilités encourues par la société de projet par application d'un contrat de fourniture de combustible eu égard à son obligation de réceptionner le combustible ou d'en payer le prix devront, si nécessaire, être transférées à l'acheteur via le contrat d'achat d'électricité. En d'autres termes, dans les cas où la société de projet est tenue de payer le combustible non réceptionné en raison d'un risque pris en charge par l'acheteur au titre du contrat d'achat d'électricité, l'acheteur doit en indemniser la société de projet.

Par conséquent un certain nombre de stipulations du contrat de fourniture de combustible sont dans l'intérêt direct de l'acheteur. Comme expliqué dans la section 6.2 *Structures Tarifaires*, le prix du combustible est un coût directement répercuté dans le contrat d'achat d'électricité (partant du principe selon lequel le combustible est transformé en électricité selon un taux de conversion convenu). Dès lors, il est important que l'acheteur, dans le cadre de l'audit du projet, s'assure que le coût du combustible est raisonnable et cohérent avec les prix pratiqués dans le secteur. L'acheteur doit également revoir l'engagement de réceptionner une quantité minimum d'énergie ou d'en payer le prix au titre du contrat de fourniture de combustible (*take or pay*). Étant donné que

l'engagement contractuel de disponibilité de la centrale est toujours inférieur à 100% en prenant en compte les périodes de maintenance, il est important que l'engagement de *take or pay* ne soit pas élevé au point de créer une obligation de payer le combustible même pendant les périodes où aucun combustible n'est utilisé en raison des opérations de maintenance planifiées. De même, la société de projet doit aligner le calendrier de maintenance de la centrale électrique sur celui des installations de gaz (dans le cas d'une centrale électrique fonctionnant au gaz) car l'absence de synchronisation peut entraîner l'incapacité de la centrale à produire de l'électricité en raison d'opérations de maintenance courante sur les installations de combustible.

Il est également important de noter que l'existence de contrats séparés de fourniture de combustible entre la société de projet et le fournisseur de combustible ne signifie pas nécessairement que la société de projet doive supporter l'intégralité du risque de fourniture dans le cadre du contrat d'achat d'électricité. La capacité de la société de projet à accepter le risque lié à la fourniture de combustible dans le contrat d'achat d'électricité dépend largement de son recours contre le fournisseur de combustible et/ou de son accès à des ressources de combustible alternatives et disponibles. Si le fournisseur de combustible est la source exclusive ou la seule source viable de combustible, la société de projet devra s'assurer que, en cas de défaut de fourniture de combustible, elle dispose d'un recours contre le fournisseur de combustible lui permettant d'être pleinement indemnisé pour les pertes de revenus, les pénalités prévues par le contrat d'achat d'électricité, et en dernier recours, les pertes subies du fait de la résiliation du contrat d'achat d'électricité. La société de projet doit aussi considérer la situation financière du fournisseur de combustible, qui peut déterminer sa capacité à s'acquitter de l'indemnité si elle est exigible.

Contrats de transport de combustible

Ces considérations impliquent une complexité supplémentaire si les responsabilités de la fourniture et du transport du combustible sont distinctes.

En fonction de la proximité de la centrale avec la source du combustible, et de la nature du combustible, il peut être nécessaire de conclure un contrat séparé avec un transporteur pour le transport du combustible du site de traitement du combustible jusqu'à la centrale. Cela est de nature à augmenter les éléments de risque du projet, dans la mesure où le fournisseur de combustible peut transférer la propriété et le risque du combustible au transporteur du combustible ou à la société de projet en un point de livraison éloigné de la centrale.

Lorsque le fournisseur de combustible s'engage à fournir le combustible à un point de livraison situé à la centrale électrique, le fournisseur de combustible supporte les risques associés à l'obligation de satisfaire aux conditions de quantité et qualité au point de livraison de la centrale conformément au contrat de fourniture de combustible.

Lorsque, toutefois, il existe un contrat séparé pour le transport du combustible, ce contrat doit répartir les risques entre le fournisseur de combustible, le transporteur, et la société de projet. La livraison de combustible ne respectant pas les spécifications de la centrale, par exemple, peut ne pas relever de la responsabilité du transporteur de combustible, mais peut résulter de la remise au transporteur d'un combustible ne respectant pas les spécifications, auquel cas la société de projet doit pouvoir se retourner contre le fournisseur au moyen des clauses de recours insérées dans le contrat de fourniture de combustible. Lorsque le transporteur de combustible est une société publique, la société de projet peut en faire un argument pour demander à l'acheteur de supporter le risque d'inexécution ou d'exécution insuffisante des obligations du transporteur de combustible, en plus de la force majeure liée au transport du combustible. Toutefois, en fonction de la capacité financière plus ou moins importante du transporteur public de combustible, il peut être en mesure de supporter les risques en son nom, ce qui évite les questions politiques liées à l'obligation pour une entité publique (l'acheteur) de supporter les risques d'une autre entité publique (le transporteur de combustible).

Transport

Dans un **système groupé**, les rôles d'achat, de transport et de distribution de l'électricité sur le marché sont tous concentrés sur une seule entité : l'acheteur, généralement une société nationale d'électricité. Dans ce contexte l'acheteur supporte la responsabilité d'assurer le transport de l'électricité produite et vendue par la société de projet. De la même manière, l'acheteur, dans ce système, a l'obligation de maintenir la connexion de la centrale électrique avec le réseau électrique.

Inversement, un **système dégroupé** est celui dans lequel un ou plusieurs de ces rôles ne relèvent pas de la responsabilité de l'acheteur, mais est exercé par une autre entité. L'étendue du dégroupage des rôles dépend du processus de réforme du marché de l'électricité dans le pays en question.

Il existe des risques de transport spécifiques dans un système dégroupé. La question majeure dans un système dégroupé est celle de la capacité financière de la société de transport et sa capacité à couvrir le risque de défaut de transport lorsque l'électricité est : (a) prête à être fournie ; et (b) exigée par application du contrat d'achat d'électricité. Du point de vue de l'acheteur, le risque de transport échappe à son contrôle, et, partant, constitue un risquequ'il ne veut pas supporter. Du point de vue de la société de projet, elle a un contrôle limité sur le risque de transport et s'appuiera sur le fait qu'il doit être supporté par une partie ayant le plus de poids dans la transaction : l'acheteur. Cela est particulièrement vrai dans les situations dans lesquelles l'acheteur etla société de transport ont des relations établies (par exemple, toutes deux sont détenues par l'État ou par la même société). La société de projet soutiendra que l'État, considéré dans son ensemble, bénéficie de la livraison d'électricité et devrait en conséquence supporter le risque que l'une de ses entités n'assure pas la connexion de la centrale électrique ou ne transmette pas l'électricité lorsque cela est nécessaire. En conséquence, le contrat d'achat d'électricité, dans un marché de l'électricité dégroupé allouera souvent la majeure partie, si ce n'est l'intégralité du risque de transport à l'acheteur, de sorte que l'acheteur agisse en qualité de garant des obligations de la société de transport. Il faut toutefois

noter que cela comporte un risque dans la mesure où la société de transport peut se révéler négligente dans l'exécution de ses obligations du contrat de transport, sachant que les conséquences financières seront supportées par une autre entité gouvernementale. Des stipulations « *back to back* » appropriées doivent donc être mises en place entre l'acheteur et la société de transport pour permettre le remboursement de l'acheteur.

7.4. Risque de change

Les projets d'électricité peuvent être financés dans la devise locale ou dans une devise de réserve. La devise locale est la devise de la juridiction dans laquelle le projet est construit et exploité. Une devise de réserve est une devise détenue en grandes quantités par les gouvernements et les banques centrales dans le cadre de leurs réserves de change, communément utilisée comme devise pour les paiements internationaux. Les devises de réserve comme le dollar des États-Unis ou l'euro sont habituellement utilisées pour financer les projets d'énergie et d'infrastructure. On les désigne également sous le terme de monnaies fortes. En règle générale, les devises de réserve bénéficient de taux d'inflation relativement faibles, particulièrement en comparaison avec les devises des marchés émergents.

Pour plus d'informations sur les risques liés à la conversion des devises et le taux de change et sur leur impact sur le financement des projets d'électricité, nous vous invitons à vous référer au manuel *Comprendre le Financement des Projets d'électricité*, sections 3.4 (*Aspects particuliers du Financement de projet*) et 7.4 (*Assurance contre le risque politique*).

Financement en devise de réserve

Dans les marchés émergents, y compris en Afrique Subsaharienne, les projets d'électricité sont habituellement financés entièrement ou en grande partie dans une devise de réserve. Il n'est pas toujours possible, du fait des contraintes de liquidités et de la disponibilité sur le marché, de financer une dette à long terme dans une devise locale pour les projets d'électricité de taille importante.

Dans un marché émergent, la société de projet comme les prêteurs fournissant la dette en devise de réserve insistent pour que le tarif soit libellé en (ou indexé sur) la devise de réserve des prêts, afin d'éliminer le risque de voir la devise locale se déprécier par rapport à la devise de réserve sur le long terme.

En outre, les obligations de paiement de la société de projet en vertu des autres contrats de projet, comme le contrat de fourniture de combustible, le contrat O&M, le contrat de service de longue durée, peuvent être libellées dans la devise de réserve. Les contrats de fourniture de combustible par exemple sont traditionnellement libellés en dollars des États-Unis. Les sociétés de projet qui sont exposées à des obligations de paiement libellées en devise de réserve doivent s'assurer que les revenus qu'elles reçoivent en vertu du contrat d'achat d'électricité sont suffisants pour couvrir ces obligations et pour ne pas exposer le projet à d'importants risques de change.

Le problème de l'asymétrie des devises

Bien que le remboursement de la dette et les obligations de paiement soient habituellement libellés dans une devise de réserve, un acheteur facture toujours ses clients dans la devise locale. Il en résulte une asymétrie des devises - l'acheteur paie l'électricité en devise de réserve mais perçoit des revenus en devise locale. L'asymétrie accroit le profil de risque global d'un projet d'électricité de la façon suivante :

- Tout d'abord, elle réduit la capacité de l'acheteur à s'acquitter de ses obligations de paiement envers la société de projet dans un tarif libellé en devise de réserve, particulièrement dans les périodes de volatilité des taux de change.
- Ensuite, la dépréciation de la devise locale réduit la capacité de l'acheteur à payer la société de projet, générant des défauts de paiement, et la société de projet peut manquer de fonds pour rembourser sa dette libellée en devises de réserve.

Exemples de mécanismes d'ajustement de change

Dans le Programme sud-africain de passation de projets de production interdépendante d'énergie renouvelable (*Renewable Energy IPP Procurement Programme*), le contrat d'achat d'électricité est libellé en devise locale (le Rand). La seule révision autorisée pendant la durée du contrat d'achat d'électricité est son indexation sur l'indice des prix à la consommation (IPC). Pourtant, les projets développés dans le cadre de ce programme

effectuent des dépenses en devise étrangère (fourniture d'équipement, partie du financement, coûts de construction, etc.) L'autorité adjudicatrice a donc inclus un mécanisme limité d'ajustement de la devise étrangère dans la phase d'achat du programme. Le tarif subventionné (*feed-in tariff*) pourra être ajusté pour les dépenses en capital qui sont libellées en devises étrangères. L'ajustement pourra être réalisé sur la période entre la date de soumission des offres et le bouclage financier, tant que le taux de rentabilité interne (TRI) du soumissionnaire demeure inchangé. Cet ajustement intervient au bouclage financier, et par la suite aucun ajustement supplémentaire n'est possible. En outre un plafond s'applique à la portion des dépenses en capital pouvant être ajustées (p.ex., l'ajustement est plafonné à [x] % des dépenses en capital). Pour chaque appel d'offres, les hypothèses et le plafond peuvent changer en fonction du niveau de participation locale requise pour les projets (voir le chapitre *Autres dispositions des Contrats d'Achat d'Electricité* pour une étude plus approfondie du contenu local).

Problématiques de conversion et de transfert

Lorsque les paiements d'un contrat d'achat d'électricité se font en devise locale (liée à une devise de réserve), le taux de change prévalant au moment du paiement détermine le montant que l'acheteur devra payer dans la devise locale.

Néanmoins, l'acheteur et l'État d'accueil devront soigneusement évaluer l'impact de la conversion de devises sur le prix final de l'électricité achetée. Même si l'acheteur est autorisé à faire des paiements en devise locale, le contrat d'achat d'électricité prévoit habituellement des ajustements périodiques du tarif si la société de projet encourt des pertes en convertissant les paiements en devise locale dans la devise de réserve. Le risque de conversion demeure supporté par l'acheteur et la société de projet n'a pas d'incitation ou de possibilité de minimiser la perte subie au cours du processus de conversion. Compte tenu du volume d'argent que représentent les paiements de projets connectés au réseau, il est important de discuter avec la banque centrale afin d'évaluer les limites du marché local des devises et de s'assurer que les frais liés à la conversion n'obèrent pas le tarif du contrat d'achat d'électricité de façon trop importante. Un protocole de facturation

ou de conversion pourra être établi pour minimiser les pertes, ou bien il pourra également en définitive être décidé que l'acheteur/l'État d'accueil sont mieux placés pour convertir les paiements.

Il faudra également tenir des discussions avec la banque centrale pour évaluer tout obstacle potentiel au transfert de fonds des comptes locaux vers des comptes étrangers. Le risque de ne pas pouvoir transférer des fonds hors du pays (risque de transférabilité) aura un impact sur la bancabilité du projet et s'il se matérialise durant la phase d'exploitation du projet, il peut déclencher la résiliation du contrat d'achat d'électricité.

Assurance contre les risques politiques

Le paiement en devise locale emporte le risque que la devise locale devienne non convertible pendant la durée du contrat d'achat d'électricité. Il est possible de limiter ce risque en souscrivant une assurance contre le risque politique qui couvre spécifiquement le risque de non-convertibilité. Cette couverture est disponible auprès d'un nombre limité d'institutions financières de développement. Ce type de couverture ne couvre pas cependant les pertes causées par la variation des taux de change.

Réserve hybride / financement en devise locale

Si financer des projets d'électricité exclusivement en devise locale n'est pas possible, une solution hybride peut être mise en place en finançant une partie du projet dans la devise locale et le reste dans une devise de réserve. L'avantage principal d'un financement partiel en devise locale est d'éviter ou de minimiser l'asymétrie de devises et les risques qui lui sont associés, au moins pour cette partie du service de la dette. Un autre avantage de taille est que le financement en devise locale est susceptible d'attirer plus facilement des sources de financement locales, ce qui renforce le marché local de l'emprunt.

Instruments de couverture

La couverture (*hedging*) est utilisée par la société de projet pour se protéger contre les fluctuations du taux de change. Bien que les instruments de couverture puissent être très complexes, ils demeurent relativement simples dans le cadre de financement de projet. En principe, les institutions financières qui fournissent les instruments de couverture sont elles-mêmes les prêteurs seniors de la société de projet. La couverture peut être une stratégie efficace sur le court terme - à savoir couvrir le risque de variation du taux de change pendant la période de construction dans le cas où les prêts du projet et le prix dû au contractant EPC sont libellés dans des devises différentes, par exemple. Cependant, la couverture de la variation des taux de change à long terme est souvent soit indisponible, soit proposée à des coûts prohibitifs.

7.5. Autres risques

Conformité à la loi et changement de loi

L'acheteur et le gouvernement exigent couramment que la société de projet s'engage contractuellement dans le contrat d'achat d'électricité à respecter pour l'essentiel les dispositions légales en vigueur dans le pays concerné. La société de projet devrait en contrepartie pouvoir souscrire cet engagement, au moins par référence aux lois applicables au démarrage du projet, sur la base des audits et avis juridiques. La société de projet (et par extension les prêteurs) éprouvera toutefois des difficultés à souscrire un engagement indéterminé à respecter des lois, dans la mesure où ces lois peuvent faire l'objet de modifications dans le temps.

Le concept de **changement de loi** a évolué pour inclure (a) l'introduction de lois nouvelles, (b) la modification de lois existantes et/ou (c) la modification dans l'interprétation de la loi par les tribunaux, les entités publiques et les autres autorités disposant d'un pouvoir juridictionnel ou de contrôle réglementaire sur le projet ou la société de projet. La « Loi » dans ce contexte est largement définie et couvre les textes législatifs, constitutionnels ou réglementaires, les instructions, ordonnances, et ainsi de suite.

Calendrier

Il peut y avoir débat entre l'acheteur et la société de projet quant à savoir à partir de quel moment les changements de loi sont pris en considération. On retient souvent la date de signature du contrat d'achat d'électricité. Toutefois, lorsque la société de projet s'est engagée sur le tarif à la suite d'un appel d'offres, il peut être plus pertinent de retenir la date de soumission de la proposition de la société de projet (en réponse à l'appel d'offres). Cette question peut parfois être résolue par un audit afin de déterminer si le changement de loi qui s'est produit a pu avoir un impact sur la structure de coûts de la société de projet. Toutefois, en fonction de

la transparence de la législation dans le pays, et du temps dont la société de projet dispose pour effectuer cet audit, il peut être plus pertinent pour l'acheteur d'ajouter ce risque marginal aux risques de changement de loi après la signature du contrat d'achat d'électricité,qu'il a souvent déjà acceptés.

Un changement de loi peut avoir un impact sur la société de projet à plusieurs titres :

1. Il peut défavorablement affecter l'exécution d'une obligation spécifique prévue par le contrat d'achat d'électricité ou rendre son exécution impossible ;
2. Il peut négativement affecter le flux de revenus de la société de projet ;
3. Il peut imposer à la société de projet une augmentation ponctuelle du coût du capital ou une augmentation sur la durée de ses coûts d'exploitation (dans les deux cas, pour les besoins du respect par la société de projet du changement de loi) ;
4. Inversement, il peut réduire les coûts d'exploitation ou de capital de la société de projet.

Sous réserve des seuils de matérialité appropriés, la société de projet et l'acheteur conviennent généralement que la société de projet ne doit pas être placée dans une situation plus favorable ou moins favorable par rapport à ce qui serait advenu en l'absence de changement de loi. Par conséquent, dans l'hypothèse où la société de projet est temporairement dans l'incapacité d'exécuter une obligation en raison d'un changement de loi, cela ne constitue pas une défaillance de la société de projet et les délais imposés à la société de projet sont prolongés en conséquence. En outre, dans l'hypothèse où un changement de loi provoque un retard de la Date de Mise en Exploitation Commerciale, la centrale peut être « réputée mise en exploitation commerciale » et dans l'hypothèse où la centrale est indisponible en raison d'un changement de loi, la société de projet peut demander le paiement de la disponibilité réputée ou de l'électricité réputée produite.

En outre, si la société de projet supporte des coûts supplémentaires ou un manque à gagner en raison d'un changement de loi, cela lui donne le droit de bénéficier soit (a) d'une compensation directe pour le

paiement ou le remboursement de ces coûts supplémentaires ou du manque à gagner, ou (b) d'une augmentation du tarif en conséquence. Inversement, si la société de projet bénéficie d'un changement de loi, il est courant d'appliquer une réduction du tarif.

Dans l'hypothèse où un changement de loi rend l'exécution du contrat d'achat d'électricité impossible, la société de projet est généralement en droit de résilier le contrat d'achat d'électricité, avec un niveau d'indemnisation établi de la même manière qu'en cas de résiliation pour force majeure politique.

Autorisations, permis et licences - expiration des autorisations

Responsabilité de la société de projet d'obtenir les autorisations, permis et licences

Les acheteurs souhaitent naturellement que la centrale d'électricité soit construite et exploitée conformément aux lois et autorisations applicables.

La société de projet est généralement responsable de l'obtention des autorisations nécessaires pour la construction, la détention et l'exploitation de la centrale électrique. Cela inclut, entre autres : le permis de construire, les licences environnementales, les permis archéologiques et les permis d'exploitation. Le terme **autorisation** est généralement compris comme incluant les enregistrements, dépôts de déclarations, licences, approbations, autorisations, et permis.

Obligation de l'acheteur d'aider la société de projet à obtenir les autorisations, permis et licences

Les obligations relatives aux autorisations ne relèvent pas toujours de la société de projet. L'acheteur étant souvent lié à l'État, cela induit des connexions, si ce n'est une influence sur les autres entités publiques. En outre, étant établi sur le marché domestique, l'acheteur est souvent plus familier avec les exigences

légales et règlementaires applicables aux opérations sur le marché. En conséquence, les parties conviennent généralementque l'acheteur ait l'obligation d'offrir une « assistance raisonnable » à la société de projet pour l'obtention des autorisations. D'un point de vue général, cela s'inscrit dans l'intérêt de toutes les parties, y compris des prêteurs, qui exigent des garanties que la société de projet obtienne toutes les autorisations nécessaires.

Coordination conjointe pour les autorisations délivrées par des instances administratives supérieures

Dans certaines circonstances, les parties peuvent convenir que l'obtention d'autorisations particulières auprès d'instances administratives supérieures constitue une responsabilité conjointe. Ces autorisations incluent les autorisations des autorités compétentes (telles que l'exécutif, le parlement, le ministre des Finances, le ministre de l'Énergie, les administrations fiscales, le régulateur et les banques centrales). Si ces autorisations sont souvent nécessaires pour la mise en œuvre du contrat d'achat d'électricité, il est pertinent que toutes les parties travaillent de concert pour s'assurer qu'elles soient obtenues à temps.

Droits fonciers

L'obligation d'obtenir des droits sur le terrain sur lequel la centrale électrique et les lignes de transmission correspondantes seront installées peutvarier d'un pays à l'autre et d'une opération à l'autre. Dans les cas dans lesquels tout le terrain ou de grandes parties du terrain seront pris à bail, l'acheteur doit souvent consentir ou faire en sorte qu'une autre autorité publique consente à la société de projet les droits immobiliers nécessaires.

Dans d'autres pays, toutefois, il revient à la société de projet d'obtenir l'accès et le droit d'usage du terrain. Dans ce cas, il peut néanmoins être demandé à l'acheteur d'assister la société de projet dans l'obtention de ces droits, en particulier lorsque des propriétaires privés refusent de céder leurs terrains (ou leur terrain), et l'État peut utiliser son droit d'expropriation (c'est-à-dire

le droit de l'État et de ses entités d'acquérir des propriétés privées pour un usage public en échange d'une juste compensation).

La nature des droits immobiliers peut également varier d'un pays à l'autre. Lorsque le système immobilier ne prévoit pas de pleine propriété, les conditions d'usage (ou de location) doivent être suffisantes pour couvrir la durée de vie du projet.

Retrait d'autorisation

Lorsqu'une autorité gouvernementale ne délivre pas ou ne renouvelle pas une autorisation après le dépôt d'une demande à cet effet de la société de projet, alors que celle-ci a satisfait à toutes les conditions d'obtention de cette autorisation, la situation est traitée comme un changement de loi. Ce cas est parfois qualifié de **retrait d'autorisation**. Il faut noter que lorsque la société de projet n'est pas en mesure de satisfaire les formalités nécessaires à l'obtention ou au renouvellement de l'autorisation à la suite d'un changement de loi, la protection contre le risque de changement de loi devra tout de même s'appliquer. Il convient de souligner que le retrait d'autorisation est parfois qualifié de force majeure politique dans le contrat d'achat d'électricité, l'effet étant le même.

Changement de loi fiscale

Les réformes fiscales peuvent avoir des conséquences significatives sur les revenus du projet et peuvent rendre un projet structurellement déficitaire. Un changement de loi ou de réglementation fiscale peut consister en un changement de taux d'imposition, la création d'une nouvelle catégorie d'impôts ou l'annulation d'avantages fiscaux, qui peuvent affecter négativement le retour sur investissement du projet et/ou sa capacité à rembourser la dette. Les conséquences d'une modification du cadre fiscal peuvent :

1. Augmentation ou réduire les charges du projet ;
2. Augmentation ou réduire le coût des opérations de maintenance ou d'exploitation ;

3. Augmenter ou réduire les revenus attendus par la société de projet

Les principales problématiques soulevées par le traitement des changements de loi ou règlementation fiscale incluent notamment :

Date d'effet du changement du cadre fiscal

Une modification du cadre fiscal implique de définir une situation fiscale à une date de référence. La date de référence est souvent convenueentre les parties et peut être la date de signature du contrat d'achat d'électricité ou la date du bouclage financier de l'opération.

Nature discriminatoire du changement

Lorsqu'on détermine quelle partie supportera le risque lié à un changement fiscal, une distinction est généralement effectuée entre deux catégories dechangements:

1. Les changements applicables exclusivement au projet et aux partenaires, co-contractants et prêteurs concernés (**changement fiscal discriminatoire**) ;
2. Les changements applicables au secteur en général ou à des catégories similaires d'investisseurs (**changement fiscal spécifique**) ; ou
3. Les changements qui ne correspondent à aucune des catégories précédentes et sont applicables à la communauté en général (**changement fiscal non-discriminatoire**).

Dans les cas de changements fiscaux discriminatoires, l'acheteur doit en principe en supporter le risque via une répercussion sur le tarif. En d'autres termes, toutes les charges fiscales supplémentaires sont prises en compte pour le calcul du tarif du projet, et en conséquence l'acheteur doit payer un tarif tenant compte des charges fiscales supplémentaires. Pour leschangements fiscaux non-discriminatoires, la société de projet doit en principe l'accepter comme une part du risque commercial dans l'État d'accueil. Pour les changements fiscaux spécifiques, non discriminatoires par nature, les conséquences sont souvent ouvertement négociées entre les parties.

Limitation du risque de changement du cadre fiscal

Des mesures de protection contre les changements du cadre fiscal peuvent être mises en œuvre par un ou plusieurs des moyens ci-dessous :

- Engagement de l'État d'accueil et assurance de risque politique : l'engagement de la ou des autorités publiques compétentes de l'État d'accueil qu'il ne sera procédé à aucune réforme fiscale, aucune imposition d'un nouvel impôt ni aucune annulation des avantages fiscaux applicables à la société de projet, à ses partenaires ou cocontractants pendant la vie du projet. La société de projet peut aussi limiter ce risque en obtenant une assurance contre le risque politique pour s'assurer contre la violation de ces engagements par l'État d'accueil.
- Répercussions tarifaires : le tarif peut être conçu de telle manière à permettre de répercuter intégralement toute augmentation des charges fiscales, l'imposition de nouveaux impôts, ou l'annulation des avantages fiscaux pendant la durée du projet et qui seraient « discriminatoires » ou « spécifiques » par nature.

Changement de contrôle

S'il est important de s'assurer de la viabilité d'un projet en développement par une société de projet pour décider de l'opportunité de financer un projet, les prêteurs et l'acheteur doivent également procéder à une analyse de la société de projet elle-même, et des parties qui la contrôlent. La réputation de ces parties, leur expérience et les opérations auxquelles elles ont participé influencent l'acheteur et les prêteurs dans l'évaluation de la capacité de la société de projet à respecter les obligations prévues par le contrat d'achat d'électricité. Il est donc important à la fois pour l'acheteur et pour les prêteurs de restreindre la possibilité pour les associés de modifier unilatéralement le contrôle de la société de projet.

Les contrats d'achat d'électricité contiennent normalement des clauses expresses sur la définition de « contrôle » et du changement de contrôle de la société de projet. Le contrat d'achat

d'électricité peut prévoir qu'un changement de contrôle de la société de projet ne peut intervenir sans l'accord de l'acheteur. Généralement, le contrat d'achat d'électricité prévoit que l'acheteur ne peut refuser ce consentement sans juste motif. Alternativement, un changement de contrôle peut être autorisé uniquement après un certain délai (cela peut permettre, par exemple, de maintenir les parties pendant la durée du financement initial ou pendant la phase de construction). Des conditions complémentaires peuvent imposer que, si un changement de contrôle doit intervenir, il ne puisse pas avoir pour effet de diminuer la détention par des opérateurs économiques locaux imposée le cas échéant à la société de projet, ou que les nouvelles entités doivent avoir le même niveau de renommée que leurs prédécesseurs. Ce qui précède peut se révéler être très subjectif. Les restrictions et conditions varient d'un projet à l'autre.

La société de projet peut aussi s'intéresser au cas de changement de contrôle de l'acheteur, en particulier dans les pays qui entreprennent un dégroupage du marché de l'électricité et en cas de restructuration d'un acheteur monopolistique. Quand les obligations de l'acheteur prévues par le contrat d'achat d'électricité ont fait l'objet de garanties publiques, cette question est de moindre importance pour la société de projet.

Toutefois, en l'absence de telles garanties, et si la notation, la réputation, et la qualification technique de l'acheteur ont été des facteurs clés pour la société de projet et les prêteurs lors de la conclusion du contrat d'achat d'électricité, l'acheteur peut alors se voir imposer des restrictions à un changement de contrôle, nécessitant l'accord de la société de projet. Il peut également y avoir des conditions imposées à l'acheteur, comme par exemple l'obligation pour l'acheteur, après une restructuration, de disposer de la même notation financière que ses prédécesseurs ou de mettre en place une garantie souveraine.

Risque politique souverain et expropriation

Un contrat d'achat d'électricité est un contrat commercial pour la fourniture et l'achat d'électricité entre un entrepreneur privé et une entité souvent détenue par un État d'accueil. Il existe un risque que cet État décide d'interférer dans la gestion de la centrale, directement ou indirectement, ne permettant pas à la société de projet de réaliser des bénéfices. En conséquence, cela peut réduire à néant la capacité de la société de projet de payer le service de la dette et le retour sur investissement des actionnaires. Ces interférences sont traitées dans les clauses relatives à la force majeure politique ou dans des clauses séparéestraitant des risques politiques liés à l'État d'accueil.

Les conséquences d'une expropriation doivent être traitées dans le contrat d'achat d'électricité. Une expropriation peut porter sur les actifs physiques de la centrale ou les titres de la société de projet, et le contrat d'achat d'électricité doit traiter ces deux cas. Dans le premier cas, l'État peut déployer du personnel armé pour prendre physiquement possession de la centrale, et dans le second cas il peut imposer le transfert de propriété des titres de la société de projet. Il faut une définition claire des actions qui entrent dans ce périmètre, et notamment la nationalisation, la confiscation, la réquisition et les autres actions liées.

Il peut également être nécessaire de prévoir des stipulations visant les expropriations rampantes, qui sont des situations dans lesquelles les États n'exproprient pas directement une centrale, mais prennent des mesures dont l'effet final est que la société de projet ne contrôle plus la centrale, via la mise en place de normes réglementaires coûteuses, de restrictions du contrôle des changes ou de contraintes liées au rapatriement de devises lorsque le tarif du contrat d'achat d'électricité est stipulé en devise locale. Ces mesures peuvent être couvertes par des stipulations relatives à la force majeure politique, au changement de loi ou aux réformes fiscales, qui, sauf si elles font l'objet d'une compensation par l'acheteur, peuvent réduire le projet à néant.

Il est également important que le contrat d'achat d'électricité prévoie ce

qui n'est pas une expropriation. Autrement, l'État pourrait se trouver tenu de verser des indemnités importantes pour avoir pris des mesures légitimes qui sont généralement reconnues comme n'étant pas une expropriation. Les États ont généralement la possibilité de prendre des mesures destinées à la régulation de l'activité économique dans le pays, y compris des mesures de sécurité environnementale et de santé publique et les mesures fiscales liées. Toutefois, cesmesures doivent être prises de bonne foi et ne doivent pas être discriminatoires ou avoir pour objet principal de confisquer des actifs privés. De la même manière, quand une société de projet conclut des conventions avec des sociétés publiques responsables d'infrastructures associées, comme la transmission ou le transport du gaz, il est également important de distinguer l'expropriation, qui est essentiellement un acte politique, et des litiges commerciaux, qui doivent être traités selon les règles prévues par ces contrats.

Les sociétés de projet soutiennent généralement que l'expropriation devrait être traitée comme une résiliation prévue par le contrat d'achat d'électricité, pour laquelle la société de projet devrait être totalement indemnisée pour la perte des revenus sur la durée de vie restante du contrat d'achat d'électricité. Le calcul précis des indemnités de résiliation fait l'objet de discussions en section 8, « *Obligations Post-Résiliation* ». En tout état de cause, l'indemnisation prévue par le contrat d'achat d'électricité peut ou non être suffisante, en fonction de l'indépendance de l'acheteur vis-à-vis de l'État d'accueil. Plus l'acheteur est indépendant de l'État d'accueil, plus il est facile de soutenir que le risque d'expropriation doit être couvert par la société de projet et les prêteurs d'une autre façon, au lieu d'attendre de l'acheteur qu'il les compense intégralement en cas de survenance d'un tel événement.

En outre, toutes les parties devraient être attentives à l'existence, pour l'acheteur, de sources de financement destinées à payer des indemnités de résiliation en cas d'expropriation. Dans le cas contraire, cette obligation doit être garantie par une garantie souveraine.

Lorsqu'il existe un contrat séparé traitant de l'indemnisation, comme un contrat d'option de vente et d'achat, il faut prévoir avec précision les montants dus en cas d'expropriation, pour éviter toute ambigüité.

Une société de projet peut aussi envisager la mise en place d'une assurance contre le risque politique, émanant d'une institution comme l'Agence Multilatérale de Garantie des Investissements (MIGA), qui appartient au groupe de la Banque Mondiale. L'intérêt de l'assurance de la MIGA ne réside pas seulement dans la certitude d'être payé en cas d'expropriation, mais, de manière plus importante, dans la réduction de la probabilité d'une expropriation en raison du risque de réputation d'un État et des impacts indirects négatifs pour les autres opérations internationales.

7.6. Force majeure

Il est important d'avoir des stipulations claires en ce qui concerne la force majeure dans le contrat d'achat d'électricité, qui doit définir la signification et les conséquences de la force majeure. Il peut aussi précisément décrire ce qui n'est pas couvert par la définition de la force majeure dans le contrat d'achat d'électricité.

Éléments clés de la force majeure

En général, la force majeure est définie par les critères suivants :

- L'événement a des conséquences négatives significatives sur la capacité d'une partie à exécuter ses obligations contractuelles.
- L'événement ne résulte pas de la faute de la partie qui invoque la force majeure et échappe au contrôle raisonnable de cette partie.
- L'événement ne pouvait raisonnablement pas être prévu par cette partie et aucune mesure raisonnable ne pouvait être prise pour éviter ou atténuer ses conséquences.

Parfois, la définition s'étend au-delà de l'événement pour couvrir les conséquences de l'événement dans la durée. Par exemple, lorsqu'une inondation importante et imprévue endommage la centrale électrique, et si le drainage des eaux prend jusqu'à un mois avant que les dégâts puissent être évalués, l'exonération de la force majeure peut courir au-delà du jour de la survenance de l'inondation et couvrir les conséquences de l'inondation.

Il est aussi important de clarifier ce qui n'est pas compris dans le champ de la force majeure. Si la production d'une centrale électrique est arrêtée en raison d'une mauvaise opération de maintenance, cela n'entre pas dans la définition de la force majeure. Ce serait également le cas si la société de projet n'avait pas prévu d'approvisionnement suffisant en combustible pour lui permettre de produire la totalité de la capacité contractuelle. Ces deux cas sont raisonnablement prévisibles et pouvaient être évités

par des mesures raisonnables (c'est-à-dire une maintenance appropriée ou des contrats de fourniture de combustible adéquats). De même, l'acheteur ne peut pas prétendre que l'indisponibilité des fonds est un cas de force majeure.

Catégories de force majeure

La force majeure au titre du contrat d'achat d'électricité peut être composée de plusieurs catégories, les principales étant la force majeure politique locale, la force majeure politique étrangère, et la force majeure naturelle.

La **force majeure politique locale** couvre les événements qui sont provoqués par le gouvernement de l'État d'accueil ou qui pourraient être évités, contrôlés ou atténués par le gouvernement. Les événements de cette catégorie incluent les émeutes généralisées, les désordres civils, les actes de terrorisme, et les grèves industrielles à l'échelle nationale. Le champ d'application de la force majeure politique locale couvre également l'incapacité du réseau de transport à absorber l'électricité d'une centrale électrique lorsque le réseau de transport est détenu par l'État, de même que l'indisponibilité des autres infrastructures nécessaires au fonctionnement de la centrale électrique et qui seraient détenues ou contrôlées par l'État. Certains événements de changement de loi peuvent aussi être considérés comme des cas de force majeure politique, comme par exemple l'introduction de restrictions aux paiements vers l'étranger, qui empêchent l'exécution des paiements prévus à destination des investisseurs et prêteurs étrangers.

La **force majeure politique étrangère** couvre en général les actes de nature politique qui ont une origine étrangère mais ont néanmoins un impact négatif significatif sur la capacité d'une partie à exécuter les obligations prévues au titre du contrat d'achat d'électricité. Par exemple, une grève industrielle dans un pays étranger peut empêcher l'exportation d'une pièce critique de la centrale comme une turbine de remplacement fabriquée à l'étranger, vers le pays où la centrale est située. Un embargo commercial peut avoir un impact équivalent.

La **force majeure naturelle** couvre les événements tels que les inondations, les ouragans, les tremblements de terre, tsunamis et autres événements météorologiques ou naturels ayant un impact négatif significatif sur la capacité d'une partie à exécuter ses obligations contractuelles.

Exemple : Le Kenya a fait récemment l'expérience de demandes de force majeure du fait d'émeutes, problèmes territoriaux et incidents avec des pirates somaliens et le groupe terroriste Al Shabaab. Ces faits ont amené les autorités kényanes à tenter de redéfinir les cas de force majeure locaux et extérieurs dans leurs contrats d'achat d'électricité et les contrats liés. En réponse aux émeutes et problématiques territoriales, le Kenya cherche en particulier à limiter la responsabilité du gouvernement en cas de force majeure politique aux incidents causés, directement ou indirectement, par l'action ou l'inaction de l'État. Le Kenya cherche aussi à exclure la piraterie des cas de force majeure et à limiter les compensations dues pour le terrorisme uniquement à ce qui est couvert par les assurances. Il convient de noter que la tentative du Kenya de réduire la protection liée aux cas de force majeure rencontre de la résistance sur le marché et que l'impact que ce transfert de risque aux sociétés de projet aura sur le coût des projets et sur l'accès au financement n'est pas encore connu.

Extension de la force majeure

De façon générale, un contrat d'achat d'électricité prévoit que l'exonération pour cas de force majeure s'étend, au-delà du contrat d'achat d'électricité, aux autres contrats auxquels les parties au contrat d'achat d'électricité sont également parties, y compris les contrats de fourniture et de transport de combustible, le contrat EPC, et les contrats de transmission. Ainsi, lorsque la survenance d'un cas de force majeure empêche le fournisseur ou le transporteur du combustible de fournir le combustible à la centrale électrique, la société de projet peut demander à être exonérée de ses obligations contractuelles prévues par le contrat d'achat d'électricité relatives à la disponibilité minimum de la centrale. Étant donné qu'une partie au contrat d'achat d'électricité peut vouloir s'exonérer de ses obligations du fait de cas de force majeure se produisant au titre d'autres contrats, il est important de chercher à harmoniser le concept de force majeure dans tous les

contrats. Autrement, il ya un risque qu'un événement défini comme un événement de force majeure dans le contrat d'interconnexion par exemple, ne soit pas considéré comme cas de force majeure dans le contrat d'achat d'électricité. Par conséquent, en raison de cette mauvaise concordance, l'événement pourrait ne pas exonérer une partie de ses autres obligations contractuelles.

Exonérations des obligations contractuelles résultant de la force majeure

Comme indiqué précédemment, une partie qui invoque la force majeure cherche généralement à s'exonérer de ses obligations contractuelles pendant la durée du cas de force majeure. Si la durée de la force majeure est prolongée, le contrat d'achat d'électricité précise généralement la durée pendant laquelle l'exonération des obligations s'appliquera, avant que les parties non affectées puissent solliciter la résiliation du contrat.

Dans un contrat d'achat d'électricité, il est souvent important d'établir une distinction entre la force majeure affectant l'acheteur et celle affectant la société de projet. Lorsque l'acheteur est concerné par la force majeure, le contrat d'achat d'électricité prévoit généralement le maintien des paiements de capacité et d'électricité pendant la durée de la force majeure. Si, en conséquence de l'événement de force majeure affectant l'acheteur, la Date de Mise en Exploitation Commerciale est reportée, la société de projet peut réclamer la **mise en exploitation commerciale réputée**. Dans ce cas, la société de projet est fondée à recevoir des **paiements de capacité réputée** couvrant le service de la dette (qui aura commencé à la Date de Mise en Exploitation Commerciale initialement prévue) et les coûts additionnels provoqués par le retard.

Une société de projet voudra également une compensation financière ainsi qu'une exonération des délais contractuels lorsqu'elle est affectée par un cas de force majeure de politique locale.

7.7. Assurances

De la phase d'étude et à la phase d'exploitation, en passant par la phase de construction, il existe une multitude de risques qui peuvent être atténués à travers l'assurance.

Phase de construction

Pendant la phase de construction, le contractant EPC est responsable à titre principal de l'obtention d'une assurance contre les dommages causés aux biens et les accidents corporels. Les catégories de couverture incluent :

- Assurance Tous Risques (Dommages aux Biens) – couvre en général le coût de remplacement de la centrale ;
- Assurance de Responsabilité Employeur – couvre en général la responsabilité d'un employeur en cas de maladie, décès ou blessure de ses employés, résultant des conditions ou des pratiques de travail ; et
- Assurance Tous Risques Fret Maritime– couvre en général le coût de remplacement des matériels et équipements acheminés par voie maritime et destinés à être intégrés dans la centrale électrique.

Phase d'exploitation commerciale

Dès le début de l'exploitation commerciale de la centrale, la société de projet supporte la responsabilité de la souscription et du maintien des assurances tous risques (dommages aux biens) et de l'assurance responsabilité employeur.

En outre, la société de projet peut aussi vouloir une assurance contre le risque politique dans le cas d'un État qui ne respecterait pas ses engagements ou garanties en ce qui concerne les points suivants (le cas échéant) :

- libre convertibilité de la devise et disponibilité de réserves de devises étrangères suffisantes ;

- Absence de changement de loi et de fiscalité, ou annulation des avantages fiscaux, qui a pour effet d'affecter négativement le projet ;
- Annulation de permis ou de concessions, et/ou expropriation.

Dans tous les cas, la couverture d'assurance précise pour un projet particulier sera déterminée au cas par cas, après consultation d'un conseiller spécialiste en assurance. Les prêteurs exigent généralement qu'un expert en assurance soit missionné pour les conseiller sur l'adéquation du programme d'assurance au projet de centrale.

7.8. Résumé des points essentiels

Gestion des risques

Répartition des risques : chaque risque inhérent au contrat d'achat d'électricité doit être alloué à la partie la plus à même d'atténuer ce risque.

1. **Risques du vendeur :** le vendeur supporte généralement les risques associés aux obligations de construction et d'exploitation prévues par le contrat d'achat d'électricité. Cela peut inclure le risque de défaut de démarrage de la construction, le retard de la Date de Mise en Exploitation Commerciale, et les manquements de la centrale, une fois en exploitation, aux exigences de capacité.
2. **Exceptions aux risques du vendeur :** en cas de manquement à ses obligations, le vendeur peut se voir exonérer lorsque le retard est le résultat de l'action (ou de l'inaction) de l'acheteur. Dans ce cas, le vendeur peut se voir accorder des délais supplémentaires ou une indemnité pour les coûts additionnels subis lors de la résolution des retards.
3. **Risques de l'acheteur :** le risque de demande plus faible que prévue sur le marché de l'électricité est généralement transmis à l'acheteur via la mise en place de paiements de capacité en cas de projets de centrales dispatchables, ou par l'engagement d'acheter toute l'électricité générée et livrée par la centrale, en cas de projets de centrales d'énergie renouvelable non-dispatchables. L'acheteur peut également supporter les risques liés à la fourniture de combustible par la mise en place de contrats de « *tolling* ».

Risques généraux

1. **Force majeure :** Le vendeur ou l'acheteur peuvent être exonérés des obligations du contrat d'achat d'électricité en raison de la survenance d'événements échappant à leur contrôle et qu'ils ne pouvaient raisonnablement pas prévoir. Outre l'exonération de ses obligations, le vendeur peut également percevoir des paiements de capacité en cas de survenance de certains événements de force majeure.
2. **Clauses de stabilisation :** Les changements de loi ou de fiscalité peuvent générer des risques pour le vendeur en modifiant structurellement les données économiques du contrat initial. Le contrat d'achat d'électricité contient généralement des clauses permettant au vendeur d'être économiquement remis dans la situation initiale en cas de modification substantielle.
3. **Changement de contrôle :** Les contrats d'achat d'électricité cherchent à restreindre la capacité du vendeur à changer d'actionnaire(s) de contrôle dès lors que l'acheteur a accepté de conclure le contrat d'achat d'électricité sur la base des capacités financières du/des associé(s) contrôlant la société de projet. Les prêteurspeuvent avoir des exigences similaires.

Risques de Change

1. **Risque de convertibilité** : Si les paiements effectués au titre du contrat d'achat d'électricité se font dans la devise locale, mais que la dette du projet est libellée dans une devise étrangère, la société de projet court le risque de ne pas pouvoir convertir la devise locale en devise étrangère pour pouvoir rembourser la dette. Il existe diverses approches pour traiter ce risque dans le contrat d'achat d'électricité.

8. Défaut et Résiliation

8.1. Introduction

Les parties à un contrat tel que le contrat d'achat d'électricité ont généralement l'intention de créer une relation contractuelle de longue durée qui durera jusqu'au terme prévu par le contrat. La résiliation d'un contrat d'achat d'électricité est un évènement qui n'est quasiment jamais dans l'intérêt de l'une ou l'autre partie. Dans l'idéal, le contrat d'achat d'électricité devrait être structuré pour encourager les parties à maintenir et entretenir la relation contractuelle.

Ce chapitre vise à donner des indications sur les circonstances et les évènements qui peuvent conduire une partie non fautive à exercer son droit de résiliation du contrat d'achat d'électricité. La liste des cas de défaillance du présent chapitre n'est pas exhaustive, et il faut toujours se référer au contrat d'achat d'électricité effectivement conclu et au cadre législatif et réglementaire du pays dans lequel la centrale électrique est implantée.

Ce chapitre présente ensuite une analyse des évènements qui ne sont pas attribuables à la faute de l'une ou l'autre des parties, ce qui est souvent désigné par le terme « cas de résiliation autres que des cas de défaillance ». Ces événements donnent le droit aux parties, en ultime recours, de résilier le contrat d'achat d'électricité, par exemple, en cas de force majeure prolongée.

Ce chapitre présente enfin une analyse des conséquences de la résiliation et les recours dont la partie non défaillante peut se prévaloir. Une attention particulière est accordée au calcul des indemnités de résiliation, qu'elles soient prévues au sein du contrat d'achat d'électricité, d'un contrat d'option de vente et d'achat ou d'un autre contrat similaire.

8.2. Types de défaillances

Cas de défaillance de l'acheteur

Les cas de défaillance de l'acheteur que l'on retrouve habituellement dans un contrat d'achat d'électricité sont énumérés ci-dessous. Il est important de noter que les périodes de remédiation sont données à titre d'illustration pour comprendre la chronologie des évènements. Dans un contrat d'achat d'électricité, les périodes de remédiation sont habituellement négociées entre les parties et dépendent de la nature du marché, de la structure du projet et de la technologie de production.

Défaut de paiement	Défaut de paiement de toute somme due à la société de projet dans le délai de remédiation prévu après réception d'une mise en demeure du retard de paiement.
Insolvabilité	Cas de faillite et d'insolvabilité, qui comprend la désignation d'un liquidateur, administrateur, fiduciaire, dépositaire ou autre mandataire dans le cadre d'une procédure engagée contre l'acheteur et l'incapacité d'annuler ou de révoquer cette désignation dans les [90]* jours suivant l'introduction de l'instance intentée contre l'acheteur.
Fausse déclaration	Fausse déclaration de l'acheteur qui a un impact significatif défavorable sur la capacité de la société de projet à exécuter ses obligations en vertu du contrat d'achat d'électricité, et à laquelle n'a pas été remédié (si une telle remédiation est possible), dans les [30 à 60]* jours d'une mise en demeure à cet effet.
Non-respect par l'acheteur du calendrier de construction	L'incapacité de l'acheteur à atteindre une étape du calendrier de construction de l'infrastructure d'interconnexion pour des raisons qui ne sont pas attribuables à la force majeure, ni à la défaillance de la société de projet (liée à l'infrastructure d'interconnexion et tout autre infrastructure associée que l'acheteur est tenu de construire), et qui n'est pas résolue dans la période de remédiation raisonnable, définie eu égard à la complexité des infrastructures associés que l'acheteur doit construire, et à l'impact potentiel du retard sur le calendrier prévu pour la construction de la centrale électrique.
Défaut au titre d'un autre contrat clé du projet.	La survenance d'un cas de défaut de l'acheteur ou de l'État d'accueil au titre d'un autre contrat clé du projet.
Changement de loi	La survenance d'un changement de loi qui, pour une période de [90 à 180]* jours, rend nul ou inopposable un droit significatif de la société de projet et/ou restreint le rapatriement des dividendes ou le remboursement des prêts, et dont l'effet n'est pas atténué par des engagements de l'État d'accueil de soutien au crédit pour couvrir ces évènements.
Cession	La cession du contrat d'achat d'électricité (y compris par la réorganisation ou la privatisation de l'acheteur) en violation d'une disposition du contrat qui en interdit la cession.
Manquement significatif	Tout autre manquement significatif de l'acheteur à ses obligations contractuelles, auquel il n'est pas remédié dans les 30 jours suivant mise en demeure à cet effet (ou que l'acheteur a commencé à remédier dans les 30 jours mais n'a pas achevé dans les 90 à 180 jours).

* le nombre de jours est purement indicatif. Le délai sera négocié par les parties au contrat d'achat d'électricité.

Cas de défaillance de la société de projet

Les cas de défaillance typiques de la société de projet susceptibles de permettre à un acheteur de résilier le contrat d'achat d'électricité sont énumérés ci-dessous. Les périodes de remédiation sont essentiellement données à titre indicatif et doivent être négociées entre les parties. L'applicabilité de ces cas à un projet particulier dépend dans une large mesure de la structure du projet.

Incapacité à parvenir au bouclage financier	Incapacité à parvenir au bouclage financier dans les [90]* jours de la date de bouclage financier prévue, pour des raisons non imputables à un manquement de l'acheteur.
Insolvabilité	Cas d'insolvabilité, (désignation d'un liquidateur, administrateur, fiduciaire, dépositaire ou mandataire exerçant une fonction similaire dans une procédure engagée contre la société de projet et non -annulation ou révocation d'une telle désignation dans les [90]* jours suivant l'introduction de l'instance contre la société de projet).
Fausse déclaration	Fausse déclaration ayant un effet significatif défavorable sur la capacité de l'acheteur à exécuter ses obligations au titre du contrat d'achat d'électricité, à laquelle il n'a pas été remédié (si elle est susceptible de remédiation), dans les [30 à 60]* jours suivant mise en demeure.
Défaut de commencement de la construction	Défaut de notification de l'ordre de service au contractant EPC dans les [10 à 15]* jours suivants le bouclage financier.
Incapacité à atteindre la Date de Mise en Exploitation Commerciale contractuellement prévue	Non-atteinte de la Date de Mise en Exploitation Commerciale dans les [180]* jours de la date contractuellement prévue pour des raisons non imputables à la force majeure ou à un manquement de l'acheteur, ou non-atteinte de la Date de Mise en Exploitation Commerciale à la date butoir prévue par le contrat.
Abandon	Abandon du projet pendant [30]* jours ou davantage.
Défaut d'assurance	Violation d'une obligation de la société de projet de souscrire ou de maintenir une police d'assurance (après notification et si cette violation ne résulte pas de l'indisponibilité de cette assurance à des conditions commerciales raisonnables).

Autorisations	Défaut de maintien d'une autorisation gouvernementale (pour des raisons autres que la non délivrance par l'État de l'autorisations à la suite du dépôt par la société de projet de la demande d'autorisation et des justificatifs requis par la loi applicable et du paiement des frais requis par la loi applicable).
Défaut d'exploiter conformément aux pratiques prudentes d'exploitation	Manquement répété à l'obligation d'exploiter conformément aux pratiques prudentes d'exploitation
Seuils de disponibilité	Pour les centrales de production d'électricité dispatchables, incapacité à atteindre le niveau minimum de disponibilité, combinée à une incapacité à proposer et mettre en œuvre un plan de remédiation conçu pour atteindre la disponibilité minimum dans les délais convenus.
Cession	Cession du contrat d'achat d'électricité en violation d'une stipulation du contrat qui en interdit la cession.
Changement de contrôle	Changement de contrôle de la société de projet sans autorisation.
Manquement significatif	Tout autre manquement significatif de la société de projet auquel il n'est pas remédié dans les [30]* jours suivant mise en demeure à cet effet (ou que l'acheteur a commencé à remédier dans les 30 jours mais n'a pas achevé dans les [90 à 180] jours).

8.3. Mise en demeure, période de remédiation et droits des prêteurs

Mise en demeure et période de remédiation

Le contrat d'achat d'électricité lui-même contient des périodes de remédiation en cas de défaillance de la société de projet. Il s'agit de délais dont la société de projet dispose pour remédier à un cas de défaut particulier avant que l'acheteur ait le droit d'exercer un recours. Les prêteurs peuvent demander des périodes de remédiation plus longues que celles convenues entre la société de projet et l'acheteur. Les prêteurs voudront également une notification directe de ces défaillances. Si les prêteurs n'exercent pas leur droit de remédiation pendant cette durée étendue, l'acheteur pourra exercer les recours dont il dispose en vertu du contrat d'achat d'électricité.

En général, l'acheteur sera d'accord avec cette demande des prêteurs, jusqu'à un certain point. Si les prêteurs désirent remédier aux défaillances de la société de projet, cela peut être un avantage pour l'acheteur. Cependant, pour les acheteurs des périodes de remédiation prolongées peuvent rendre plus difficile l'exercice de leurs droits à recours. La durée de ces périodes de remédiation étendues doit être négociée.

Droits des prêteurs

Les prêteurs craignent que la société de projet manque à ses obligations au titre du contrat d'achat d'électricité, car cela pourrait avoir pour conséquence d'ouvrir à l'acheteur le droit de résilier le contrat d'achat d'électricité et en définitive, nuire à la capacité de la société de projet de rembourser les prêteurs. Par

conséquent dans le cadre d'un financement de projet classique, les prêteurs exigeront d'être notifiés de toute défaillance, que des périodes de remédiation minimales soient fixées, et de disposer du droit de pallier la défaillance et de substituer la société de projet (droits de *step-in*) pour remédier directement à un cas de défaillance de la société de projet. Ces sujets sont souvent traités au moyen d'accords directs.

Les prêteurs peuvent demander des clauses équivalentes, telles que notifications, périodes de remédiation et droits d'intervention dans le cadre d'autres documents essentiels au projet, mais leurs craintes sont surtout centrées sur le contrat d'achat d'électricité, puisque c'est le contrat au titre duquel la société de projet perçoit ses revenus.

Droits d'intervention des prêteurs (*step-in*)

Pour les cas de défaillance de la société de projet les plus importants, les prêteurs peuvent décider qu'il est nécessaire de pallier la défaillance et substituer la société de projet.

Comme pour les avis et périodes de remédiation, l'acheteur est généralement d'accord pour consentir ce droit d'intervention aux prêteurs, mais il ne souhaite pas leur accorder une durée d'intervention aussi longue que ce que les prêteurs demandent habituellement. Les prêteurs vont généralement soutenir que la décision d'intervenir et de substituer la société de projet dans ses droits et obligations nécessite une délibération préalable, en particulier si le groupe de prêteurs est relativement étendu, et qu'il faut un vote pour autoriser l'agent des prêteurs à intervenir. D'un autre côté, l'acheteur souhaite limiter les délais afin de pouvoir exercer un recours contre la société de projet qui viole ses obligations en vertu du contrat d'achat d'électricité.

Novation/ Substitution

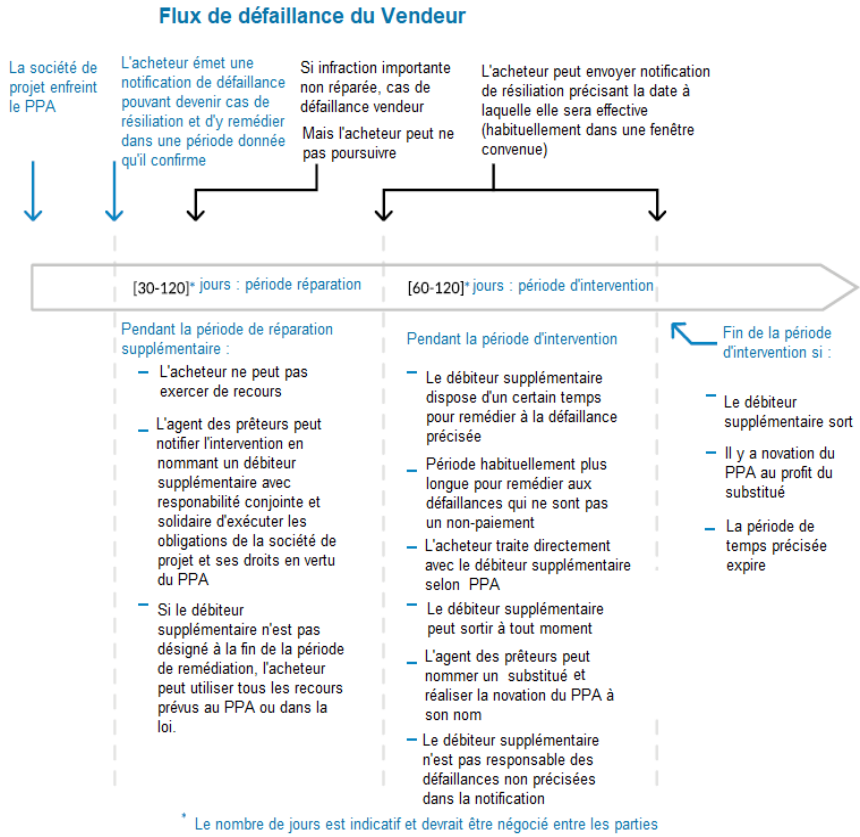
Outre le fait que les prêteurs puissent remédier à une défaillance de la société de projet au titre du contrat d'achat d'électricité pendant la période de remédiation ou substituer la société de projet durant la période ouvrant droit à substitution au titre de l'accord direct, une troisième hypothèse est que la société de

projet informe qu'elle n'est plus en mesure de poursuivre l'exploitation du projet. La solution la plus simple pour toutes les parties est alors d'identifier un ou plusieurs nouveaux actionnaires pour la société de projet (qui mettra en place une nouvelle équipe de direction si besoin) et de réaliser les sûretés des prêteurs sur les parts sociales ou actions de la société de projet et les transférer au(x) nouveau(x) actionnaire(s). Dans ce cas, tous les contrats et les actifs demeurent dans la société de projet existante.

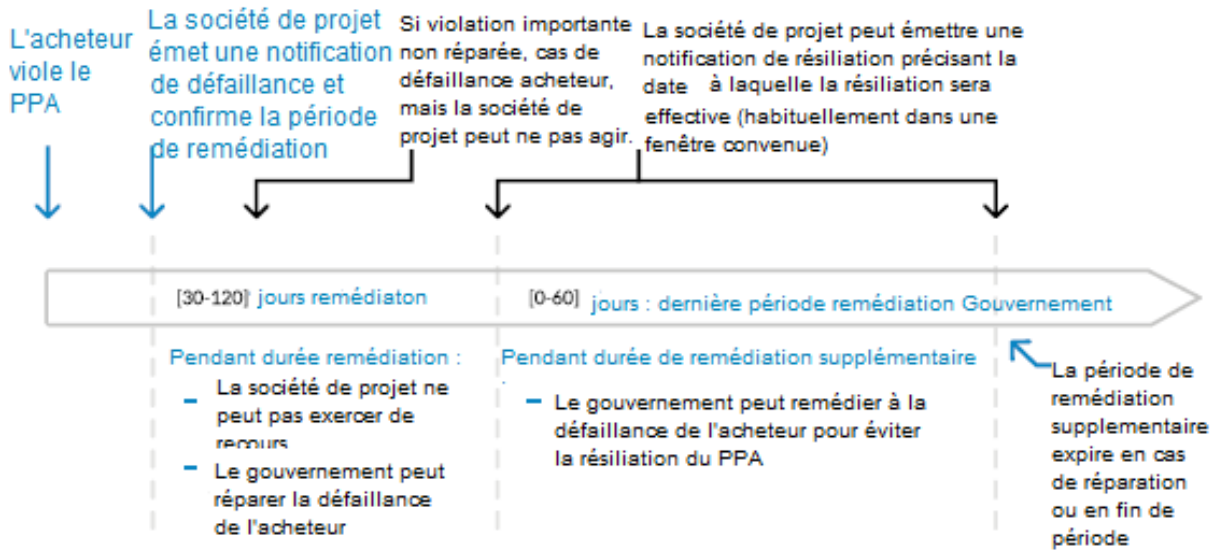
Cependant dans certains cas, la société de projet pourra avoir encouru une dette non quantifiable que le nouvel actionnaire n'est pas désireux de reprendre. Dans ce cas, le nouvel actionnaire constituera une nouvelle société de projet, et les actifs du projet (y compris tous les droits contractuels) seront transférés à cette nouvelle société, qui prendra effectivement le rôle de l'ancienne société de projet, et cette dernière sera retirée du projet.

Le contrat d'achat d'électricité (et d'autres documents essentiels du projet) devront prévoir un tel transfert ou devront être renégociés avant que les prêteurs puissent transférer le projet à l'entité substituée. Ce transfert est généralement qualifié de **novation** du contrat d'achat d'électricité. L'acheteur (et d'autres contreparties contractuelles essentielles) peut se réserver le droit d'approuver l'entité substituée, bien que les prêteurs craignent que cette approbation puisse retarder le processus.

Organigrammes de défaillance



Flux de la défaillance Acheteur



* Le nombre de jours est indicatif et devrait être négocié entre les parties

8.4. Cas de résiliation autres que des cas de défaillance

Si l'exécution du contrat d'achat d'électricité est rendue impossible du fait de circonstances non imputables à la faute de l'une ou l'autre des parties, l'acheteur ou la société de projet pourront résilier le contrat. Cette situation survient principalement dans les cas de force majeure, tant politique que non politique, qui persistent pour une période de temps prolongée et rendent impossible par les l'exécution par les parties de leurs obligations au titre du contrat d'achat d'électricité.

L'acheteur pourra résilier pour les raisons suivantes	**La société de projet pourra résilier pour les raisons suivantes**
Cas de force majeure naturelle prolongé	Cas de force majeure naturelle prolongé
Cas de force majeure de politique étrangère prolongé	Cas de force majeure de politique étrangère prolongé
Cas de force majeure de politique locale prolongé, si :	Cas de force majeure de politique locale prolongé, si :
1. Le cas de force majeure de politique locale rend l'exécution du contrat d'achat d'électricité illégale ou impossible.	1. Le cas de force majeure de politique locale rend l'exécution du contrat d'achat d'électricité illégale ou impossible, et l'acheteur décide de ne pas continuer à payer les redevances de capacité.
2. Contraintes en matière d'approvisionnement de combustible qui perdurent malgré les efforts raisonnables déployés afin de mettre en place un approvisionnement alternatif (dépend de la technologie)	

8.5. Obligations post-résiliation

Dans le contexte d'un marché émergent, si le secteur de l'électricité n'est pas complètement dégroupé et qu'il n'y a pas de concurrence pour la vente en gros ou au détail, il n'existe ordinairement qu'un seul débouché pour la vente de l'électricité de la centrale : l'acheteur. Si le contrat d'achat d'électricité est résilié, la société de projet ne pourra plus générer de revenus parce qu'elle ne disposera plus d'acheteur pour son électricité. Bien que dans un tel scénario la société de projet pourrait en théorie démanteler la centrale électrique et la vendre à un acheteur d'un autre pays, en pratique, c'est généralement difficilement faisable techniquement et inintéressant d'un point de vue économique. Même s'il est possible de revendre les actifs du projet, le développeur du projet ne réalisera pas l'investissement projeté comme cela aurait été le cas si le projet avait été exploité pendant toute la durée du contrat d'achat d'électricité.

Afin de limiter ce risque, les investisseurs et les prêteurs demandent que l'acheteur ou l'État accepte, dans le contrat d'achat d'électricité ou dans un accord séparé (tel qu'une garantie souveraine, un accord de soutien gouvernemental, ou contrat d'option d'achat ou de vente) d'acheter la centrale avec toutes les installations et infrastructures associées (ou toutes les actions du capital de la société) et de compenser la perte du retour sur investissement sur le capital investi à long terme dans le cas où le contrat d'achat d'électricité est résilié.

L'obligation d'acheter le projet après la résiliation d'un contrat d'achat d'électricité peut prendre la forme d'une compensation pour résiliation (qui est également dénommé indemnité de résiliation) ou d'une option de vente et d'achat.

Après les explications relatives aux obligations post-résiliation, ce chapitre s'emploie à détailler les divers calculs nécessaires pour déterminer le montant des indemnités de résiliation.

Indemnité de résiliation

L'indemnité de résiliation est un montant prédéfini que l'acheteur ou l'État devra verser à la société de projet en échange du rachat de tous les actifs de la société de projet.

Dans le cas d'un contrat d'option d'achat ou de vente, les obligations postérieures à la résiliation seront structurées sous formes d'options de vente et d'achat.

Une **option de vente** est habituellement une combinaison des éléments suivants :

- Une option en faveur de la société de projet d'exiger que l'acheteur ou l'État achète les actifs de la société de projet.
- Une option en faveur des actionnaires de la société de projet d'exiger que l'acheteur ou l'État achète toutes les actions de la société de projet à un prix calculé conformément à une formule prédéfinie par les parties.

Une **option d'achat** est habituellement une combinaison des éléments suivants :

- Une option en faveur de l'acheteur ou de l'État d'acheter les actifs de la société de projet.
- Une option en faveur de l'acheteur ou de l'État d'acheter toutes les actions de la société de projet à un prix calculé par une formule prédéfinie par les parties.

Même si cela n'est pas explicite, les obligations post-résiliation structurées sous forme d'indemnité de résiliation, qu'elles apparaissent dans un accord de mise en œuvre, une garantie souveraine ou un autre accord de soutien gouvernemental, produisent des effets similaires au contrat d'option de vente ou d'achat. Ainsi, l'acheteur et l'État peuvent ne pas avoir un droit explicite d'acheter la centrale électrique en vertu d'une garantie souveraine, mais le droit de l'acheteur de résilier le contrat d'achat d'électricité va effectivement conduire nécessairement à la cession de la centrale par la société de projet. De ce fait, l'acheteur aura le

droit d'acheter la centrale électrique en vertu de son droit à résiliation qu'il tient du contrat d'achat d'électricité, même si ce droit n'est pas explicitement prévu par un contrat d'option d'achat ou de vente. De plus, les garanties souveraines sont habituellement émises au soutien des acheteurs qui sont des sociétés détenues par l'État, ce qui rend la question de savoir qui détient les droits de rachat entre l'acheteur et l'État quelque peu secondaire.

La section qui suit examine si un acheteur sera dans l'obligation acheter et si une société de projet ou ses actionnaires seront dans l'obligation de vendre le projet ou les actions de la société de projet du fait de la résiliation du contrat d'achat d'électricité à la suite de certains évènements. Le prix de rachat peut varier d'un motif de résiliation à un autre.

Cas de défaillance de l'acheteur

Il est généralement admis que la société de projet et les actionnaires auront le droit de vendre la centrale électrique (ou les actions de la société de projet) si le contrat d'achat d'électricité est résilié à la suite d'un cas de défaillance de l'acheteur.

Cas de défaillance de la société de projet

L'acheteur a généralement l'obligation d'acheter la centrale du fait de la résiliation d'un contrat d'achat d'électricité par l'acheteur. Cependant dans les cas où l'acheteur résilie le contrat d'achat d'électricité à la suite d'une défaillance de la société de projet liée à un risque de construction, l'acheteur a le droit mais pas nécessairement l'obligation d'acheter la centrale.

Il est à noter que même si l'acheteur a l'obligation d'acheter la centrale électrique après résiliation du contrat d'achat d'électricité du fait d'une défaillance de la société de projet, l'acheteur devra entreprendre des démarches pour résilier le contrat d'achat d'électricité. En conséquence, l'obligation d'acheter la centrale demeure soumise à la résiliation du contrat d'achat d'électricité par l'acheteur.

Expropriation

L'expropriation de toute ou partie des actifs de la société de projet ou des actions de la société de projet constitue normalement un cas de défaillance de l'acheteur. Dans ces circonstances, la contrepartie du droit à indemnité de résiliation comprendra : (a) tous les actifs (ou actions/parts sociales) qui n'ont pas été expropriés ; (b) la mainlevée par les prêteurs des sûretés qu'ils détiennent sur les actifs et les actions de la société de projet ; et (c) la renonciation par la société de projet (ou ses actionnaires) à toute réclamation qu'ils pourraient avoir contre l'acheteur ou l'État d'accueil du fait de l'expropriation.

Le prix d'achat à payer dans ce scénario doit être réduit de toute compensation déjà reçue par la société de projet ou les actionnaires en compensation des actifs (ou des actions/parts sociales) qui ont été expropriés.

Cas de force majeure politique prolongé affectant la société de projet

En règle générale, le droit de vendre ou d'acheter pourra être exercé si l'une ou l'autre des parties résilie le contrat d'achat d'électricité du fait d'un cas de force majeure politique prolongé. Il est à noter cependant qu'un cas de force majeure politique prolongé peut ne pas ouvrir droit à la société de projet de résilier le contrat d'achat d'électricité si l'acheteur continue de faire les paiements de capacité (dans le cas d'une centrale thermique) ou les paiements d'énergie réputée livrée (en cas d'énergie renouvelable intermittente) pendant la durée du cas de force majeure politique prolongé.

L'acheteur peut soutenir qu'il devrait avoir le droit d'acheter la centrale électrique après la résiliation du contrat d'achat d'électricité faisant suite à un cas de force majeure politique prolongé, puisque l'acheteur (contrairement à l'État) n'est pas susceptible d'empêcher la survenance de cas de force majeure politique. Alternativement, il pourrait également soutenir que puisque l'État n'est pas capable d'empêcher des évènements qui constituent des cas de force majeure politique, l'acheteur devrait avoir le droit d'acheter la centrale après résiliation du contrat

d'achat d'électricité en raison d'un cas de force majeure politique prolongé qui échappe au contrôle de l'État d'accueil.

Cas de force majeure politique prolongé affectant l'acheteur

Outre une obligation de construire des infrastructures associées à la centrale (le cas échéant), les principales obligations de l'acheteur sont des obligations de paiement, dont l'acheteur n'est pas exonéré du fait de la force majeure. De ce fait, la survenance d'un cas de force majeure politique prolongé est peu probable après que ces installations ou infrastructures associés auront été construites.

Comme dans le cas de la force majeure politique prolongée affectant la société de projet, l'acheteur peut soutenir qu'il devrait avoir le droit d'acheter la centrale si le contrat d'achat d'électricité est résilié à la suite d'un cas de force majeure politique prolongé affectant sa capacité à exécuter le contrat d'achat d'électricité, puisque l'acheteur (contrairement à l'État) n'est probablement pas en mesure d'empêcher des cas de force majeure politiques.

Cas de force majeure naturelle prolongé affectant la société de projet

La société de projet aura le droit de vendre la centrale à l'acheteur si le contrat d'achat d'électricité est résilié suite à un cas de force majeure naturelle prolongé affectant la société de projet.

L'acheteur peut soutenir que la société de projet ne devrait pas bénéficier d'un droit de vendre la centrale car le contrat d'achat d'électricité requiert que la société de projet assure ses actifs, et dans le cas où les assurances ne couvrent pas un cas de force majeure naturelle, ce risque devrait être supporté par la société de projet. Il est peu probable que les prêteurs acceptent une telle clause si le risque de force majeure naturelle n'est pas intégralement ou en grande partie assurable.

Il est habituel que l'acheteur ait le droit d'acheter la centrale si le contrat d'achat d'électricité est résilié par l'une ou l'autre des parties du fait d'un cas de force majeure naturelle prolongé affectant la société de projet.

Cas de force majeure naturelle prolongé affectant l'acheteur

Il est habituel que la société de projet ait le droit de vendre la centrale à l'acheteur si le contrat d'achat d'électricité est résilié par l'une ou l'autre partie du fait d'un cas de force majeure naturelle prolongé affectant l'acheteur.

Le même argument s'applique en cas de force majeure politique ou naturelle prolongé affectant l'acheteur. L'acheteur peut soutenir qu'il devrait avoir le droit d'acheter la centrale si le contrat d'achat d'électricité est résilié suite à un cas de force majeure naturelle prolongé affectant sa capacité à exécuter ses obligations en vertu du contrat d'achat d'électricité dans la mesure où est peu probable qu'il soit capable d'empêcher un cas de force majeure naturelle.

Prix d'achat

Les prix d'achat varient en fonction de l'évènement déclencheur. Pour fournir des incitations adéquates à toutes les parties, il est approprié de diviser les évènements déclencheurs en trois catégories :

- **Défaillance imputable à l'acheteur :** Les évènements déclencheurs qui sont imputables à l'acheteur ou à l'État d'accueil donneront lieu au paiement du prix d'achat le plus élevé, souvent dénommé « prix d'achat pour défaillance de l'acheteur ».
- **Défaillance imputable au vendeur :** Les évènements déclencheurs imputables à la société de projet ou aux promoteurs donneront lieu au paiement du prix le moins élevé, souvent dénommé « prix d'achat pour défaillance de la société de projet».
- **Résiliation non imputable aux parties :** Les évènements déclencheurs qui ne sont imputables à aucune des deux parties donneront lieu au paiement d'un prix d'achat qui est situé entre le prix d'achat pour défaillance de l'acheteur et le prix d'achat pour défaillance de la société de projet. Ce prix d'achat est souvent appelé « prix d'achat pour force majeure naturelle ».

Même si un grand nombre de méthodes peuvent être utilisées pour calculer le prix d'achat, certaines composantes fondamentales sont couramment utilisées. Ces méthodes de calcul sont décrites dans les deux exemples de calcul de prix indiqués ci-dessous. Dans ces exemples, les variables en noir constituent un socle commun de variables qui figurent dans tous les prix d'achat. Les variables en bleu peuvent être incluses ou non dans la formule de calcul en fonction du prix d'achat. Les variables en rouge sont des méthodes alternatives pour calculer l'une des variables. Il faut souligner que ce sont de simples exemples de la façon dont un prix d'achat peut être calculé.

Ces exemples illustrent les événements déclencheurs usuels et le prix d'achat qui est usuellement payable du fait de l'exercice de l'option d'achat ou de vente de la centrale (ou des parts/actions de la société de projet).

Exemples de calculs du prix d'achat

Le tableau ci-dessous présente un exemple de calcul du prix d'achat.

Prix d'achat pour défaillance de la société de projet avant la mise en service = DO + TC – IP – EP – ER – DM – **USC**

Prix d'achat pour défaillance de la société de projet après la mise en service = DO + TC – IP – EP – ER – DM

Prix d'achat pour défaillance de l'acheteur = DO + TC – IP – EP – ER – DM + **SCO** + PTRSCO

Prix d'achat pour la force majeure naturelle = DO + TC – IP – EP – ER – DM + **SCO**

Variable	Signification
DO	Montant de la dette* plus coûts de rupture des couvertures de taux d'intérêt et de taux de change
TC	Coûts de résiliation *(taxes dues au transfert, coûts de résiliation d'autres contrats de projet)*
IP	Indemnités d'assurance
EP	Indemnité d'expropriation *(indemnités payées ou payables conformément à la loi applicable en cas d'expropriation)*
ER	Réparations environnementales *(coûts de remise en état du site, conformément aux conditions requises par le contrat d'achat d'électricité)*
DM	Coûts de maintenance différée *(coûts nécessaires pour remettre en état la centrale conformément aux exigences de maintenance du titre du contrat d'achat d'électricité, tel que déterminé par un ingénieur indépendant)*
USC	**Apports en fonds propres souscrits qui auraient déjà dû être libérés**
SCO	**Encours des fonds propres de la société de projet** *(en supposant que les fonds propres sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire)*
PTRSCO	**Retour sur investissement post résiliation sur l'encours des fonds propres** *(un retour de X% sur l'encours des fonds propres sur une période fixe convenue).*

**Négociation :* L'acheteur souhaitera que le montant du principal de la dette soit spécifié en annexe au contrat d'achat d'électricité et que l'encours de la dette soit plafonné à un montant fixé en annexe, augmenté du montant de toute dette échue du fait de l'évènement déclencheur de la résiliation applicable. Les prêteurs voudront que l'intégralité de l'encours de la dette soit inclus.

Le tableau ci-dessous présente un autre exemple de calcul du prix d'achat.

Prix d'achat pour défaillance de la société de projet avant la mise en service = DO + TC – IP – EP – ER – DM – **USC**

Prix d'achat pour défaillance de la société de projet après la mise en service = DO + TC – IP – EP – ER – DM

Prix d'achat pour défaillance de l'acheteur = DO + TC – IP – EP – ER – DM + **SCO** + DFD
Prix d'achat pour la force majeure naturelle = DO + TC – IP – EP – ER – DM + **SCO**

Variable	Signification
DO	Montant de la dette* plus coûts de rupture des couvertures de taux d'intérêt et de taux de change
TC	Coûts de résiliation *(taxes dues au transfert, coûts de résiliation d'autres contrats de projet)*
IP	Indemnités d'assurance
EP	Indemnité d'expropriation *(indemnités payées ou payables conformément à la loi applicable en cas d'expropriation)*
ER	Réparations environnementales *(coûts de remise en état du site, conformément aux conditions requises par le contrat d'achat d'électricité)*
DM	Coûts de maintenance différée *(coûts nécessaires pour remettre en état la centrale conformément aux exigences de maintenance du titre du contrat d'achat d'électricité, tel que déterminé par un ingénieur indépendant)*
USC	**Apports en fonds propres souscrits qui auraient déjà dû être libérés**
SCO	**Encours des fonds propres de la société de projet** *(en supposant que les fonds propres sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire)*
DFD	**Distributions futures actualisées** *(valeur actuelle nette des dividendes et remboursements des prêts d'actionnaires qui auraient été versés jusqu'au terme normal du contrat d'achat d'électricité, actualisés en appliquant un taux égal au Taux de Rendement Interne (TRI) des Fonds Propres).*

**Négociation :* L'acheteur souhaitera que le montant du principal de la dette soit spécifié en annexe au contrat d'achat d'électricité et que l'encours de la dette soit plafonné à un montant fixé en annexe, augmenté du montant de toute dette échue du fait de l'évènement déclencheur de la résiliation applicable. Les prêteurs voudront que l'intégralité de l'encours de la dette soit incluse.

8.6. Résumé des points essentiels

Cas de défaillance

- **Cas de défaillance de l'acheteur :** Les cas de défaillance de l'acheteur tels que le défaut de paiement ou l'incapacité de l'acheteur à achever ses obligations de construction dans les délais contractuels entrent dans la catégorie des cas de défaillance de l'acheteur. Cette catégorie peut également comprendre des cas échappant au contrôle de l'acheteur, tels que le changement de loi.
- **Cas de défaillance de la société de projet :** Les cas de défaillance de la société de projet, tels que l'incapacité à achever la construction ou à faire fonctionner la centrale conformément aux exigences du contrat, constituent des cas de défaillance de la société de projet. Au contraire des cas de défaillance de l'acheteur, cette catégorie est strictement limitée aux cas qui sont entièrement sous le contrôle de la société de projet.
- **Cas de résiliation ne constituant pas des cas de défaillance :** Des évènements échappant au contrôle de l'une ou l'autre partie peuvent rendre impossible l'exécution du contrat d'achat d'électricité jusqu'à son terme. Cette catégorie comprend habituellement des cas de force majeure mais peut également faire l'objet d'une négociation pour inclure d'autres cas, comme les restrictions prolongées d'approvisionnement en combustible.

Mise en demeure, périodes de remédiation et droits des prêteurs

- **Mise en demeure et périodes de remédiation :** Les cas de défaillance et cas de force majeure peuvent ouvrir droit à résiliation, mais ce droit demeure soumis à une notification et à

des délais pour permettre de remédier aux défaillances ou de pallier ou limiter les effets de la force majeure.

- **Droits d'intervention (*step-in*) des prêteurs :** Les prêteurs demanderont un droit d'intervenir et de remédier à la défaillance de la société de projet afin d'éviter la résiliation du contrat d'achat d'électricité.
- **Novation/Substitution :** Si les prêteurs ne peuvent remédier à une défaillance de la société de projet à travers l'exercice de leurs droits d'intervention, ils pourront réaliser une novation du contrat au profit d'une toute nouvelle société de projet, qui reprendra l'activité et assurera l'exploitation du projet, évitant ainsi la résiliation du contrat d'achat d'électricité.

Obligations post-résiliation

- **Prix d'achat :** Le prix d'achat dépendra du type d'évènement qui déclenche la résiliation (défaillance de l'acheteur, défaillance de la société de projet, autres cas de résiliation). Il existe différentes méthodes pour calculer le prix.

9. Autres dispositions du contrat d'achat d'électricité

9.1. Introduction

Ce chapitre évoque brièvement certaines questions importantes généralement traitées dans les contrats d'achat d'électricité mais qui ne s'intègrent pas nécessairement aux autres chapitres du présent manuel pratique. Par exemple : Comment les parties règleront-elles leurs litiges issus du contrat d'achat d'électricité ? Qu'arrive-t-il à la fin du contrat d'achat d'électricité ? Comment des exigences en matière de contenu ou d'actionnariat local peuvent-elles impacter le contrat d'achat d'électricité ? Comment traite-t-on les questions de confidentialité ? En général, quelles clauses contractuelles essentielles doivent figurer dans le contrat, de manière quasi non-négociable ? Ou sur lesquelles seuls les juristes s'attardent ? Ce chapitre tente de répondre à ces questions et d'autres encore.

9.2. Résolution des litiges

Objectifs de la résolution des litiges

Les litiges existent. Même après la lecture du présent manuel pratique et la négociation d'un contrat d'achat d'électricité solide avec l'aide de tous les experts, et en dépit des meilleures intentions, les choses peuvent mal tourner, et les circonstances évoluer. Le contrat d'achat d'électricité est un contrat de long terme, et les parties ne peuvent prévoir avec certitude ce qui se passera pendant une durée qui peut aller jusqu'à 30 ans !

Quand un litige survient, il est dans l'intérêt des parties de le résoudre de la manière la plus rapide, amiable et efficace possible. L'objet des mécanismes de résolution des litiges est de s'assurer que, quel que soit le type de litige qui survient, il puisse être résolu rapidement de sorte que les parties puissent revenir à l'exécution de leurs obligations telles que prévues par le contrat d'achat d'électricité. Lorsqu'un litige se prolonge, personne n'est gagnant.

Les litiges surviennent pour de multiples raisons. Ces litiges peuvent être liés à plusieurs catégories de problèmes, dont des problèmes techniques ou financiers, par exemple, un litige relatif à la facturation, la façon dont l'électricité est mesurée ou l'interprétation d'un terme technique. Les litiges peuvent également avoir trait à l'interprétation du contrat, notamment pour des questions liées aux conditions ou délais d'exécution des obligations des parties.

Mécanismes informels de résolution

Lorsqu'un litige survient, la meilleure chose à faire pour les parties est d'en discuter entre elles. Après la signature du contrat d'achat d'électricité, maintenir le dialogue entre les parties aidera à résoudre la plupart des conflits rapidement. Si le personnel technique n'est pas capable de résoudre un problème, il peut être utile de prévoir une discussion entre les équipes de direction de l'acheteur et de la société de projet.

Le contrat d'achat d'électricité impose habituellement aux parties l'obligation de tenter de résoudre les différends à l'amiable par le dialogue avant d'utiliser des processus de résolution plus formels. Le contrat prévoit en principe que les parties doivent négocier de bonne foi avant de pouvoir mettre en œuvre un mécanisme formel de résolution des litiges. Il peut même être prévu que ces mécanismes plus formels ne peuvent être mis en œuvre tant qu'il n'est pas démontré que les parties ont réellement tenté de résoudre leur litige à l'amiable. Cela peut être nécessaire pour obliger les parties à se parler.

Mécanismes formels de résolution

Lorsque les mécanismes informels ont échoué à résoudre le litige, le contrat d'achat d'électricité fournit divers mécanismes de résolution formels des litiges.

Procédures rapides de résolution des litiges

D'autres formes alternatives de résolution rapide des litiges peuvent être envisagées par les parties.

Cela peut concerner des décisions rapides pour certains litiges « simples », souvent en cas de litiges techniques ou liées à la facturation. Les litiges qui peuvent être traités par une procédure rapide de résolution des litiges peuvent être prédéfinis. Les parties peuvent aussi choisir si ces décisions rapides sont contraignantes ou non.

Rôle de l'ingénieur indépendant

Pour des motifs techniques tels que l'atteinte de la Date de Mise en Exploitation Commerciale, les compteurs, les questions de mesure ou de capacité, les litiges peuvent être soumis à un ingénieur indépendant. L'ingénieur indépendant donnera une opinion qui pourra aider à résoudre le litige. La résolution par l'ingénieur indépendant de certains problèmes particuliers identifiés pourra s'imposer aux parties.

La liste des problématiques qui pourront être soumises à un ingénieur indépendant devra être convenue pendant la phase de négociation et incluse dans le contrat d'achat d'électricité. Le mandat de l'ingénieur indépendant fait souvent l'objet d'un contrat distinct entre l'ingénieur indépendant et les parties au contrat d'achat d'électricité. Les parties peuvent convenir de nommer à l'avance un ingénieur indépendant lorsqu'elles signent le contrat d'achat d'électricité ou ultérieurement. Cependant, étant donné que l'on fera appel à l'ingénieur indépendant pour résoudre un litige qui suppose que les parties sont en désaccord, une nomination préalable ou une pré-sélection de quelques noms pour l'ingénieur indépendant est recommandée.

Médiation

Il peut y avoir des dispositions prévoyant une médiation non contraignante. Ce processus fait appel à une partie neutre pour faciliter la discussion entre l'acheteur et la société de projet. Le résultat est une recommandation qui peut aider à résoudre le litige rapidement.

Arbitrage

L'arbitrage est le processus utilisé dans les contrats d'achat d'électricité pour résoudre les litiges qui ne peuvent pas se régler par des mécanismes informels ou rapides. Si les parties n'intègrent pas dans le contrat des dispositions pour utiliser l'arbitrage, le litige sera soumis aux tribunaux compétents.

Il existe de nombreux règlements d'arbitrage préétablis, et notamment ceux du Centre International pour le Règlement des Différends relatifs aux Investissements de la Banque Mondiale (CIRDI), de la Chambre de Commerce Internationale (CCI), de la Commission des Nations Unies pour le Droit Commercial International (CNUDCI), ou de la Cour Internationale d'Arbitrage de Londres (LCIA).

Limites de l'arbitrage CIRDI: En choisissant un mécanisme de résolution des litiges, les rédacteurs du contrat d'achat d'électricité doivent avoir à l'esprit que plusieurs institutions financières de développement multilatérales ou détenues par un État n'accepteront pas l'arbitrage CIRDI comme mode de résolution des litiges relatifs au contrat, car ces institutions ne sont pas reconnues comme ayant un **intérêt à agir**, c'est-à-dire que les règles du CIRDI ne permettent pas à ces prêteurs de déposer des requêtes devant le tribunal arbitral. La non-reconnaissance de leur intérêt à agir porte atteinte à leur capacité de faire respecter leurs droits d'intervention ou d'exécuter leurs sûretés, ce qui conduit en conséquence ces institutions financières de développement à refuser de prêter des fonds au projet.

Chacun de ces règlements d'arbitrage contient des dispositions relatives à la qualification des arbitres, à leur nombre, à leur mode de désignation, à la confidentialité des procédures, au pouvoir des arbitres, à leurs honoraires et frais, et à la force obligatoire des sentences. L'avantage des procédures arbitrales est la flexibilité conservée par les parties pour la mise en place de la procédure pour l'adapter au mieux au litige en cours.

Siège de l'arbitrage

Le contrat d'achat d'électricité doit prévoir le siège de la procédure d'arbitrage. Le siège de l'arbitrage s'entend du lieu où l'arbitrage se tiendra physiquement, mais il est important de ne pas le confondre avec le lieu de tenue de l'arbitrage. Le siège est

important parce que la loi du siège déterminera (favorablement ou défavorablement) les points non traités par les règlements d'arbitrage, aura un impact sur le rôle des juridictions eu égard à l'indépendance des arbitres, et peut également prévaloir sur certaines règles d'arbitrage. La loi du siège peut également déterminer le caractère exécutoire de la sentence. Les cocontractants prudents effectueront une analyse détaillée du siège de l'arbitrage.

Les pays d'accueil cherchent souvent à être choisis comme lieu du siège, bien que les investisseurs internationaux préfèrent souvent un siège en lien avec leur pays d'origine ou les pays habituels pour la finance internationale. De nombreux prêteurs exigent que le siège de l'arbitrage soit en dehors du pays d'accueil pour s'assurer de la neutralité de la procédure.

Choix de la loi

L'interprétation du contrat d'achat d'électricité peut significativement varier en fonction des lois régissant son interprétation.

Dans l'idéal, la même loi applicable devrait être choisie pour tous les documents du projet, afin que les litiges portant sur les contrats liés au projet puissent être tous examinés sur les mêmes fondements. Mais c'est un scénario idéal, qui ne se matérialise pas souvent en pratique, au vu de la matrice de documentation du projet dans un projet d'électricité.

Force exécutoire de la sentence arbitrale

Les parties privilégient souvent l'arbitrage par rapport aux juridictions de droit commun en raison de la force exécutoire des sentences arbitrales. Une sentence arbitrale peut être exécutée dans les pays signataires de la Convention de New York (Convention sur la Reconnaissance et l'Exécution des Sentences Arbitrales Étrangères).

Point de contexte : le rôle des traités sur l'investissement

Il est important de noter que de nombreux États d'accueil sont signataires de nombreux traités d'investissement. Les traités d'investissement sont des traités entre États dans lesquels chaque État s'engage à réserver un traitement spécifique à l'égard des investisseurs de l'autre État-partie. Les États s'engagent à traiter les sociétés étrangères de manière « juste et équitable » et sont tenus d'assurer la protection et la sécurité des investissements.

Il est important de noter que la conformité avec les lois nationales n'est pas une cause d'exonération d'une violation d'un traité d'investissement. Même si l'action de l'État est parfaitement conforme à ses propres lois, elle peut ne pas être conforme aux dispositions d'un traité d'investissement. Il est important pour les investisseurs et les États d'accueil de comprendre quels traités s'appliquent pour le règlement de chaque litige.

9.3. Contenu local et participation locale

Plusieurs pays ont élaboré des lois et des normes exigeant un contenu local ou une participation locale à l'actionnariat de la société de projet. Ces obligations peuvent être précisées dans les documents applicables au projet, dans les politiques spécifiques au secteur, ou dans les textes nationaux régissant la passation des marchés et contrats publics, et peuvent même figurer au titre des conditions applicables aux licences et autorisations émises par les autorités publiques. Le but général de ces lois et normes est (a) de s'assurer qu'en plus de financer et de bâtir une infrastructure électrique essentielle, l'investissement étranger bénéficie aux participants du marché national et (b) de construire graduellement les aptitudes et capacités des fournisseurs locaux de biens et services. Ces dispositions relatives à un contenu local peuvent aussi être utilisées pour garantir qu'un pourcentage du coût d'un projet est libellé dans la devise locale, réduisant ainsi le risque de change.

Le contenu local peut prendre de nombreuses formes. Fabrication locale, main-d'œuvre, matériaux et équipement locaux, transfert de technologie, services d'assurance et de banque, développement des compétences pour les citoyens du pays sont quelques exemples d'exigences de contenu local. D'une façon similaire à ces dispositions, les États d'accueil peuvent également exiger un niveau de participation local au capital de la société de projet.

Les clauses de contenu local et de participation locale ne sont habituellement pas incluses dans un contrat d'achat d'électricité, mais plus souvent dans la demande de propositions ou le contrat de concession ou de mise en œuvre entre la société de projet et l'État d'accueil. Néanmoins, le non-respect de ces dispositions de contenu local ou de participation locale peut avoir des implications très réelles pour le contrat d'achat d'électricité, et même mener à un cas de défaillance ou à sa résiliation. Les clauses requérant un contenu local et une participation locale ne sont pas toujours juridiquement contraignantes et peuvent être

une simple déclaration d'intention ou un acte volontaire qui sera récompensé par des incitations économiques.

Bien que le bénéfice économique au sens large d'un contenu local accru ou d'une participation locale puisse être clair pour le législateur, il est important de comprendre que ces politiques ont aussi pour résultat des coûts plus importants pour le développement du projet. Cela parce que le contenu local et la participation locale limitent les options de fourniture d'équipement et les économies d'échelle, et peuvent avoir un impact sur l'investissement en capitaux propres et sur les sources de financement, tous ces facteurs étant susceptibles de se traduire un tarif plus élevé dans le contrat d'achat d'électricité.

Remarque pratique : Limites potentielles à la participation locale

Les exigences de participation locale différent considérablement des clauses de contenu local car elles demandent une participation de longue durée des partenaires locaux plutôt qu'une livraison de biens à court terme ou l'embauche de personnel local. Dans de nombreux marchés émergents où la demande d'électricité est la plus importante, les partenaires locaux disposant de la capacité technique et financière pour participer à un projet sont souvent en nombre limité. Cela a pour effet de plafonner le montant d'investissement étranger qui peut arriver sur le marché puisqu'il y a des réserves limitées d'investissement local pour équilibrer ces flux. Afin de surmonter cette limitation, il est possible de demander aux investisseurs étrangers d'investir à la fois leur propre participation au projet et de financer la participation des partenaires locaux. Cet investissement plus important génère des coûts en capital plus élevés, qui se reflèteront en définitive par un tarif plus élevé dans le contrat d'achat d'électricité. De plus, si une participation locale est nécessaire dans le cadre d'une autorisation, les investisseurs étrangers prennent le risque que l'investisseur local vende sa participation, ce qui peut avoir pour résultat la perte de la licence ou une défaillance en vertu du contrat d'achat d'électricité. L'exigence de participation locale peut avoir l'effet inattendu de concentrer la richesse et la propriété d'une infrastructure essentielle, ce qui va à l'encontre des impératifs de développement économique au sens large que les politiques de contenu local et participation locale sont destinées à créer.

Pour l'équipement et les matériaux en particulier, les clauses de contenu local peuvent limiter les sociétés de projet aux fournisseurs locaux, qui peuvent proposer des produits à un prix plus élevé et/ou d'une moindre qualité, ce qui encore une fois augmente les coûts en capital, d'exploitation et de maintenance. L'incapacité à utiliser un produit étranger ayant un historique de performance avéré pour favoriser un produit local qui peut ne pas avoir la même longévité ou performance, peut dissuader certains investisseurs qui sont confrontés à des coûts supérieurs d'achat, de fonctionnement, de maintenance et de formation du personnel. Si malgré ces contraintes les investisseurs ne sont pas dissuadés, ils chercheront cependant à recouvrir ces coûts au moyen d'un tarif plus élevé dans le contrat d'achat d'électricité.

De plus, les dispositions de contenu local peuvent avoir pour résultat de réduire les sources de financement de la dette pour le projet. Par exemple, en raison de traités, de contraintes légales ou de choix politiques, certains prêteurs n'ont pas le droit d'apporter un financement lorsqu'il existe des exigences de contenu local substantielles, en particulier certaines institutions financières de développement et agences de crédit à l'exportation détenues par un État. Ceci peut contraindre la société de projet à se tourner vers des sources de financement plus coûteuses, et aura pour résultat un coût financier plus élevé pour le projet voire le rendre impossible à financer.

Du fait du danger de coûts supplémentaires ou de distorsions du marché résultant de politiques de contenu local ou de participation locale, les responsables de la rédaction de ces politiques doivent s'assurer que celles-ci sont clairement articulées et structurées afin que leur portée et leur coût puisse être déterminés avec précision par toutes les parties. Un manque de clarté sur un de ces points peut dissuader des fournisseurs qualifiés (et potentiellement moins chers) de participer au capital, au financement ou au développement du projet.

Lorsqu'ils déterminent qu'il est souhaitable d'inclure des exigences de contenu local ou de participation locale, les États d'accueil devraient pouvoir en limiter l'impact sur les coûts en limitant la taille et la portée de ces exigences par rapport au projet en général, en rendant volontaire le respect de ces exigences, ou en autorisant des exceptions si les options de contenu local s'avèrent limitées. Les exemples suivants illustrent cette approche stratégique :

Exigences de développement économique en Afrique du Sud au titre du REIPPP

Le programme de passations de projets de production indépendante d'énergie renouvelable (le *Renewable Energy Independent Power Producer Procurement programme* ou REIPPP) est un programme de mise en concurrence à grande échelle pour l'énergie renouvelable en vertu duquel quatre appels d'offres de projets ont été réalisés entre 2011 et 2018. Les critères d'évaluation du REIPPP comprenaient plusieurs facteurs de développement économique, notamment l'approvisionnement en biens locaux, l'embauche de main-d'œuvre locale, le co-investissement par des partenaires locaux et un engagement auprès des communautés locales. Bien qu'une évaluation complète de la portée et de la méthodologie de ce système de développement économique en vertu du programme REIPPP soit complexe, on peut en déduire deux observations générales sur le traitement des exigences de fabrication locale qui aideront à illustrer l'approche stratégique définie dans ce chapitre.

- Le REIPPP définit des seuils de développement économique minimum que les développeurs du projet doivent satisfaire afin que leur proposition soit considérée, tout en établissant des cibles de développement qui, si elles sont atteintes, résulteront en un meilleur score. Par exemple, au premier tour du REIPPP, les développeurs de projets photovoltaïques devaient dépasser un seuil minimum de 35% de contenu local, mais ils se voyaient accorder des points supplémentaires s'ils dépassaient le seuil de 50 %.

- Au fur et à mesure des appels d'offres du REIPP, les seuils planchers et les cibles de contenu local pour les projets photovoltaïques ont augmenté. Pour le second appel d'offres, les cibles sont passées de 50 % à 60 %, et aux 3e et 4e appels d'offres, les seuils planchers et cibles sont passés respectivement à 45 % et à 65 %.

9.4. Fin des contrats d'achat d'électricité

À l'expiration du contrat d'achat d'électricité, y compris après toute prolongation applicable, la centrale électrique peut soit être cédée à l'État d'accueil, soit vendue à un tiers, soit continuer d'être détenue par le développeur original, soit être démantelée.

Cession ou maintien de la propriété

À l'arrivée du terme du contrat d'achat d'électricité, en fonction de la structure de l'opération, la centrale peut être cédée à l'État d'accueil. Dans certains cas, la société de projet peut aussi avoir la possibilité de vendre la centrale à un tiers. Le contrat d'achat d'électricité devrait prévoir quels seront les droits des parties au terme du contrat.

En tout état de cause, pendant la phase de négociation du contrat d'achat d'électricité, la possibilité que la centrale ait encore une valeur résiduelle à la fin du contrat d'achat d'électricité doit être envisagée.

Lorsque la société de projet reste propriétaire de la centrale après l'expiration du terme et ne la cède pas à l'acheteur ou à l'État, la société de projet peut choisir de conclure un nouveau contrat d'achat d'électricité ou d'exploiter la centrale électrique et vendre l'électricité sur le marché au comptant (et non dans le cadre d'un contrat de long terme).

Démantèlement

Dans certains cas où la centrale électrique ne peut plus être utilisée pour la production d'électricité, la société de projet peut

avoir l'obligation contractuelle de la démanteler selon des procédés conformes aux exigences légales et environnementales. Cela dépend du cadre légal et réglementaire et de la technologie utilisée.

Les obligations de démantèlement incluent le démontage et l'enlèvement des équipements de la centrale du site du projet, un nettoyage et une restauration du site satisfaisant l'État et en accord avec le plan de gestion de l'environnement. Les opérations de nettoyage peuvent inclure le comblement si cela est nécessaire pour une utilisation ultérieure du terrain. Les engagements environnementaux peuvent perdurer plusieurs années après l'expiration du contrat d'achat d'électricité.

9.5. Confidentialité

La plupart des contrats d'achat d'électricité comprennent une clause pour préserver la confidentialité des informations commerciales ou techniques sensibles. Il peut y avoir des exceptions lorsque la divulgation est requise par la loi, les tribunaux ou les autorités réglementaires.

Les clauses de confidentialité peuvent être rendues complexes du fait d'inquiétudes politiques relatives au marché de l'électricité en général. L'État et le client voudront souhaiter garder confidentielles les incitations financières ou autres mesures mises en place pour attirer les investissements initiaux dans le projet. Le gouvernement peut également s'inquiéter que les conditions plus généreuses proposées pour certains projets portent atteinte à sa capacité de négocier des tarifs inférieurs pour de futurs projets. Ce désir de confidentialité doit être mis en balance avec les questions de transparence et de comptabilité publique. Le besoin de construire et de faire naître la confiance avec le public est particulièrement important dans la mesure où ce sont en fait les consommateurs qui supportent en réalité le coût du projet d'électricité.

9.6. Clauses standards

En plus des obligations citées ci-dessus et qui sont prévues dans le contrat d'achat d'électricité, il est important de noter (même rapidement) l'existence de clauses standard peu considérées. Ces clauses isolées occupent les parties les plus reculées de la plupart des contrats d'achat d'électricité et ont le pouvoir stupéfiant de faire glisser le regard, même le plus vigilant, après une lecture rapide des titres. Il suffit de rappeler que ces clauses existent pour de multiples raisons, et notamment le besoin d'assurer le caractère exécutoire du marché conclu par l'acheteur et la société de projet dans les parties les plus importantes et les plus intéressantes des contrats d'achat d'électricité. Les clauses standards sont rarement sujettes à controverse, mais sont un élément nécessaire du contrat d'achat d'électricité.

La présente section met en avant certaines des clauses standard qu'il est possible de rencontrer à la fin des contrats d'achat d'électricité.

Limitation de responsabilité et indemnisation

Le contrat d'achat d'électricité contient en principe des clauses limitant la responsabilité de chacune des parties à l'égard de l'autre. Ces clauses excluent en général la responsabilité d'une partie vis-à-vis de l'autre pour les pertes accessoires ou imprévisibles (c'est-à-dire les pertes indirectes et le manque à gagner). À titre de principe général, les obligations d'indemnisation ou le paiement de dommages et intérêts au titre du contrat d'achat d'électricité par le vendeur ou l'acheteur devraient être contractuellement convenues et pour des montants clairement définis (via, par exemple, des clauses pénales).

Il existe aussi des clauses relatives à l'indemnisation et au caractère exclusif des recours. Les premières peuvent prévoir que chacune des parties indemnisera l'autre pour les pertes subies ou les paiements effectués à raison d'actes ou d'omissions négligentes, intentionnelles ou imprudentes de l'autre partie. Les

secondes peuvent prévoir que les seuls recours disponibles pour les parties sont ceux prévus par le contrat d'achat d'électricité.

Parfois, un seuil minimum annuel est convenu entre les parties au-delà duquel une indemnisation sera due. Cela a pour objet d'éviter les inconvénients liés à la recherche permanente d'indemnisation pour les montants peu importants.

L'indemnisation des tiers en cas de décès ou de préjudice corporel est généralement illimitée.

Loi applicable

Le contrat d'achat d'électricité prévoit la loi applicable au contrat. Les dispositions de la loi applicables qui s'appliquent automatiquement ou autrement permettent aux parties de saisir les tribunaux pour les modifications du contrat (comme les clauses d'imprévision financière) devraient, dans la mesure légalement possible, être exclues. Cela permet de s'assurer que l'essentiel de l'opération commerciale, telle que convenue entre les parties et retranscrite dans un contrat négocié (en d'autres termes, le contrat d'achat d'électricité), n'est pas remis en cause sans raison.

Avenants au contrat d'achat d'électricité

Le contrat d'achat d'électricité, comme la plupart des contrats, contient généralement une clause relative aux avenants du contrat d'achat d'électricité. Parfois, après la signature du contrat d'achat d'électricité, quand la société de projet concentre ses efforts pour réunir le financement pour la construction de la centrale, certains des prêteurs pressentis analysent le contrat d'achat d'électricité et les autres documents du projet et peuvent demander la modification de certaines clauses, en raison de la perception de certains risques, qui pourraient mettre en danger les flux financiers du projet nécessaires au remboursement des prêts du projet.

En général, les avenants doivent être conclus par écrit par toutes les parties au contrat d'achat d'électricité. En fonction du pays concerné, la prise d'effet de certains avenants peut être soumise à

une approbation réglementaire et/ou parlementaire préalable avant qu'ils ne puissent entrer en vigueur.

9.7. Résumé des points essentiels

- **Résolution des litiges** : Plusieurs mécanismes ont été établis pour empêcher la résiliation des contrats. Ils comprennent la médiation et l'arbitrage qui s'efforcent de régler les litiges en dehors du système judiciaire. Dans certaines circonstances, les parties peuvent avoir recours aux tribunaux.
- **Expiration au terme normal du contrat d'achat d'électricité** : Lorsque le contrat d'achat d'électricité arrive à son terme, les parties peuvent convenir de transférer ou de céder la centrale ou de la démanteler. La société de projet peut également la conserver et poursuivre son exploitation.
- **Contenu local et participation locale** : Les États d'accueil peuvent vouloir mettre en place des lois ou des normes pour s'assurer qu'en plus de financer la centrale électrique, l'investissement étranger bénéficie directement à certains acteurs locaux. Ces clauses doivent être rédigées avec soin afin de ne pas restreindre les sources d'investissement et de financement ce qui aurait pour conséquence une augmentation du tarif de l'électricité.
- **Confidentialité** : Des obligations spéciales peuvent être incluses dans le contrat d'achat d'électricité pour garantir la confidentialité des informations sensibles.
- **Clauses standard** : Le contrat d'achat d'électricité contient généralement un nombre important de clauses à la fin du document comprenant, notamment, des clauses relatives à la limitation de responsabilité, aux indemnisations et à la loi applicable.

10. Autres types de contrats d'achat d'électricité

10.1. Introduction

Dans la majorité des transactions financières liées à des projets d'électricité, les parties au contrat d'achat d'électricité sont une société de projet privée et un acheteur dans un seul et même pays souhaitant conclure un accord sur le long terme. Avec l'évolution constante du financement de projet, les concepts de financement à recours limité se sont étendus à d'autres types de transactions qui peuvent inclure ou non ces parties traditionnelles. Les sections suivantes détaillent les particularités des contrats d'achat d'électricité dans les contextes d'alimentation d'urgence, d'électricité captive et de transactions transfrontalières. Pour chacun de ces cas, nous en présenterons certaines caractéristiques intéressantes et soulignerons les aspects susceptibles d'être approfondis.

10.2. Électricité captive

Une centrale électrique captive est une centrale dédiée à la fourniture d'une source d'électricité localisée à un consommateur d'énergie unique, généralement un site industriel de grande envergure. Les centrales électriques captives fournissent de l'électricité à des entreprises qui devraient autrement se fournir en électricité auprès du réseau. Dans ce cas, l'acheteur, appelé l'hôte, est l'entreprise qui bénéficie de la source d'électricité captive.

Dans le contexte d'une économie déficitaire en énergie, il n'est pas possible pour les régulateurs et législateurs d'ignorer l'impact et la demande créés par l'électricité captive. Le marché de l'énergie captive est une solution de fourniture d'énergie externalisée bien établie, avec plus de 120 GWe installés à ce jour dans les marchés développés comme en Europe ou en Turquie. Bien que l'électricité captive tende à fonctionner indépendamment du réseau, elle peut s'y connecter dans certains cas pour la vente d'électricité inutilisée ou en tant que source d'électricité de secours. L'électricité captive peut être connectée au réseau ou non et tous types de technologies sont envisageables. La taille des centrales peut varier de larges sites thermiques à des centrales solaires photovoltaïques de petite taille. Les facteurs encourageant le développement de projets d'électricité captive sont similaires dans les marchés émergents et dans les pays développés, et incluent la sécurité de l'approvisionnement, l'efficacité énergétique, l'optimisation, la réduction des coûts et l'indépendance.

Ainsi, le recours à l'électricité captive peut libérer des capacités de production et de transport limitées pour d'autres consommateurs. Comme la production d'électricité est une activité stratégique et réglementée, les régulateurs du secteur de l'énergie s'intéressent de près à ces projets, en demandant parfois que le contrat d'achat d'électricité entre la société de projet et l'hôte soit leur soit communiqué aux fins d'enregistrement de la capacité et du tarif. Si le projet d'électricité captive est connecté et synchronisé avec le réseau, les régulateurs doivent s'assurer que

les codes du réseau sont respectés. De ce fait, les centrales d'électricité captive connectées au réseau n'échappent pas aux exigences d'autorisation et de permis et aux frais qui leur sont associés.

Les centrales d'électricité captive peuvent avoir un effet négatif sur le service public de l'électricité. En effet, si les clients les plus solvables choisissent de mettre en place leur propre projet d'électricité captive, cela laisse au service public les clients les moins solvables. Ce flux de revenus ne peut être remplacé, car les pays en voie de développement ont peu de clients à grande échelle. Pour compenser la perte de revenus, la seule possibilité est l'augmentation du tarif moyen pour l'ensemble de la base de clientèle restante. Cette augmentation du tarif accroit davantage l'attrait des clients pour l'installation de centrales d'électricité captive. Le service public perd davantage de revenus et les tarifs doivent être encore augmentés. Ce cercle vicieux pourrait être évité si les tarifs sont établis pour refléter les coûts et si la fourniture d'électricité est fiable.

Contrats d'achat d'électricité captive

Les négociations bilatérales des contrats d'achat d'électricité entre la société de projet et l'hôte doivent prendre en compte les nombreuses considérations qui ne sont pas traitées dans les contrats d'achat d'électricité avec des sociétés de service public ou des fournisseurs nationaux d'électricité. Les principales différences sont :

- L'acheteur peut avoir une capacité limitée à accéder à une dette à long terme en raison de la notation de crédit du pays, ou plus souvent encore, de l'absence de notation.
- Le soutien au crédit de l'acheteur peut être fourni par une garantie d'une maison-mère plutôt que par une garantie souveraine. La responsabilité qui en découle est donc supportée par le groupe de sociétés.
- Dans le cadre d'une garantie maison-mère, les conditions d'accès de la société de projet au marché de l'emprunt se

fondent sur la solvabilité / le bilan de la société en question. Plus sa solvabilité est importante, plus les conditions seront favorables pour l'acheteur (crédit moins onéreux et maturité plus longue).

- Si un financement de projet doit être obtenu, la structure tarifaire sera basée sur le régime de dispatch convenu. Si de l'électricité dispatchable est disponible, une redevance de capacité (ou de disponibilité) et une redevance d'énergie s'appliquent. Si elle est non-dispatchable, (comme des panneaux solaires sur un toit) le contrat d'achat d'électricité prévoira un tarif uniquement basé sur l'énergie.

À titre d'exemple, dans un projet de production combinée de chaleur et d'électricité (cogénération), la centrale captive fournit généralement la charge de base et complète la charge totale de l'hôte. L'hôte reste connecté au réseau pour son approvisionnement d'appoint, car dans la plupart des cas l'énergie captive ne fournit pas toute l'électricité requise. L'hôte devra donc continuer à payer des charges de demande maximales, des frais de connexion et d'autres frais dus au réseau ou au fournisseur. Ces éléments doivent être pris en compte dans le paiement total pour l'électricité achetée à la société de projet.

Dans le cas d'un projet de cogénération, il est probable que l'hôte achète et transporte déjà du combustible sur son site pour produire de la vapeur, de sorte que le risque lié au combustible est plus facilement supporté par l'acheteur.

Considérations

Lors de l'octroi d'un prêt à une société de projet dans le cadre d'un projet de production d'électricité captive, il convient de tenir compte de la solvabilité de l'acheteur, car les revenus de la société de projet proviennent d'une seule source : l'acheteur. La

complexité des centrales électriques captives réside dans le fait que l'acheteur est toujours exposé au risque souverain, tel que les changements de loi, l'expropriation, les troubles civils, la convertibilité étrangère et le risque de transférabilité. Avec une garantie solvable de la société mère, ces risques sont atténués ; toutefois, les conditions auxquelles les prêts du projet seront disponibles seront limitées par la solvabilité de l'acheteur ou de sa société mère garante.

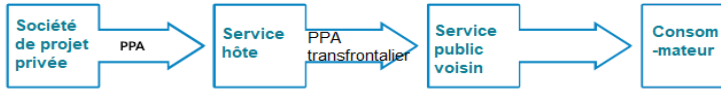
10.3. Électricité transfrontalière

Les transactions d'électricité transfrontalière sont facilitées par des contrats d'achat d'électricité bilatéraux et par le biais des marchés régionaux concurrentiels. Nous n'examinerons dans ce chapitre que les contrats d'achat d'électricité bilatéraux.

Les parties à un marché transfrontalier peuvent être :

1. Deux sociétés de service public étatiques ;
2. Une société de projet privée et une compagnie nationale détenue par l'État ;
3. Une société privée achetant auprès d'une entité étatique ou d'une société de projet privée agissant comme vendeur ;
4. Une société de projet située à la frontière de deux pays ou plus (par exemple les projets hydroélectriques situés sur des rivières qui forment une frontière internationale) et des acheteurs privés ou publics.

La vente d'électricité transfrontalière est communément précédée par des protocoles d'accord interétatiques qui permettent la réalisation de la transaction. D'autres protocoles commerciaux régionaux ou bilatéraux peuvent aussi trouver à s'appliquer. Un arrangement commun pour attirer un développeur privé consiste pour une compagnie nationale dans l'État hôte à conduire la passation d'un projet de centrale électrique puis à vendre à d'autres compagnies nationales dans la région. De cette manière, les protocoles transfrontaliers et protocoles d'accord intergouvernementaux peuvent être respectés et contrôlés par les gouvernements. Le processus de passation pour sélectionner un développeur privé pour construire la centrale est alors simplifié et le développeur privé n'est pas exposé à des risques dans deux pays. La transaction ZESCO (Zambie) – EDM (Mozambique) – Kapower est un exemple de ce type d'arrangement. Il faut cependant faire attention à minimiser le risque d'interface.


Société de projet privée
PPA
Service hôte
PPA transfrontalier
Service public voisin
Consom -mateur

Contrats d'achat d'électricité transfrontaliers

De nombreux accords bilatéraux transfrontaliers se présentent comme des contrats d'achat d'électricité, mais ne sont en réalité que des contrats d'approvisionnement en électricité. Les principales différences entre un contrat d'approvisionnement et un contrat d'achat d'électricité sont les suivantes :

1. Un contrat d'approvisionnement peut prévoir des engagements fermes ou non fermes de fournir un certain volume d'énergie pendant une certaine période à un tarif convenu, sans conséquences définies en cas de défaillance ou de résiliation.

2. Un engagement non ferme signifie que le vendeur est libre de mettre ou non l'électricité à disposition pour qu'elle soit vendue au titre du contrat d'approvisionnement.

3. Aucun engagement d'enlèvement ferme n'est inclus dans un contrat d'approvisionnement, à moins que le contrat d'approvisionnement ne contienne un arrangement en ce sens.

4. Il n'existe pas de pénalités assorties de garanties en cas de perte d'approvisionnement (délestage).

5. Les dispositions de résiliation sont inexistantes ou formulées de manière vague.

En raison des caractéristiques exposées ci-dessus, les contrats d'approvisionnement ne sont généralement pas de nature à attirer des financements à long terme.

Les gouvernements peuvent considérer les contrats d'approvisionnement avec un certain scepticisme, car la sécurité de l'approvisionnement ne peut être garantie. Cependant, les contrats d'approvisionnement permettent un arrangement plus flexible pour l'achat bilatéral d'électricité et permettent aux gouvernements de s'assurer que leur propre sécurité

d'approvisionnement est assurée avant d'exporter de l'électricité, sans incidence en cas de non-paiement ou de non mise à disposition de la capacité convenue.

Les contrats d'approvisionnement sont particulièrement intéressants lorsqu'il s'agit de construire de nouvelles infrastructures de transport et que les développeurs (qui peuvent être des acteurs privés ou publics) souhaitent utiliser ces contrats comme source de revenus bancables. Les principes définis dans le présent manuel sont applicables pour autant que les frais de transport permettent de soutenir la dette mobilisée pour l'infrastructure de transport. Les contrats d'approvisionnement ne sont généralement pas bancables, par conséquent de nombreux projets ne peuvent pas lever de financement et s'en remettent au financement par la compagnie nationale d'électricité levé par l'intermédiaire des États d'accueil. Dans de nombreux cas, les prêts prennent la forme de subventions ou de financements concessionnels assortis de conditions préférentielles obtenus par l'État puis mis à la disposition à la compagnie nationale d'électricité pour financer la construction de l'actif, la dette ne pouvant pas être levée sur la base d'un recours limité.

Certains marchés transfrontaliers ont recours à un système de transmission qui n'appartient ni à l'acheteur ni au vendeur. C'est le cas lorsque deux pays qui ne sont pas frontaliers souhaitent échanger de l'électricité. Pour ce faire, ils peuvent échanger de l'électricité via un réseau de transport situé dans un pays tiers en versant au propriétaire du réseau de transport une redevance d'utilisation du réseau de transport.

Points d'attention dans les contrats d'achat d'électricité transfrontaliers

Certaines problématiques propres aux contrats d'achat d'électricité transfrontaliers requièrent une attention particulière :

1. Droit applicable : Le droit applicable doit être pris en compte lorsque les pays en question ont des systèmes juridiques

différents. Les gouvernements doivent faire preuve d'esprit pratique et opter pour un seul système juridique auquel soumettre les contrats de projet, dont le contrat d'achat d'électricité.

2. Point de connexion : Dans les transactions transfrontalières, le point de connexion est défini à la frontière et le transfert du risque s'opère à la frontière. Une complexité supplémentaire est introduite lorsqu'un autre système de transmission est mis en place entre les deux pays.

3. Défaillances en cascade et autres perturbations du réseau entraînant des interruptions et des délestages. Des défaillances dans diverses parties du réseau ou dans d'autres réseaux peuvent générer une interruption du flux transfrontalier.

4. Devise : Les projets transfrontaliers impliquent également que plusieurs devises sont applicables lorsque les transactions ne sont pas réalisées dans une zone monétaire commune. Il est nécessaire de convenir d'une devise pour éviter l'asymétrie de devises. Dans le cas où une dette libellée en devise étrangère doit être levée, les sociétés de service public peuvent convenir de procéder aux paiements dans la devise dans laquelle la dette est libellée afin d'éviter les problèmes d'asymétrie.

Exemples intéressants de contrats transfrontaliers

• **Copperbelt Energy Corporation (« CEC »),** en Zambie, est la seule entité privée détenant une participation dans un actif de transmission transfrontalier en Afrique. CEC a financé et construit la ligne de transmission et possède la section zambienne de celle-ci tandis que la SNEL, la compagnie nationale d'électricité de la République Démocratique du Congo, possède la section de la ligne de transmission située en RDC. La SNEL achète toute l'électricité qu'elle importe à CEC (qui agit en tant que négociant) et paie à CEC des frais de transport pour l'électricité qu'elle importe.

• **Motraco** est un modèle unique d'entité ad hoc regroupant plusieurs compagnies nationales d'électricité qui ont construit et qui détiennent et

exploitent une ligne de transmission à travers trois pays (Mozambique, Swaziland et Afrique du Sud). Afin de garantir que l'électricité de base sera fournie à la fonderie MOZAL à Maputo, Billiton a conclu un contrat d'achat d'électricité avec Eskom. L'électricité est transférée par le biais de la ligne de transmission transfrontalière de Motraco et Motraco perçoit des frais de transport. La dette initiale mobilisée pour la construction de la ligne de transmission a été garantie par Eskom et adossée de façon « *back to back* » au contrat d'achat d'électricité.

- **L'interconnecteur Éthiopie-Kenya** est un projet public par lequel deux compagnies nationales d'électricité ont conclu un contrat d'achat d'électricité transfrontalier. Ce contrat a facilité la construction de la ligne de transmission entre les deux pays. L'Éthiopie fournit de l'électricité au Kenya sur la base d'un tarif convenu. Même si l'infrastructure a été financée au moyen de prêts concessionnels assortis de conditions préférentielles et de subventions du gouvernement, le contrat d'achat d'électricité prévoit des pénalités pour défaillance de fourniture d'électricité.

10.4. Alimentation d’urgence

Dans certaines situations, l'acheteur n'aura pas le temps de réaliser la passation d’un projet d’électricité ou de négocier un contrat d'achat d’électricité de manière compétitive pour assurer un approvisionnement à long terme en électricité à des coûts compétitifs. En cas d’urgence, il peut y avoir un besoin immédiat de capacité de production supplémentaire sur tout ou partie du réseau, que ce soit à la suite d'une panne des infrastructures de transport ou de production due à des catastrophes naturelles ou à des événements politiques, ou à des problèmes de maintenance majeurs ou encore à des déficits ponctuels de production d'électricité. Les solutions d'alimentation d'urgence ont vocation à être des solutions à court terme permettant une transition vers des solutions d'alimentation électrique à plus long terme.

Les projets d'alimentation électrique d’urgence attirent les développeurs proposant essentiellement des solutions de technologie thermique fonctionnant au diesel, au fioul lourd ou parfois au gaz naturel. Les centrales d'alimentation électrique d’urgence nécessitent peu d’installations auxiliaires et peuvent être déplacées à faible coût. La mobilité des composants des centrales électriques d'urgence constitue une caractéristique essentielle de ces centrales. Puisque les biens ne sont pas captifs ou fixes, le développeur du projet sera plus enclin à financer l'installation sur bilan. Bien que le financement sur bilan puisse accélérer la signature du financement, il comporte néanmoins un taux de rendement plus important et devra être remboursé bien plus rapidement que la durée du contrat d'achat d’électricité, ce qui se traduira par un tarif plus élevé que celui d’un CAE conventionnel obtenu à la suite d’un processus compétitif et financé par un financement à long terme comme indiqué précédemment dans ce manuel.

Passation et négociation

Les projets d'alimentation électrique d'urgence revêtent par définition un caractère d'urgence et de célérité, aussi il est fréquent que l'État d'accueil ou l'acheteur appliquent des dispositions spécifiques de la législation applicable à la passation des projets d'électricité permettant à l'acheteur de ne pas avoir à se conformer aux exigences légales en principe applicables à la passation des projets d'électricité. Aussi, la passation d'un projet de centrale d'alimentation électrique d'urgence résulte rarement d'un processus concurrentiel mais plus souvent d'une ou plusieurs offres spontanées. En outre, le pouvoir de négociation de l'acheteur peut être plus faible compte tenu de l'urgence de remédier à la crise d'approvisionnement en électricité, ce qui entraîne une répartition faussée des risques liés au contrat d'achat d'électricité en raison de cette altération de la dynamique de négociation.

Contrats d'achat d'électricité d'urgence

Les contrats d'achat d'électricité d'urgence présentent certains éléments en commun avec les contrats d'achat d'électricité présentés dans les sections précédentes du présent manuel.

Cependant les points suivants propres aux contrats d'achat d'électricité d'urgence peuvent différer des contrats d'achat d'électricité classiques négociés dans le cadre d'un appel d'offres :

- Le tarif sera plus élevé et comprendra généralement le paiement de redevances de capacité et de redevances d'énergie.
- Le délai pour atteindre l'exploitation commerciale sera plus court.
- La durée du contrat sera plus courte (afin de répondre à l'urgence).
- La société de projet est propriétaire des actifs de production, qui peuvent facilement être déplacés et démantelés. Par conséquent, il est rare que les actifs soient transférés à l'acheteur en cas de résiliation anticipée ou à la fin de la durée

du contrat d'achat d'électricité.

- Le contrat d'achat d'électricité peut prévoir des droits à résiliation anticipée en faveur de l'acheteur afin qu'il puisse résilier le contrat si l'urgence est résolue avant l'expiration naturelle du terme du contrat.
- Les indemnités de résiliation en cas de défaillance de l'acheteur sont souvent liées aux coûts encourus par la société de projet, dans la limite d'un plafond convenu. La pénalité pour défaillance de la société de projet est également plafonnée.
- Dans certains cas, le gouvernement peut prendre la responsabilité de la fourniture de combustible et conclure un accord de *tolling* avec la société de projet.

Conseils pratiques

En raison de la nature temporaire des projets d'alimentation électrique d'urgence, le droit de l'acheteur de résilier le contrat d'achat d'électricité doit être négocié avec soin. Dans l'idéal, l'acheteur souhaitera avoir le droit de résilier à tout moment, c'est-à-dire probablement dès qu'une autre source d'électricité moins onéreuse deviendra disponible. La société de projet d'alimentation électrique d'urgence souhaitera habituellement récupérer les coûts résultant de la résiliation anticipée du contrat d'achat d'électricité et recevoir une compensation pour le retour sur investissement attendu pendant la durée du contrat, par exemple le coût du démantèlement de la centrale plus le rendement qu'elle aurait perçu jusqu'au terme normal du contrat d'achat d'électricité. Lorsque cela est possible, il convient de négocier cet aspect dès le départ et de plafonner les indemnités à payer au moment de la résiliation.

Considérations

Les contrats d'achat d'électricité d'urgence sont destinés à répondre à des besoins spécifiques bien définis dans le temps.

Néanmoins, il est important que l'acheteur appréhende ces projets avec la même prudence que pour les contrats d'achat d'électricité conventionnels faisant l'objet d'un financement de projet. Idéalement, l'acheteur devrait disposer d'un plan de mise en œuvre clair ainsi que d'une stratégie de sortie avant de s'engager dans un projet d'achat d'électricité d'urgence. L'acheteur ne devrait avoir recours à cette approche d'approvisionnement d'urgence que lorsque cela est strictement nécessaire en raison d'une situation d'urgence réelle.

De nombreux contrats d'achat d'électricité d'urgence ont été prolongés dans les marchés émergents en raison d'une mauvaise gestion des capacités dans le secteur. Un acheteur court donc le risque de contribuer à l'augmentation significative du coût général de l'électricité pendant une période prolongée, ce qui a un impact négatif sur la viabilité à long terme du secteur de l'électricité.

Enfin, étant donné que l'approvisionnement en électricité d'urgence est susceptible de dévier des processus de passation des marchés auxquels un acheteur doit normalement recourir, il convient de veiller à garantir une information et une transparence totales.

10.5. Résumé des points essentiels

Les contrats d'achat d'électricité peuvent être conclus pour des projets qui diffèrent des projets traditionnels abordés dans le présent manuel. Ces différentes situations sont résumées ci-dessous.

Contrats d'achat d'électricité captive : Ces contrats peuvent être conclus pour des centrales électriques connectées ou non au réseau. Les parties sont généralement deux entités privées. La solvabilité de l'acheteur nécessitera un examen attentif, et une garantie de la société mère sera souvent demandée afin de permettre l'obtention d'un prêt dans le cadre d'un financement de projet. En principe, le projet ne bénéficiera d'aucun soutien étatique. La répartition des risques demeure similaire à celle des contrats d'achat d'électricité traditionnels.

Contrats d'achat d'électricité transfrontaliers : Ces contrats sont normalement rédigés comme des contrats d'approvisionnement. Pour lever un financement de projet pour financer la construction de l'infrastructure en utilisant le flux de revenus d'un contrat transfrontalier, il conviendra d'accorder une attention particulière à la répartition appropriée des risques, aux garanties, aux indemnités dues en cas de défaillance et aux cas de résiliation. Les parties devront s'accorder sur le droit applicable aux contrats, le point de connexion, les défaillances en cascade et le risque de délestage, et devront choisir une devise commune afin d'éviter le risque d'asymétrie de devises.

Contrats d'achat d'électricité d'urgence : Ces contrats n'ont souvent pas recours au financement de projet. Le développeur du projet développera généralement une centrale mobile au moyen de fonds propres et d'endettement sur bilan. Les conditions du contrat d'achat d'électricité d'urgence tendent à être favorables au développeur, et les tarifs tendent à être plus élevés. En raison de la nature urgente de la centrale, les procédures de passation des marchés concurrentielles ne sont pas toujours exigées ou mises en œuvre. Une attention particulière sera nécessaire pour protéger les intérêts de l'acheteur.

Glossaire

Accords directs - contrats ou accords conclus entre les prêteurs et les cocontractants de la société de projet (y compris l'acheteur, et le cas échéant, l'État d'accueil), aux termes desquels les parties prenantes du projet en question prennent acte des sûretés consenties par la société de projet aux prêteurs, et permettent aux prêteurs de pallier les manquements et de la société de projet. Des accords directs peuvent également être mis en place pour clarifier/modifier le contrat de projet sous-jacent.

Enlèvement (dispatch) - instruction du client ou de l'exploitant du réseau à la centrale électrique de produire de l'électricité.

Acheteur - partie au contrat d'achat d'électricité ayant l'obligation d'acheter la capacité rendue disponible et l'électricité produite par la centrale électrique, selon les termes et conditions prévus par le contrat d'achat d'électricité. Également appelé « client ».

Mise en exploitation réputée - date à laquelle la société de projet devrait avoir atteint la Mise en Exploitation Commerciale à la date prévue, mais ne parvient pas à le faire en raison de la survenance d'un événement ou d'une circonstance dont l'acheteur est responsable.

Accord d'option d'achat et de vente - accord entre la société de projet et l'État d'accueil aux termes duquel l'une des parties peut exercer ses droits pour imposer à l'autre partie l'achat ou la vente des actifs du projet.

Appel d'offres - invitation d'un État d'accueil, d'un client ou, dans certains marchés, de l'Autorité de Régulation, à l'attention d'investisseurs potentiels, à soumettre une proposition pour le développement d'un projet de centrale électrique.

Arbitrage - mécanisme de résolution des litiges où le sujet en litige est présenté, pour être tranché, à un tribunal arbitral dans le cadre de règles préétablies.

Au fil de l'eau - dans le contexte d'une centrale hydroélectrique, une centrale hydroélectrique qui ne dispose pas d'un réservoir de taille significative et qui dépend principalement des précipitations et du débit de la rivière pour sa production.

Autorité de régulation - autorité compétente de l'État d'accueil disposant constitutionnellement du droit d'édicter des normes applicables au projet et à la société de projet.

« Back to back » ou Adossement - clauses de contrats distincts renvoyant les unes aux autreset destinées à transférer en transparence les risques à un tiers. Plus précisément, en rapport avec une obligation, signifie la capacité du débiteur de transférer le risquelié à cette obligation à une autre partie. Cela s'obtient parfois par le moyen de stipulations pour autrui.

Bouclage financier - soit (i) la signature des Documents de Financement, soit (ii) la signature des Documents de Financement et la satisfaction de toutes les conditions suspensives au premier sur les prêts consentis au projet.

Capacité réputée disponible - capacité qu'une centrale électrique pourrait mettre à disposition, mais ne peut mettre à disposition en raison de la survenance d'un événement ou d'une circonstance dont l'acheteur est responsable.

Capitaux propres - fonds investis par les promoteurs dans le projet, qui ne sont pas empruntés par la société de projet. Le terme « capitaux propres » peut parfois être utilisé pour inclure les prêts subordonnés d'associés (qui sont des fonds mis à disposition de la société de projet par les promoteurs ou les actionnaires de la société de

projet, et qui sont subordonnés à la dette mise à disposition parles prêteurs).

Cas de défaillance - la défaillance que les parties à un contrat considèrent comme une défaillance significative. La survenance d'un Cas de défaillance donne généralement le droit à la partie non défaillante de résilier le contratsi ce cas de défaillance n'est pas remédié dans le délai de remédiation applicable.

Cas de force majeure - un événement échappant au contrôle des parties concernées, qui empêche la partie affectée d'exécuter une ou plusieurs obligations prévues par le contrat concerné. Les événements constitutifs de force majeure sont généralement classés en cas de force majeure politique, et cas de force majeure non politique, avec des conséquences financières et contractuelles distinctes sur les parties contractantes. Les cas de force majeure naturelle entrent dans la deuxième catégorie.

Centrale électrique marchande - centrale électrique qui vend de l'électricité sur un marché de gros concurrentiel au lieu de le faire dans le cadre d'un contrat d'achat d'électricité. L'achat d'électricité produite par une centrale d'électricité marchande est régi par les règles de marché, c'est-à-dire que la société de projet est exposée à un risque de marché significatif.

Centrale électrique dispatchable - centrale électrique capable de répondre à l'instruction du gestionnaire de réseau, à la demande, de varier sa production à bref délai. Font partie de cette catégorie les centrales fonctionnant au charbon ou au gaz, et les centrales fonctionnant à partir d'énergies renouvelables relativement stables ou pouvant être mises en réserve, comme les centrales hydroélectriques avec réservoir et/ou biomasse.

Centrale non dispatchable - centrale électrique qui n'est pas capable de répondre à des instructions de l'opérateur de système de varier sa

production d'électricité.

Cession - terme juridique définissant l'acte de transférer les droits d'une partie prévus par un contrat, à l'exclusion des obligations, à une autre partie. Le droit d'une partie de céder les droits prévus par un contrat est soumis aux restrictions et limitations du contrat en question et peut nécessiter l'accord préalable des autres parties au contrat.

Charge ou capacité de base - capacité de production sur un réseau national ou régional que le client ou l'exploitant du réseau entend répartir ou utiliser de manière continue.

Cogénération **-** une technologie qui permet de produire de l'électricité et de capter la chaleur qui serait autrement perdue pour fournir une énergie thermique exploitable.

Compte de réserve de service de la dette *ou* ***CRSD*** - dans le cadre du contrat de prêt, un compte spécial de réserve libellé dans la devise du prêt, que l'emprunteur alimente avec les revenus disponibles du projet, à hauteur d'un montant suffisant pour couvrir les obligations prévues du service de la dette sur une période déterminée.

Concession - droit concédé par l'État d'accueil de construire et d'exploiter une centrale électrique dans le pays d'accueil, pour un certain nombre d'années. Un contrat de concession est le contrat par lequel la concession est consentie à la société de projet. Un contrat de mise en œuvre a le même objet.

Conditions suspensives - ensemble de conditions qui doivent être satisfaites avant que le contrat ou certaines parties de celui-ci ne produisent leur effet, généralement dans le cadre du contrat d'achat d'électricité et des tirages au titre des contrats de prêt.

Contrat d'achat d'électricité - contrat par lequel deux parties, dont l'une produit de l'électricité en vue de sa vente (le

vendeur/producteur/la société de projet), et l'autre achète cette électricité (l'acheteur/le client). Le contrat est parfois qualifié de contrat d'achat.

Contrat d'apports en fonds propres - contrat obligeant les propriétaires de la centrale électrique à effectuer des apports en capital ou en dette subordonnée pour financer la partie de la centrale qui n'est pas financée par des prêteurs tiers.

Contrat d'Exploitation et de Maintenance ou **Contrat E&M** - contrat conclu entre la société de projet et l'exploitant, aux termes duquel l'exploitant exploite et maintient la centrale électrique.

Contrat d'Ingénierie, de Fourniture et de Construction ou **Contrat EPC** - un ou plusieurs contrats conclus entre l'entrepreneur EPC et la société de projet, pour les besoins de la détermination des conditions de conception, d'ingénierie, d'achat des matériaux et équipements, de construction et de mise en service de la centrale électrique.

Contrat d'Interconnexion - contrat conclu entre la société de projet et l'exploitant du réseau pour la connexion de la centrale électrique au réseau.

Contrat de Fourniture de Combustible - contrat conclu entre la société de projet et le fournisseur de combustible (dans le cas d'un contrat d'achat d'électricité conventionnel), ou entre le client et le fournisseur de combustible (dans le cas d'un contrat de *tolling* ou d'un contrat de conversion d'énergie), aux termes duquel le fournisseur de combustible fournit du combustible à la société de projet.

Contrat de prêt - crée l'engagement du prêteur de consentir un prêt à la société de projet pour financer le projet de centrale électrique, et l'obligation de la société de projet de rembourser le prêt avec intérêts et de respecterles divers engagements prévus dans le contrat de prêt.

***Contrat de Services de Long Terme** ou **LTSA** - c*ontrat par lequel le fournisseur d'équipement fournit des services d'entretien pour une centrale électrique à intervalles réguliers pendant la durée du contrat d'achat d'électricité et/ou fournit des pièces détachées nécessaires à l'exploitation et l'entretien de la centrale électrique.

Contrat de Transport de Combustible - contrat prévoyant le transport de combustible du fournisseur de combustible à la société de projet.

Contrat de tolling - dans le cadre de projets de centrales, un contrat par lequel une partie, en général le client, accepte de fournir du combustible au producteur d'électricité qui sera convertie en électricité qui sera ensuite produite et livrée au client.

Contrats de Garantie Souveraine - peut inclure les garanties souveraines, les lettres de confort, les contrats d'option de vente et d'achat et toutes autres formes de soutien public qui améliorent la capacité financièredu client et des autres entités publiques impliquées dans le projet.

Date d'Echéance - date limite pour l'achèvement d'une étape importante d'un contrat, comme la réalisation de conditions suspensives aux obligations des parties prévues par le contrat, le bouclage financier de l'opération, ou l'atteinte de la date de mise en exploitation commerciale.

Date d'Effet - la date à laquelle le contrat d'achat d'électricité entre en vigueur. Les conditions de la date d'effet varient d'un projet à l'autre, mais comprennent souvent le bouclage financier.

Date de Mise en Exploitation Commerciale** ou **DEC - date-étape importante, définie dans le contrat d'achat d'électricité comme la date à laquelle la centrale électrique commence à être exploitée commercialement, souvent tel que certifiée par un ingénieur

indépendant.

Délai de remédiation - période pendant laquelle une partie défaillante dispose de l'opportunité de corriger un manquement qui, autrement, constituerait un cas de défaillance.

Démantèlement - obligation de la société de projet de démanteler la centrale électrique et de remettre le site en son état d'origine à l'échéance du terme de la concession.

Développeur - partie qui entreprend l'initiation et la création du projet. Le promoteur n'est pas nécessairement le promoteur (sponsor), qui apporte des capitaux propres à la société de projet.

Devise de réserve - voir Devise forte.

Devise forte - voir Devise de réserve.

Documents de financement - l'ensemble des contrats et d'accords autres que les documents de projet (y compris notamment les Contrats de Prêts, les Accords Directs et les Contrats de Garantie), qui définissent les droits et obligations des prêteurs et de la société de projet en rapport avec le financement de lacentrale électrique.

Documents de garantie - les documents par lesquels sont constitués les sûretés, hypothèques, nantissements et autres sûretés qui garantissent le remboursement des prêts de projet au bénéfice des prêteurs.

Documents de projet - contrats ou accords pour la construction, l'exploitation et l'entretien de la centrale électrique. Ils incluent typiquement le Contrat d'Achat d'Electricité, le Contrat EPC, le Contrat de Fourniture de Combustible, le Contrat d'Exploitation et de Maintenance, et le Contrat d'Interconnexion.

Droits de Substitution - droits consentis aux prêteurs au titre d'un

Accord Direct de substituer la société de projet et de remédier à une défaillance de la société de projet, conformément au contrat de projet, avant que le cocontractant de la société de projet ne puisse entreprendre d'action visant à l'exécution forcée du contrat ou à sa résiliation.

Energie solaire concentrée - forme de production d'électricité photovoltaïque où la disposition circulaire de miroirs et lentilles orientés vers une tour d'eau crée de la vapeur, qui permet la production d'électricité via une turbine à vapeur.

Enlèvement ferme *(take or pay)* - dans le cadre d'un contrat d'achat d'électricité, l'obligation de l'acheteur de payer l'électricité mise à disposition par la centrale électrique, que l'électricité soit produite ou non. A ne pas confondre avec l'obligation pour l'acheteur d'accepter la fourniture et de payer l'électricité effectivement produite par la centrale électrique (*take and pay*).

État d'accueil - l'État du pays dans lequel la centrale électrique est située.

Étude de faisabilité - étude technique et financière de la viabilité du projet de centrale électrique envisagé.

Événement de force majeure non politique - événement de force majeure qui n'est pas un cas de force majeure politique.

Fausse déclaration - déclaration ou affirmation faite par une partie à uneautre qui s'avère inexacte.

Financement d'entreprise - terme utilisé pour distinguer cette notion de celle de Financement de Projet (voir ci-dessous). Le financement d'entreprise implique que le prêteur dispose d'un recours contre les actionnaires de l'emprunteur en question et/ou à des actifs en plus des actifs financés.

Financement de Projet - voir Financement sans recours.

Financement sans recours - financement qui sera remboursé à partir d'une unique source de revenus précisément identifiée. Le financement sans recours est généralement utilisé pour les entités ayant un objet spécifique. Les obligations des actionnaires de ces entités à objet spécifique sont généralement limitées à leur obligation de concourir à la fourniture de capitaux propres à la Société de Projet.

Fioul lourd - hydrocarbure constitué des résidus visqueux et goudronneux du processus de raffinage du pétrole brut.

Force majeure politique - événement de force majeure de nature politique. Cela inclut généralement tout acte de guerre, conflit, actes d'ennemis étrangers, blocus, embargo, révolution, grèves nationales, ou motivé par les faits politiques, et la révocation ou l'absence d'émission des concessions et autres autorisations.

Fournisseur de combustible - fournisseur de combustible utilisé pour produire de l'électricité.

Indemnisation totale - le fait de placer une partie dans la situation qui aurait été la sienne si l'événement qui a provoqué une perte ou une réduction de ses bénéfices n'était pas survenu.

Indemnité forfaitaire - montant d'indemnité fixé contractuellement visant l'indemnisation d'une partie en cas de violation du contrat par l'autre partie.

Insolvabilité - incapacité d'une entité à payer ses dettes à leur échéance.

Institutions Financières de Développement - institutions financières ayant mandat pour financer les projets qui participent à des projets de développement. Par exemple : La Banque mondiale, BAD, OPIC, FMO, DEG, CDC, DBSA et Proparco.

Interconnexion - lieu d'interconnexion du réseau et de la centrale électrique.

Investisseur - voir **Promoteur**.

Kilowatt Heure - mesure d'énergie égale à 1000 watts d'électricité produite ou consommée de manière continue pendant une période d'une heure.

Liquidité - disponibilité de numéraire ou d'équivalents de numéraire pour couvrir des obligations financières d'une partie à court terme.

Marché au Comptant - dans le contexte de la fourniture d'électricité, le marché de gros de l'électricité sur lequel la société de projet peut vendre de l'électricité autrement que dans le cadre d'un contrat d'achat d'électricité de long terme. Dans le contexte d'un contrat de fourniture de combustible, le marché auprès duquel la société de projet peut acquérir du combustible sans souscrire d'obligations d'achat à long terme de combustible.

Mégawatt – mesure de l'énergie signifiant 1 000 000 watts.

Novation – mécanisme juridique par lequel les droits et obligations d'une partie au titre d'un contrat sont transférés à un tiers.

Partenariats Public Privé **ou PPP** - conventions entre le secteur privé et le secteur public aux termes desquels un service ou une infrastructure habituellement géré par le secteur public est assuré par le secteur privé au moyen d'une Concession, qui prévoit un accord clair sur la répartition des risques et responsabilités associés.

Pertes Directes – pertes qui résultent directement de la défaillance d'une partie dans l'exécution d'obligations prévues par le contrat.

Pertes Indirectes – voir la définition des Pertes Directes.

Point de Livraison - lieu auquel un producteur est tenu de livrer l'électricité produite par la centrale électrique. Le point de livraison est généralement le côté haute tension des transformateurs. L'électricité produite par une centrale électrique est mesurée au point de livraison.

Prêt du Projet - prêt d'un ou plusieurs prêteurs à la société de projet, consenti pour les besoins du financement d'un projet de construction d'une centrale électrique.

Prêteurs - fournisseurs de financement sous forme de prêts à la société de projet.

Principes de l'Équateur - cadre de gestion des risques adopté par les institutions financières pour la détermination, la vérification et la gestion des risques sociaux et environnementaux dans les projets, ils sont principalement destinés à fournir un standard minimum d'audit, comme support d'aide à la décision responsable sur le risque.

Producteur - voir **Vendeur**.

Producteur Indépendant d'Electricité **ou IPP** - un producteur d'énergie électrique détenu par des capitaux privés.

Production réputée disponible - électricité qu'une centrale électrique est capable de produire, mais ne peut le faire faire en raison de la survenance d'un événement ou d'une circonstance dont le client est responsable.

Projet d'alimentation électrique d'urgence - projet d'énergie électrique destiné à remédier à une pénurie à court terme de capacité de production.

Promoteur **-** le fournisseur de capitaux propres à la Société de

Projet.

Puissance de sortie électrique nette - l'énergie électrique nette, généralement exprimée en MWh, produite par une centrale électrique et délivrée au point de livraison, telle que mesurée par le système de mesuresitué au point de livraison.

Redevance d'énergie - un paiement d'électricité par le client, basé sur le volume effectif d'électricité produite et acheminée. Le paiement est destiné à permettre au producteur de faire face aux coûts de combustible et aux frais d'exploitation variables. Dans le contexte des énergies non-dispatchables, le tarif ne comporte qu'une redevance d'énergie (unitaire) car aucune redevance de capacité n'est payée.

Redevance de capacité - le paiement de capacité par le client est basé sur la capacité de la centrale électrique à fournir un certain volume. Le paiement est conçu pour permettre au producteur de couvrir ses frais fixes(coûts du capital et frais fixes d'exploitation) et les bénéfices convenus. Ces charges sont payées aussi longtemps que la centrale électrique est disponible ou réputée disponible, que la centrale alimente le réseau ou non.

Réduction - instruction donnée par le client ou par l'exploitant du réseau à l'exploitant d'une centrale électrique disponible de réduire la production. Cela peut être motivé par la demande des utilisateurs finaux, la disponibilité de ressources alternatives, la capacité du réseau de transmission et/oula stabilité du réseau.

Répercussion - en rapport avec un coût, le mécanisme par lequel la société de projet transfère ce coût au client par le biais du tarif.

Report en Avant - un montant de droits qui n'est pas utilisé immédiatement par la partie bénéficiaire, qui s'ajoute aux droits de cette partie au titre de la période suivante.

Réseau - système de câbles à haute tension par lequel l'énergie électrique est distribuée dans une région.

Responsabilité Individuelle - signifie que chaque partie est responsable séparément de l'exécution et des conséquences du défaut d'exécution.

Responsabilité potentielle - responsabilité qui n'est pas avérée mais pourrait s'avérer à l'avenir.

Site - terrain sur lequel la centrale électrique est située.

Société de Projet - l'entité qui vend l'électricité dans le cadre du contrat d'achat d'électricité. Egalement appelée vendeur, producteur indépendant d'électricité ou producteur.

SPV - société constituée spécifiquement pour les besoins d'un projet spécifique, qui ne peut exercer aucune autre activité que celle en question. Souvent appelée « société de projet » dans le cadre du présent manuel.

Standard de Performance SFI - ensemble de standards développés par la SFI, conçus pour aider à identifier, éviter, limiter et gérer les éventuelles conséquences sociales et environnementales négatives des projets de centrales électriques.

Sûreté - droits de propriété, droits contractuels ou tous autres actifs sur lesquels un emprunteur consent des droits à un prêteur en vue de garantir le remboursement d'un prêt.

Taux de Rendement Thermique - mesure de l'efficacité de la centrale électrique par la conversion d'une unité de combustible en une unité électrique. Le taux de rendement thermique est généralement décrit en MM BTU (LHV) par kWh ou GJ(LHV)/kWh.

Taux de Rendement Interne ou **TRI** - taux d'actualisation qui,

lorsqu'il est utilisé pour actualiser les flux de trésorerie futurs d'un projet, donne une valeur actuelle nette de zéro.

Terme - la durée pendant laquelle un contrat produit ses effets, sauf résiliation anticipée par une partie conformément aux termes et conditions du contrat. Le terme d'un contrat d'achat d'électricité est souvent stipulé pour aller jusqu'à une date fixée un certain nombre d'années après la DEC.

Tirage - dans le cadre d'un prêt, signifie la mise à disposition de fonds du prêteur à l'emprunteur.

Travaux du Projet - les travaux de génie civils d'équipements électromécaniques et d'installations auxiliaires qui, une fois achevés, formeront une centrale électrique.

Vendeur voir **Société de Projet**.

Violation significative - violation sérieuse par une partie des obligationsprévues par un contrat.

Volts - unité dérivée pour mesurer la force électrique.

Acronymes

AfDB—African Development Bank

BOO —Build Own Operate

BOOT—Build Own Operate Transfer

BOT—Build Operate Transfer

CHP—Combined Heat and Power

COD—Commercial Operations Date

CP—Conditions Precedent

CSA—Credit Support Agreement

CSP—Concentrated Solar Power

DBA—Design Build Agreement

DFC—United States International Development Finance Corporation (auparavant OPIC)

DFI—Development Finance Institutions

DSCR—Debt Service Coverage Ratio

DSRA—Debt Service Reserve Account

EBRD—European Bank for Reconstruction and

Development ECA—Export Credit Agency

EIA—Environmental Impact Assessment

EIS—Environmental Impact Statement

ESIA—Environmental and Social Impact Assessment EPC—

Engineering, Procurement and Construction (contrat)

EPCM—Engineering, Procurement, Construction and Management Agreement

EPP—Emergency Power Project

EURIBOR—Euro Interbank Offered Rate

FM—Force Majeure

FME—Force Majeure Event

FMV—Fair Market Value

FSA—Fuel Supply Agreement

GJ—Gigajoule

HFO—Heavy Fuel Oil

IA—Implementation Agreement

ICA—Infrastructure Consortium for Africa

ICC—International Chamber of Commerce

ICSID—International Centre for Settlement of Investment Disputes

IDC—Interest During Construction

IE—Independent Engineer

IFC—International Finance Corporation

IPP—Independent Power Producer/Project

kW—kilowatt

kWh—kilowatt hour

LD—Liquidated Damages

LHV—lower heating value

LIBOR—London Interbank Offered Rate

LC—Letter of Credit

LCIA—London Court of International Arbitration

LTSA—Long Term Service Agreement

MAE—Material Adverse Effect

MDB—Multilateral Development Bank

MIGA—Multilateral Investment Guarantee Agency

MMBtu—Million British Thermal Units

MW—Megawatt

MWh—Megawatt hour

O&M—Operations and Maintenance

OPIC—Overseas Private Investment Corporation

(voir DFC) PCOA—Put and Call Option Agreement

POD—Point of Delivery

PPA—Power Purchase Agreement

PPP—Public Private Partnership

PRG—Partial Risk Guarantee

PRI—Political Risk Insurance

PV—Photovoltaic

PQ—Pre-Qualification

RfP—Request for Proposal

SOE—State Owned Entity

SPV—Special Purpose Vehicle

T-Line—Transmission Line

UNCITRAL—United Nations Commission on International Trade Law

VAT—Value Added Tax

WCLC—Working Capital Letters of Credit

Autres ressources

La liste qui suit représente des ressources supplémentaires (non exhaustives) disponibles en ligne :

Classification du risque par pays

Notation de risque de crédit des pays de Standard & Poor's :
https://www.spglobal.com/ratings

Environnement et social

- Système de sauvegarde intégrée de la Banque africaine de développement : *http://goo.gl/hWTO5p*
- Principes de l'Équateur : *http://www.equator-principles.com*
- Normes de Performance environnementales et sociales IFC : *http://goo.gl/pNaC0v*

Institutions financières de développement

- Africa Finance Corporation :
- *http://www.africafc.org* African Development Bank
- Group : *http://www.afdb.org* Asian Development

  Bank : *http://www.adb.org*
- CDC Group plc : *http://www.cdcgroup.com*
- DEG German Investment Company :
- *http://www.deginvest.de* Development Bank of
- Southern Africa : *http://www.dbsa.org* European Bank

  for Reconstruction and Development :
  http://www.ebrd.com
- European Investment Bank : *http://www.eib.org*

- FMO Netherlands Development Finance Company : *http://www.fmo.nl*
- International Finance Corporation : *http://www.ifc.org*
- Islamic Development Bank : *http://www.isdb.org*
- Proparco Investment and Promotions Company for Economic Cooperation : *http://www.proparco.fr*
- U.S. International Development Finance Corporation (DFC) : *https://www.dfc.gov/*
- World Bank Group : *http://www.worldbank.org*

Soutien aux négociations

- African Legal Support Facility : *http://www.alsf.org*
- Portail de la négociation de l'État d'accueil : *http://www.negotiationsup port.org*

Guides du secteur de l'électricité

- Africa Power Guide : *http://www.africapowerguide.com*
- Geothermal Handbook : Planning and Financing Power Generation by World Bank : *http://goo.gl/Ftms70*
- IEA Wind Power Technology Roadmap : *https://bit.ly/2xWYQ3d*
- Important Features of Bankable Power Purchase Agreements by OPIC : *http://goo.gl/BRXys*
- Power Africa : *http://www.usaid.gov/powerafrica*
- World Energy Outook 2014 : *http://www.worldenergyoutlook.org*
- Eberhard, A. and Gratwick, K. N, *Demise of the Standard Model for Power Sector Reform and the Emergence of Hybrid Power Markets*, Energy Policy Volume 36, Issue 10. 2008. *https://stanford.io/2KwyOGS*

Passation des marchés publics

- EIB Procurement Guidelines : *https://bit.ly/2x9Or42*
- South Africa's Renewable Energy IPP Procurement Program : Facteurs de succès et leçons : *http://goo.gl/1YnSGy*

- World Bank Procurement Guidelines : *http://www.worldbank.org/procurement*

Financement de projet

- World Bank: Project Finance and Guarantee Notes : *http://goo.gl/rdCkTH*
- World Bank: Partial Risk Guarantees : *http://goo.gl/7z6ZQo*

Préparation de projet

- ICA Assessment of Project Preparation Facilities for Africa : *http://goo.gl/MfLS92*

Partenariats public-privé

- Infrastructure Consortium for Africa : *http://www.icafrica.org*
- Propositions spontanées, une exception à l'initiative publique en matière d'infrastructures des PPP : *http://goo.gl/hXJgFZ*
- World Bank Public Private Partnership in Infrastructure Resource Center : *http://www.worldbank.org/pppirc*

SECONDE ÉDITION

AUTRES

POWER AFRICA UNDERSTANDING SERIES

Financé par

Elaboré par

Partenaires institutionnels