Ce livre a été conçu par la Facilité Africaine de Soutien Juridique de la Banque Africaine de Développement et le Programme de Développement du Droit Commercial du Département du Commerce des États-Unis. Il a été financé par Power Africa.

Power Africa est un signal fort aux gouvernements, citoyens, et entreprises en Afrique et au monde entier que nous sommes dévoués à travailler avec nos partenaires Africains pour supprimer les obstacles qui se tiennent en travers des opportunités. Grace à ce partenariat, nous électrifions des centres médicaux, nous éclairons des foyers pour que des enfants puissent étudier la nuit et nous fournissons de l'électricité aux entreprises. Power Africa améliore le niveau de vie à travers le continent.

Consultez *www.usaid.gov/powerafrica* pour plus de détails sur nos réalisations et pour savoir comment entrer en partenariat avec nous.

Développé par

ALSF
African Legal Support Facility
Facilité africaine de soutien juridique

CLDP
COMMERCIAL LAW DEVELOPMENT PROGRAM

Partenaires institutionnels

GROUPE DE LA BANQUE AFRICAINE DE DÉVELOPPEMENT
AFRICAN DEVELOPMENT BANK GROUP

DBSA
Development Bank of Southern Africa

OPIC

WORLD BANK GROUP

NBET
NIGERIAN BULK ELECTRICITY TRADING PLC

COMPRENDRE LE FINANCEMENT DES PROJETS D'ÉNERGIE

Comprendre le financement des projets d'énergie

POWER AFRICA

Comprendre le financement des projets d'énergie – Version 1.0

Éditions aux formats PDF et EPUB, publiées sous Licence internationale Creative Commons : Attribution – Pas d'utilisation commerciale – Partage dans les mêmes conditions 4.0 (CC BY-NC-SA), disponibles ici : *go.usa.gov/cv5CY*

Veuillez contacter Mohamed Badissy (CLDP) *mbadissy@doc.gov* ou la Facilité Africaine de Soutien Juridique (FASJ) *alsf@afdb.org* pour toutes questions au sujet de cette publication.

UNITED STATES DEPARTMENT OF COMMERCE
The Secretary of Commerce
Washington, D.C. 20230

In 2013, President Obama launched Power Africa to bring together technical and legal experts, the private sector, and governments from around the world to increase the number of people with access to power in Sub-Saharan Africa. Over the past three years, Power Africa has grown into a coordinated network of over 120 public and private sector partners working together to add 30,000 megawatts of new electricity generation and to reach 60 million new homes and businesses in Sub-Saharan Africa.

A key pillar of Power Africa's approach entails building the requisite capacity and understanding to help generate a sustainable power sector in Sub-Saharan Africa and to more readily attract private capital to develop necessary power infrastructure. To further these goals and in response to questions regarding how to expedite the development of power projects, Power Africa – under the leadership of the U.S. Department of Commerce, through the Office of the General Counsel's Commercial Law Development Program, and the African Development Bank, through the African Legal Support Facility – launched the "Understanding" series. This collection of technical handbooks is designed to enable African governments, Power Africa partners, and other stakeholders to expeditiously interpret, negotiate and develop power projects in Sub-Saharan Africa. In 2014, we produced "Understanding Power Purchase Agreements," a handbook explaining the terms, balance of interests, and structure of power purchase agreements, a key foundation in power project development. The reaction to the first handbook has been overwhelmingly positive, with over 15,000 copies distributed in print and numerous Power Africa partner governments using the handbook as a reference guide for power purchase agreement negotiations.

We produced "Understanding Power Project Financing," the second edition in the "Understanding" series, in response to the need to cultivate a better understanding of the expansive, and often confusing, universe of financing options for power project development. Like its predecessor, this handbook is the product of a consensus-based process involving African governments, multilateral institutions, and private sector stakeholders that encapsulates Power Africa's partnership-driven approach to facilitating the growth of the power sector in Sub-Saharan Africa.

As we work towards Power Africa's goal of doubling access to electricity in Sub-Saharan Africa, it is our hope that this handbook becomes a go-to resource for identifying and assessing the various options for financing power projects. I continue to take great pride in the U.S. Department of Commerce's leading role in Power Africa, and I remain convinced that the United States and Africa can work together to build a better future for the African continent.

Penny Pritzker
U.S. Secretary of Commerce

AFRICAN LEGAL SUPPORT FACILITY
FACILITE AFRICAINE DE SOUTIEN JURIDIQUE

Immeuble CCIA Plateau
01 B. P 1387 Abidjan 01
Côte d'Ivoire
Téléphone : (225) 20 26 35 96
Email : alsf@afdb.org
Directeur

Avant-propos de l'ALSF – Comprendre le financement des projets dans le secteur de l'énergie

Même si l'accès à l'énergie constitue un prérequis à la croissance économique et au développement, seulement 5% environ de l'Afrique subsaharienne a accès à l'énergie.[1] En 2014, la consommation d'électricité par habitant dans la région était estimée « à un sixième de la moyenne mondiale »[2] et la consommation totale dans la région équivalait à celle de l'Etat de New York[3]. Ce sont ces réalités qui ont mis en évidence la nécessité de rédiger ce livre.

À la fin de l'année 2014, la Facilité africaine de soutien juridique (ALSF), en collaboration avec le Programme de développement du droit commercial du Ministère américain du Commerce (CLDP), a réuni un groupe d'experts œuvrant dans le secteur de l'énergie afin de rédiger et de publier un manuel de référence sur les contrats d'achat d'électricité (CAE), lequel pourrait être utilisé tant par les acteurs du secteur public que par ceux du secteur privé afin de rationaliser le processus de négociation des CAE.

Cette démarche a résulté en la publication d'un guide intitulé « Comprendre les contrats d'achat d'électricité ». Ce manuel a rencontré un grand succès et nous avons reçu d'excellentes critiques de la part de responsables gouvernementaux africains, de juristes et d'entreprises privées. À ce jour, plus de 15 000 manuels ont été distribués en plus des nombreuses copies téléchargées directement en ligne. Le manuel CAE figure très souvent sur les bureaux des cadres du gouvernement pour servir d'ouvrage de référence lors des négociations.

Dans le cadre de notre travail qui consiste à fournir des services de conseil aux gouvernements africains et des échanges qui ont suivi la publication du manuel, nous avons constaté que l'une des plus grande difficulté limitant une participation accrue du secteur privé dans la production d'électricité, était la question des rehaussements de crédit et plus spécifiquement des garanties souveraines. Un secteur de l'énergie en plein essor lié à une

[1] « Who will fund the renewable solution to the energy crisis? » The Guardian, 5 juin 2014, disponible à l'adresse suivante : http://www.theguardian.com/global-development-professionals-network/2014/jun/05/renewable-energy-electricty-africa-policy.
[2] Idem
[3] Idem

pénurie d'acheteurs solvables en Afrique fait du rehaussement de crédit un élément central dans les opérations de financement à travers le continent africain.

Pour faciliter la compréhension du financement des projets d'énergie, l'ALSF et le CLDP ont une nouvelle fois réuni des professionnels œuvrant dans le secteur de l'énergie en Afrique afin de publier un deuxième manuel intitulé « Comprendre le financement des projets dans le secteur de l'énergie ». Ce manuel simplifie et traduit les concepts et le langage concernant le financement de projets dans le secteur de l'énergie en Afrique. Ce deuxième ouvrage se concentre exclusivement sur le financement des projets dans le secteur de l'énergie et sur les meilleures pratiques pour le financement privé de ces opérations en Afrique.

L'objectif du livre est de donner au lecteur une meilleure compréhension des considérations et des défis que chacune des parties a en tête au moment de s'asseoir à la table des négociations. L'idée est que cette approche permettra de favoriser des discussions plus ouvertes, d'éviter les impasses potentielles, tout en accélérant les transactions.

Les ouvrages « Comprendre le financement des projets dans le secteur de l'énergie » et « Comprendre les contrats d'achat d'électricité » sont des exemples des nombreuses activités que l'ALSF a mis au point pour aider les gouvernements africains à réussir leurs négociations et leur permettre de s'assurer que leurs projets dans le secteur de l'énergie soient économiquement viables.

L'ALSF est une institution publique internationale hébergée par la Banque africaine de développement (BAD). Depuis qu'elle a commencé ses opérations en 2010, la Facilité a fourni des services de conseils juridiques et une assistance technique aux gouvernements africains pour les questions relatives aux négociations de transactions commerciales complexes. La Facilité a été créée dans le but de réduire l'asymétrie des capacités techniques et juridiques souvent constatées entre les gouvernements et les investisseurs internationaux.

La Facilité apporte une assistance juridique et technique aux pays africains afin de renforcer leur expertise juridique et d'améliorer leurs capacités à conduire des négociations justes, équitables et équilibrées dans ses secteurs clés d'intervention, notamment les infrastructures, l'énergie, les industries extractives et la gestion de la dette. En outre, la Facilité propose des activités de renforcement des capacités incluant des formations et des produits de gestion des connaissances.

Les activités de renforcement des capacités de l'ALSF ciblent des acteurs clés au sein des gouvernements, des avocats ainsi que d'autres intervenants impliqués dans la négociation de transactions commerciales complexes. Dans ce cadre, l'ALSF poursuit sa mission visant à favoriser le développement de capacités juridiques durables permettant de conduire des négociations d'accords complexes dans des secteurs décisifs pour le développement du continent africain. Pour plus d'informations sur l'ALSF, visitez notre site Web (http://www.aflsf.org) ou écrivez-nous à alsf@afdb.org.

Table des matières

Avant-propos 9

1. Introduction 17

2. Contexte 21

2.1. Introduction 22
2.2. Structures changeantes des marchés 24
2.3. Créer un environnement attractif 27

3. Structures de financement 33

3.1. Introduction 34
3.2. Aspects essentiels du financement de projet 46
3.3. Sources de financement 53
3.4. Aspects particuliers du financement de projet 63
3.5. Parties prenantes 71
3.6. Résumé des points clés 73

4. Évaluation, tarification et répartition des risques 79

4.1. Introduction 80
4.2. Évaluation des risques 82
4.3. Tarification et répartition des risques 88
4.4. Gestion des risques politiques et des risques de paiement 94
4.5. Résumé des points clés 96

5. Obligations financières assorties d'un soutien au crédit 99

5.1. Introduction 100
5.2. Obligations de Paiement Récurrentes au titre du CAE 102
5.3. Autres Obligations de Paiement Exceptionnelles 107
5.4. Résiliation et Transfert 114
5.5. Résumé des Points Clés 120

6. Soutien de l'État 123

6.1. Introduction 124
6.2. Garanties d'État 126
6.3. Lettres de confort et de lettres de soutien 130
6.4. Contrats de promesse de vente et d'achat (*Put and Call Option Agreements*) 133
6.5. Lettres de crédit de liquidité 137
6.6. Comptes séquestres de liquidités 141
6.7. Viabilité de la dette 143
6.8. Point de vue de l'État d'accueil 152
6.9. Résumé des points clés 159

7. Soutien au crédit et atténuation des risques par des tiers 163

7.1. Introduction 164
7.2. Garanties des IFD 166
7.3. Structures des LC garanties par une IFD 176
7.4. Assurance contre le risque politique 183
7.5. Syndication des prêts dits à tranches A/B 188
7.6. Résumé des points clés 191

Annexe 193

Glossaire 194
Ressources en ligne 209
Sigles 214

Avant-propos

Le rôle essentiel que joue l'accès à l'électricité dans la croissance économique est probablement l'un des rares paramètres fondamentaux faisant l'unanimité chez les économistes. Il existe peu de ressources susceptibles de bénéficier aussi largement et aussi utilement aux populations que l'accès à l'électricité. Des écoles aux hôpitaux, en passant par les foyers et les bureaux, l'existence d'une énergie électrique abondante, abordable et fiable est la pierre angulaire de la croissance dans le monde actuel.

C'est pourquoi vous ne serez pas surpris, cher lecteur, que les gouvernements, les organisations internationales et les entreprises privées s'emploient activement à stimuler l'investissement dans les projets d'énergie afin d'électrifier les marchés mal desservis des pays en voie de développement ainsi que les territoires reculés dans les pays développés. Les efforts d'électrification entrepris dans le monde représentent depuis quelques années un enjeu d'autant plus important qu'il est désormais évident que l'accès à l'électricité s'avère pareillement essentiel en termes de réduction des émissions de carbone, dans la mesure où la plus grande partie des nouveaux investissements délaissent les combustibles conventionnels au profit de sources d'énergie plus propres. C'est ainsi que le développement du secteur de l'électricité pourra contribuer à une société plus respectueuse de notre planète et susceptible de nous offrir de meilleures conditions de vie.

En dépit des opportunités considérables qu'offre l'accroissement des investissements dans les projets d'énergie, leur développement reste confronté à d'importants obstacles. Comme nous l'avons évoqué dans notre publication précédente « Comprendre les Contrats d'Achat d'Électricité », un obstacle au développement de ces projets est la ré-

daction et la négociation du contrat complexe qui se trouve au cœur des projets d'énergie privés, le Contrat d'achat d'Électricité (**CAE**). Dans l'ouvrage précédent, nous avons observé qu'un CAE n'est efficace que s'il permet de répartir, d'une façon satisfaisante pour chacune des parties prenantes, les risques et les avantages entre le gouvernement, l'acheteur, le développeur, et les prêteurs du projet. Ce nouveau guide pratique, destiné à compléter le guide relatif aux CAE, traite d'un autre obstacle critique au développement d'un projet d'énergie, à savoir son montage financier. Le montage financier d'un projet, avec ce que cela implique en termes de négociation avec les investisseurs et les prêteurs et de prise en compte des risques et des moyens de les atténuer, s'avère aux yeux de notre groupe d'auteurs une tâche tout aussi complexe que la négociation du CAE, et mérite de ce fait un guide pratique supplémentaire.

Comme pour notre guide précédent, nous avons cherché ici à vous donner un aperçu des enjeux, des stratégies et des subtilités du financement privé d'un projet d'énergie. Comme nous l'avons expliqué dans le chapitre consacré aux marchés de l'énergie, de nombreux pays, y compris certains pays développés, rencontrent encore des difficultés à assurer la transition vers un marché énergétique plus prévisible et plus concurrentiel. Outre les difficultés afférentes au marché, le chapitre sur les structures de financement explique comment la croissance ininterrompue des dépenses grevant les budgets publics de nombreux pays en voie de développement réduit la capacité des États à développer directement des projets et les incite à se tourner de plus en plus vers le secteur privé pour développer et financer les projets d'énergie. La question du risque dans les projets d'énergie fait de nouveau l'objet d'un chapitre entier, l'accent étant cette fois mis plus particulièrement sur la tarification et la répartition des risques. Le CAE y tient toujours une place importante, avec le chapitre consacré aux obligations financières au titre du CAE définissant le périmètre des engagements financiers nécessaires à la mise en œuvre d'un projet d'énergie. L'aspect sans doute le plus crucial abordé dans ce guide pratique est traité dans les deux derniers chapitres, consacrés aux façons dont les gouvernements peuvent soutenir les investisseurs en réduisant les risques de crédit, qui constituent souvent le principal obstacle au financement des projets d'énergie.

Ce guide est le fruit de plusieurs mois de consultations entre les différents acteurs du secteur public et du secteur privé. Ces consultations ont permis de mieux appréhender les écueils du financement de projet dans les pays en voie de développement. Les solutions créatives élaborées grâce à une coopération étroite entre les gouvernements, les institutions internationales et le secteur privé, ont constitué la base rédactionnelle d'un guide pratique relatif au financement des projets d'énergie. C'est ce guide, fruit du travail d'un collectif d'auteurs mêlant des expertises, des expériences et des perspectives extrêmement diverses, que vous avez sous les yeux. Les auteurs de notre groupe ont contribué sur un pied d'égalité et gracieusement à la rédaction de ce guide, et chacun d'entre eux a tant écouté que partagé, de sorte à créer une ressource qui soit plus précieuse que la somme des expériences de chacun. En vous faisant part des points de vue des gouvernements, des banques de développement, des banques privées, des cabinets d'avocats les plus réputés et des négociateurs les plus chevronnés, nous espérons vous permettre de mieux comprendre tous les aspects, y compris les plus complexes, du financement de projets.

Recueillir, organiser et transmettre les contributions des éminents auteurs de notre groupe se sont avérées des tâches colossales, qui n'auraient pas été possible sans la brillante méthode rédactionnelle de Book Sprints (http://www.booksprints.net). Le procédé Book Sprints permet de conduire de A à Z la conceptualisation, la rédaction et la correction d'un ouvrage en seulement cinq jours. Sans surprise, ces cinq journées ont donné lieu à des discussions animées, à des corrections multiples sous la forme d'un nombre incalculable de Post-it à peine lisibles et à des heures interminables d'examen du texte afin d'en garantir l'exactitude et l'accessibilité. Nous avons été agréablement surpris par la communauté de vues qui s'est dégagée entre nous et par l'engagement que nous tous avons mis au service de ce projet d'envergure. Il en résulte une somme d'informations et de propositions qui reflète l'intelligence collective du groupe plutôt que les opinions individuelles de chacun des auteurs ou des institutions qu'ils représentent.

Nous tenons à remercier Laia Ros Gasch, notre coordinatrice Book Sprint, pour ses conseils toujours pertinents et sa patience infinie. Nous tenons également à remercier notre illustrateur, Henrik van Leeuwen, qui a su traduire nos gribouillis en petits chefs-d'œuvre informationnels. Nous sommes également profondément reconnaissants à l'équipe hors site de Book Sprint, notamment Raewyn Whyte (relecture), ainsi que Juan Carlos Gutiérrez Barquero et Julien Taquet (assistance technique).

Nous remercions particulièrement les planificateurs stratégiques qui ont contribué à la conception de ce projet : Mohamed Badissy, Nnamdi Ezera, Sheryl Weisflog et Mohammed Loraoui (Programme de Développement du Droit Commercial), Amir Shaikh et Toyin Ojo (Facilité Africaine de Soutien Juridique), et Adam Hyde, Katerina Michailidi et Mark Brokering (Book Sprints). Les auteurs tiennent également à remercier Power Africa, l'Agence des États-Unis pour le Développement International et la Facilité Africaine de Soutien Juridique, pour leur généreuse aide financière et logistique sans laquelle ni les consultations ni le Book Sprint n'auraient été possibles.

Afin de poursuivre la tradition de partage des connaissances en open source qui avait fait l'unanimité après la publication de *Comprendre les Contrats d'Achat d'Électricité*, ce guide pratique est publié sous Licence internationale Creative Commons : Attribution – Pas d'utilisation commerciale – Partage dans les mêmes conditions 4.0 (CC BY-NC-SA). En faisant le choix de cette licence d'édition, nous invitons tous ceux qui souhaiteraient le faire à copier, extraire, retravailler, traduire et réutiliser le texte dans un but non commercial, et ce sans l'autorisation des auteurs dans la mesure où le travail en résultant est également publié sous une licence Creative Commons. Ce guide a été initialement publié en anglais avant de l'être en français. Ce guide pratique est disponible soit sous forme électronique, à l'adresse (*go.usa.gov/cv5CY*), soit sous forme imprimée, auprès de Mohamed Badissy (CLDP) en s'adressant à *mbadissy@doc.gov* ou auprès de la FASJ à l'adresse *alsf@afdb.org*

Faire en sorte que soient tenues les promesses d'un monde plus électrifié est la mission essentielle de chaque membre de notre collectif d'auteurs. De la même façon que nous avons mis à contribution les gouvernements, les entreprises privées, les banques privées, les banques de développement et les meilleurs experts juridiques pour qu'ils nous communiquent leurs stratégies de financement permettant de passer du rêve à la réalité, nous espérons que d'autres utiliseront ce guide pratique afin d'amener l'électricité chez tous ceux qui en ont besoin. Nous sommes honorés de contribuer à cette noble mission et vous remercions du temps consacré à la lecture de notre contribution.

Sincères salutations,

Les Auteurs-Contributeurs

Auteurs-Contributeurs

Mohamed Badissy
Attorney Advisor (International)
Département du Commerce Américain
États-Unis

Lucy Chege
General Manager – Infrastructure Finance
(Energy, Environment, PPPs)
Banque de Développement de l'Afrique Australe
Afrique du Sud

Patrick M. Dougherty
Senior Counsel
Banque mondiale
États-Unis

Alex Evans
Deputy Associate General Counsel SME Finance
Overseas Private Investment Corporation
États-Unis

Nnaemeka Ewelukwa
General Counsel and Company Secretary
Nigerian Bulk Electricity Trading Plc
Nigeria

Jay Govender
Director – Projects
and Infrastructure
Cliffe Dekker Hofmeyr Inc.
Afrique du Sud

Tony Iskarpatyoti
Vice President
Nexant, Inc.
États-Unis

Vibhuti Jain
Senior Project Finance Advisor
USAID/Power Africa
États-Unis /Afrique du Sud

Ryan T. Ketchum
Partner
Hunton & Williams LLP
Royaume-Uni

Rhoda Limbani Mshana
Principal Results Specialist
Banque Africaine de Développement
Côte d'Ivoire

Subha Nagarajan
Managing Director – Africa
Overseas Private Investment Corporation
États-Unis

Toyin Ojo
Conseillère Juridique Senior
Facilité Africaine de Soutien Juridique
Côte d'Ivoire

Dozie Okpalaobieri
Energy Adviser
Ministère des finances
Nigeria

Franca Sandham
Power & Infrastructure Finance
Investec Bank Limited
Afrique du Sud

Kaushik Ray
Partner
Trinity International LLP
Royaume-Uni

Tim Scales
Partner
Allen & Overy LLP
Royaume-Uni

Amir Shaikh
Conseiller Juridique en Chef
Facilité Africaine de Soutien Juridique
Côte d'Ivoire

Neil van Niekerk
Managing Director and Head – Africa
Project & Export Finance
Standard Chartered Bank
Afrique du Sud

1. Introduction

Les opérations bancables sont au cœur du développement du secteur de l'énergie dans de nombreuses économies émergentes.

Toutefois, la finalisation des projets d'énergie dans ces pays est parfois très longue. Deux raisons principales sont le plus souvent invoquées pour expliquer la longueur des négociations avant d'aboutir à un accord :

- la question de la répartition équitable des risques (qui prend le risque et pourquoi ?), et
- le manque de solutions de rehaussement de crédit (qu'est-ce qui peut être fait par les parties, notamment par les gouvernements, afin d'atténuer les risques ?).

Par exemple, lorsque la question d'une « garantie d'Etat » est soulevée, elle est susceptible de faire débat et de conduire éventuellement à une impasse.

Ce guide a vocation à être un outil pratique à la disposition des gouvernements, des sociétés de gestion des services publics, des investisseurs et des autres acteurs concernés en identifiant les enjeux propres à chacune des parties et en décrivant les intérêts qui sous-tendent le processus décisionnel. . Cet ouvrage est ainsi susceptible de fournir une feuille de route qui permettra de se sortir de cette impasse.

Le guide commence par une présentation des différentes solutions de financement des projets d'énergie, ainsi que de leurs avantages et inconvénients respectifs. Il poursuit par une analyse plus approfondie des mécanismes de financement de projets et de leur pertinence dans le cadre de la mise en œuvre de projets d'énergie.

Il approfondit ensuite certaines des problématiques clés, notamment :

- le rôle et la justification du rehaussement de crédit afin d'atténuer les risques perçus et avérés, et d'attirer ainsi des sources de financement publiques et privées,
- les formes souveraines et non souveraines de rehaussement de crédit, ainsi que leurs mécanismes et implications respectives. Le guide

évoque ensuite la délimitation et l'évaluation des risques, la répartition des risques, et leur incidence sur la tarification, ainsi qu'une description détaillée des principaux acteurs.

Le rôle essentiel du Gouvernement dans la Finalisation d'un Projet d'Energie Indépendant

Le guide approfondit un cas spécifique de financement de projets d'énergie : ceux impliquant un Producteur Indépendant d'Électricité **(IPP)**. Bien que la partie fournissant l'électricité puisse être une entité privée ayant des intérêts et des attentes distincts de ceux du gouvernement, ce dernier continue de jouer un rôle fondamental dans la transaction. Le gouvernement pourra par exemple avoir initié le projet, par l'intermédiaire d'un processus d'appel d'offres ou de quelque autre façon. De même, le gouvernement est généralement acteur du projet par l'intermédiaire de l'autorité qui délivre les agréments et permis de construire et d'exploiter, ainsi que les autres autorisations nécessaires. En outre, le gouvernement est souvent partie au contrat d'achat d'électricité, tel est le cas lorsque l'acheteur est une société publique ; il est également la partie qui assure la maintenance des infrastructures principales et connexes nécessaires, telles que les réseaux de transport et de distribution ou d'approvisionnement en combustible. En tant que décisionnaire, le gouvernement définit le contexte fiscal, économique et logistique de l'investissement et est ainsi à même de le faciliter à de nombreux égards. En outre, comme ce guide pratique le soulignera, du fait de sa position et de son rôle unique dans les transactions énergétiques sur les marchés difficiles, l'État est un acteur central à même de fournir un soutien sous la forme d'un rehaussement de crédit.

Le Guide dans son Contexte

Ce guide pratique est une suite et un complément du guide précédent intitulé « Comprendre les Contrats d'Achat d'Électricité ». Les deux guides traitent d'aspects différents des projets d'énergie. Le premier guide pratique est axé sur les mécanismes et les spécificités des contrats d'achat d'électricité (**CAE**) et sur la façon dont un IPP doit les utiliser en vue de faciliter le financement d'un projet d'énergie. Pour sa part, le présent guide se concentre sur les structures et les mécanismes de financement à même d'être utilisés pour financer les projets d'énergie des IPP.

2. Contexte

2.1. Introduction

2.2 Structures changeantes des marchés

2.3 Créer un environnement attractif

2.1. Introduction

Le secteur de l'énergie est une composante fondamentale du progrès économique d'un pays. L'énergie contribue de façon essentielle à la croissance et au fonctionnement de l'économie d'un pays, tous secteurs d'activité confondus, et par conséquent à la création d'emplois. La demande d'électricité est étroitement liée à la croissance du PIB et à d'autres critères de progrès sociaux et politiques. En tant que tels, les investissements dans le domaine de l'énergie affichent une rentabilité économique évidente et mesurable dès l'achèvement et la mise en service des projets d'énergie financés, avec un effet multiplicateur sur l'ensemble de l'économie. Les projets d'énergie financés avec succès auront ainsi un large impact sur le développement du pays.

Ces opérations nécessitent d'importants investissements à long terme, caractérisés par l'étalement du remboursement sur des longues périodes. Ils exigent souvent des connaissances et un savoir-faire très techniques et spécialisés pour les préparer et les mettre en œuvre. De surcroît, le secteur de l'énergie est particulièrement dépendant des infrastructures de transmission et de distribution, ce qui implique des coûts de construction et de maintenance élevés, à la différence d'autres secteurs, tel que le secteur des télécommunications. Par conséquent, il faut encourager un environnement attractif pour les investissements qui devra être viable à long terme. Cet aspect, à lui seul, peut s'avérer être une entreprise de longue haleine. C'est pourquoi les projets entrepris à court ou moyen terme nécessitent souvent de faire appel à certaines techniques de rehaussement de crédit.

Dans ce contexte, bien que les gouvernements commencent à ouvrir le secteur aux capitaux privés, ils restent incontournables en matière de soutien législatif, réglementation, délivrance de permis, supervision, ainsi que pour certains services annexes, tels que l'approvisionnement en carburant et/ou le réseau de transmission. Ils sont indispensables pour

créer un environnement attractif qui favorise le développement de leurs secteurs énergétiques. Bien que la création d'un tel environnement attractif requière beaucoup de temps et d'efforts, un gouvernement accroît, par ce fait, ses chances de récolter les fruits des projets d'énergie indépendants, dont l'avantage principal est d'avoir des coûts initiaux du projet financés par des capitaux privés et non par le budget de l'État.

2.2. Structures changeantes des marchés

Capitaux privés, bien public

La pénurie de fonds publics et la solvabilité financière réduite dans le secteur de l'énergie ont limité la capacité de nombreux gouvernements de pays émergents à investir dans des capacités de production électrique supplémentaires. Cette tendance se produit dans un contexte de demande croissante et insatisfaite d'électricité.

Les États doivent prendre en compte les aspects politiques, économiques et fiscaux lorsqu'ils cherchent à satisfaire les besoins de leur secteur énergétique. Les États sont souvent incapables de financer les investissements nécessaires pour satisfaire leurs besoins d'infrastructures énergétiques. Les partenariats avec le secteur privé offrent aux États la possibilité d'avoir accès à davantage de ressources financières et de compétences techniques. L'implication du secteur privé dans le secteur de l'énergie permet non seulement de transférer sur celui-ci le poids du financement, mais également certains des risques, tels que la préparation, la mise en œuvre et l'exploitation du projet.

En règle générale, les marchés énergétiques sont au départ entièrement financés, détenus et contrôlés par l'État. Comme nous l'avons noté à la Section 3.1 (Présentation des solutions alternatives de financement des projets d'énergie), ce modèle exige de la part de l'État moins de coordination avec des tiers bailleurs de fonds, mais il se traduit également par des contraintes budgétaires plus importantes. Ceci peut limiter les réserves de trésorerie ou les financements extérieurs mobilisables par un État en faveur d'autres secteurs à forte intensité de capital qu'il pourrait être amené à soutenir. Par conséquent, de nombreux États ont jugé avantageux de privatiser certains actifs énergétiques générateurs de

revenus (principalement des actifs de production), plutôt que de privatiser dans des secteurs sociaux tels que l'éducation et la santé. Ce faisant, l'État est en mesure de tirer profit des structures de financement qui encouragent le capital privé, ce qui lui permet de libérer des ressources budgétaires pour les consacrer à d'autres priorités.

Malgré l'augmentation de la participation du secteur privé, l'approvisionnement énergétique est un bien public qui exige souvent la participation active de l'État. Le niveau d'engagement varie selon le pays.

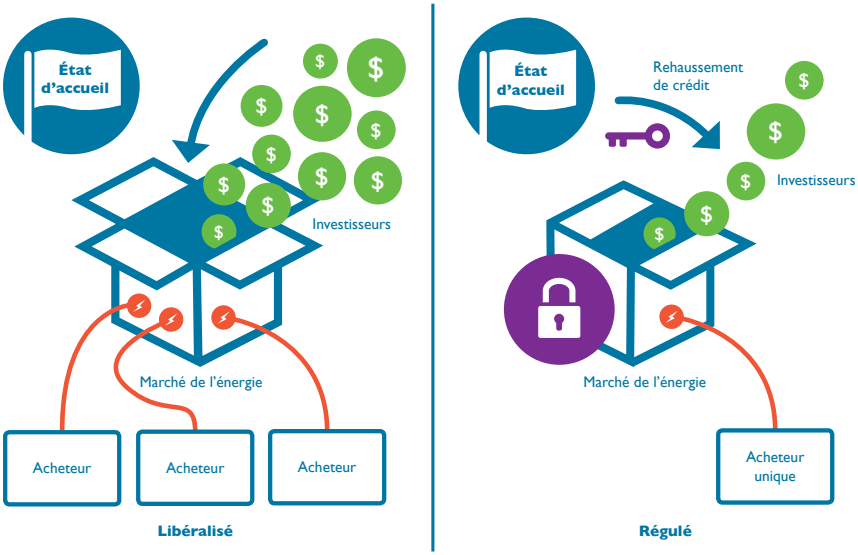
Vers un secteur énergétique plus développé

Les marchés émergents peuvent évoluer de manières très différentes. D'un côté, il existe des marchés qui sont étroitement contrôlés par l'État, avec un acheteur unique et un accès au réseau limité. Il existe également des pays qui autorisent les ventes aux enchères sur le marché au comptant, les accords de transit et plusieurs acheteurs. Plus un État progresse vers la seconde configuration, moins il a besoin d'intervenir.

Au fur et à mesure que sa structure évolue, le marché gagne en transparence et les ressources sont affectées de façon plus efficace, ce qui contribue à accroître la confiance des acteurs du secteur privé. Au fur et à mesure que le marché gagne en maturité, il est mieux à même d'attirer davantage de capitaux privés et de surmonter les épisodes de volatilité liés aux événements macroéconomiques et tendances. A terme, le marché évoluera vers l'autonomie et la solvabilité financières. Une fois ce stade de maturité atteint, l'État continuera de jouer un rôle essentiel, mais il n'aura probablement plus à subventionner le coût de la production d'électricité. Toutefois, tant que les avantages de la privatisation et de la libéralisation n'auront pas donné naissance à un marché énergétique suffisamment développé (ou tant que la situation est perçue comme telle), l'État risque encore d'être sollicité pour accorder des aides ou garanties financières, qui pourront prendre différentes formes.

En plus des nombreux facteurs macroéconomiques à prendre en compte, l'illustration ci-dessous décrit quelques-unes des caractéristiques essentielles des marchés énergétiques qui sont plus matures et nécessitent moins d'aide de l'État.

- **Évolution des marchés de l'énergie**



2.3. Créer un environnement attractif

Afin de maximiser l'efficacité des capitaux privés investis dans les marchés de l'énergie, certaines mesures pourraient être mises en œuvre pour contribuer à faire progresser la maturité de ces marchés. Le fait de ne pas mettre en œuvre ces mesures pourrait conduire à des inefficacités du marché, et ce coût risque d'être porté par le gouvernement (dans la mesure où le marché se reposera in fine sur le gouvernement pour gérer ces inefficacités). Les coûts pour l'État seront d'autant plus élevés que les inefficacités du marché seront importantes. À l'inverse, la mise en œuvre de certaines réformes essentielles devrait contribuer à garantir les meilleurs tarifs électriques possibles et permettre un transfert plus important des risques et responsabilités de l'État vers les acteurs du secteur privé.

Les pays ont besoin d'un cadre légal et réglementaire stable, cohérent et propice aux investissements, de sorte à pouvoir attirer les capitaux privés. Il relève de la responsabilité première des États de créer un tel environnement.

Nous avons résumé ci-dessous quelques-uns des facteurs clés que les investisseurs privés seront amenés à examiner afin d'évaluer le cadre légal et réglementaire d'un pays. Comme point de départ des négociations, un investisseur examinera l'attractivité de l'environnement en général, ainsi que la structure du projet. Il pourra alors être amené à demander des conditions plus favorables sous la forme de rehaussements de crédit fournis par l'État d'accueil et/ou l'acheteur d'électricité.

Cadre politique, législatif et réglementaire du secteur énergétique

L'existence de lois qui définissent clairement les rôles et les droits des différentes entités publiques et privées impliquées dans le marché de l'énergie permettra d'améliorer l'attractivité de ce marché pour les investisseurs potentiels. Ainsi, les entités publiques seront souvent amenées à accorder des droits et des voies de recours clairs aux acteurs privés du marché, que ces derniers prendront en compte lors de l'évaluation des possibilités d'investissement. En entérinant ces droits et voies de recours de manière ferme dans son cadre légal, l'État perd certes en flexibilité, mais il gagne en attractivité pour les investissements privés.

La présence d'un régulateur indépendant est également essentielle pour faire respecter l'équilibre des droits et des intérêts de l'ensemble des parties prenantes. Un régulateur indépendant offre aux investisseurs l'assurance que les décisions afférentes aux permis, à l'approvisionnement et aux tarifs ne seront pas prises de façon arbitraire, et protège dans le même temps les utilisateurs finaux contre des augmentations tarifaires soudaines ou disproportionnées.

Garantie des droits de propriété

Il est essentiel pour un investisseur d'avoir un cadre permettant de garantir clairement les droits de propriété. Dans le cadre d'un financement de projet, les prêteurs voudront s'assurer qu'ils pourront exercer leur droit de substitution («step-in») et prendre le contrôle de la société de projet et de ses actifs, en cas de défaut au titre du contrat de prêt.

Secteur commercialement viable

Le fait que les tarifs reflètent les coûts («cost-reflective tariff») est une condition importante assurant à l'acheteur (et aux autres services publics) de pouvoir dégager des marges suffisantes pour être viable et indépendant financièrement et en retour, financer la croissance du secteur. Lorsque le tarif payé par les utilisateurs finaux reflète correctement le coût de production de l'électricité ainsi que le coût de son transport et de sa distribution à ces mêmes utilisateurs finaux (y compris le coût du capital proportionnel aux risques encourus), l'État n'a pas besoin de subventionner le secteur de l'énergie. Si, au contraire, le tarif ne reflète pas correctement ces coûts, l'entreprise de service public s'avèrera être une entreprise déficitaire, à moins que d'autres sources de financement ne soient trouvées pour combler ce déficit. Cela pèsera sur la confiance des investisseurs dans la capacité de l'acheteur à honorer ses obligations de paiement dans le cadre d'un contrat d'achat d'électricité à long terme. Toutefois l'augmentation des tarifs de l'électricité de sorte à refléter les coûts n'est pas facile à mettre en œuvre, en particulier lorsque l'approvisionnement en électricité est intermittent (pannes ou coupures d'électricité, par exemple), créant une pression politique pour maintenir l'électricité à des prix bas. Il convient de trouver un équilibre au regard des conséquences de l'insolvabilité financière du secteur énergétique, qui pourraient obliger l'État d'accueil à accorder des aides financières supplémentaires pour attirer de nouveaux capitaux. Il est de ce fait impératif pour l'État de gérer la question de la confiance des investisseurs et celle des consommateurs, qui vont de pair.

- Même si l'acheteur bénéficie d'un tarif qui reflète les coûts, il restera une entité déficitaire s'il n'est pas en mesure de recouvrer les montants dus par les utilisateurs et les clients (y compris, dans certains pays, les sociétés de distribution). C'est pourquoi, outre des tarifs qui reflètent les coûts, la solvabilité financière du secteur énergétique passe impérativement par un système efficace de relevé des compteurs et de recouvrement des factures.
- Même avec un tarif qui reflète les coûts, un système efficace de relevé des compteurs et de recouvrement des factures, l'acheteur perdra de l'argent si l'électricité n'atteint jamais l'utilisateur final. Minimiser

les pertes — techniques et surtout commerciales — liées au transport et à la distribution de l'électricité est un élément essentiel de la bonne gestion de la trésorerie du système.

Le secteur privé joue également un rôle essentiel pour assurer la viabilité commerciale du marché de l'énergie. La réussite de ce partenariat de long terme passe par des promoteurs qui construisent et exploitent des centrales efficaces, à même de fournir de l'électricité de façon durable et rentable.

Appels d'offres

Assurer l'approvisionnement en électricité par l'intermédiaire d'un processus d'appel d'offres public est souvent considéré comme le meilleur moyen d'assurer un rapport qualité-prix optimal en matière de tarification de l'électricité produite. Toutefois, ce processus prendra généralement plus de temps que la passation de marchés de fourniture d'électricité en ayant recours à des appels d'offres de gré à gré (y compris pour la fourniture d'électricité en urgence) et pourrait ne pas être adapté au cas où l'État aurait besoin d'acheter de l'électricité selon une procédure accélérée. Toutefois, ce délai supplémentaire permettra aux candidats de formuler la meilleure offre possible dans le cadre de spécifications bien définies, et donnera à l'État le temps d'évaluer et de comparer les offres en fonction de critères prédéterminés.

Dispositifs alternatifs d'achat

Les sociétés de projet dans le domaine de l'énergie vendent généralement l'électricité produite à un acheteur en gros qui coordonne la vente d'électricité à l'utilisateur final (directement ou par l'intermédiaire d'une société de distribution). Si l'accord entre la société de projet et l'entreprise de service public est résilié pour quelque raison que ce soit,

le producteur d'électricité devra trouver un autre moyen de monétiser l'électricité qu'il est en mesure de produire, à moins qu'il ne puisse prétendre à une indemnité de résiliation. Par conséquent, de nombreux marchés ont évolué afin de permettre à un producteur d'électricité de vendre directement à un ou plusieurs clients via le réseau électrique, sans disposer d'un contrat de vente avec l'entreprise de service public. Il incombe à l'entreprise de service public d'évacuer et de distribuer l'électricité (elle pourra également recouvrer les paiements des utilisateurs finaux pour le compte de la société de projet) moyennant une redevance. Ces accords de transit devront être clairement autorisés par la loi et encouragés par l'État. Du point de vue de l'État, ces accords sont susceptibles de limiter la capacité de l'État à réglementer le prix payé par tous les utilisateurs finaux, et ces accords pourront également représenter une contrainte administrative supplémentaire pour l'entreprise de service public chargée d'évacuer l'électricité. D'un autre côté, les redevances facturées par l'entreprise de service public devraient compenser les coûts. Il est important de noter que la possibilité de recourir à un accord de transit viable est considérée comme cruciale pour de nombreux acteurs du financement de projet. En effet, si, pour quelque raison que ce soit, le CAE avec l'entreprise de service public est résilié, le projet d'énergie qu'ils ont contribué à financer restera ainsi en mesure de vendre son électricité et de rembourser les emprunts contractés pour financer le projet et les apports en fonds propres.

3. Structures de financement

3.1. Introduction

3.2. Aspects essentiels du financement de projet

3.3. Sources de financement de projet

3.4. Aspects particuliers du financement de projet

3.5. Parties prenantes

3.6. Résumé des points clés

3.1. Introduction

Principaux modèles de financement

Globalement, il existe quatre principales structures de financement utilisées pour financer des projets d'énergie. Ce qui les différencie est l'identité de la partie ou des parties qui prennent en charge le financement des coûts initiaux d'un projet. Chaque structure présente ses propres avantages et inconvénients, en termes de calendrier, de coûts, de complexité du montage et de mise en œuvre. Il s'agit des structures suivantes : **le financement par l'État d'accueil**, **le financement par les développeurs**, **le financement des infrastructures par les ressources** et **le financement de projet**. Ces quatre structures peuvent se décliner de différentes façons et se traduire par des opérations légèrement différentes, mais les concepts de base restent les mêmes.

Financement par l'État d'accueil

Dans le cas du financement par l'État d'accueil, le gouvernement de l'État d'accueil s'appuiera sur la solidité des comptes publics pour financer un projet, en prêtant des fonds ou en apportant des fonds propres à l'acheteur, ce qui permet ainsi à l'acheteur de mettre en œuvre le projet. Les fonds pourront provenir des réserves de trésorerie de l'État ou de fonds que l'État aura emprunté pour son propre compte auprès de tiers (sur les marchés de capitaux ou auprès de banques multilatérales de développement ou d'institutions bilatérales, par exemple). Lorsqu'un État emprunte des fonds pour son propre compte, puis rétrocède le prêt à un acheteur, ce type de financement est parfois dénommé une rétrocession de prêt.

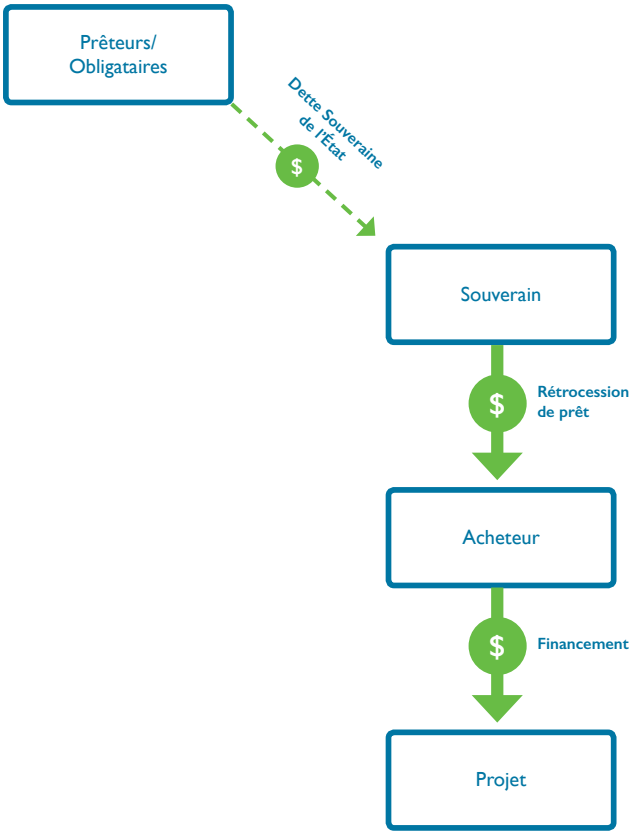
Le coût du financement varie en fonction de la source de financement et de la solvabilité de l'État. Les Institutions de financement du développement sont susceptibles de fournir aux pays à faible revenu des financements à des coûts beaucoup plus bas et éventuellement à plus long terme que les financements obtenus sur les marchés privés. Ce financement est communément appelé le financement concessionnel.

Le financement par l'État d'accueil peut être une alternative attrayante lorsque l'État d'accueil dispose des fonds suffisants ou est à même de lever des fonds supplémentaires auprès de prêteurs à des taux avantageux, et dans la mesure où il n'a pas besoin d'affecter ces fonds à des besoins plus urgents. Les projets financés par l'État d'accueil impliquent généralement un nombre moindre de parties. Ce modèle offre l'avantage de ne pas avoir à coordonner plusieurs bailleurs de fonds ni à gérer toutes les structures complexes que cette coordination peut entraîner. La passation de marchés est habituellement régie par les règles nationales en matière de passation de marchés. Ainsi, les parties choisies pour mener à bien le projet sont généralement sélectionnées par l'acheteur à travers un processus d'appel d'offres transparent et compétitif.

Les inconvénients présentés par le financement par l'État d'accueil ont trait principalement aux coûts d'opportunité. Étant donné la quantité limitée de fonds dont disposent de nombreux États, ces derniers doivent arbitrer entre les différents besoins de financement des nombreux services et programmes à forte intensité de capital qu'un État doit satisfaire (programmes sociaux, sécurité nationale et autres projets d'infrastructure par exemple), et évaluer ainsi s'il est opportun de financer un projet donné sur leur budget. En substance, chaque dollar qu'un État consacre au financement d'un projet est un dollar qu'il ne peut pas utiliser pour l'éducation, la santé publique, le maintien de l'ordre ou la défense de ses frontières.

Le schéma ci-dessous illustre la structure de financement par l'État d'accueil.

- **Structure de financement par l'État d'accueil**



Points forts :

- Des coûts de financement moins élevés, en particulier lorsqu'un financement concessionnel est disponible, ou que l'État d'accueil est

en mesure de lever des fonds par l'émission d'obligations sur les marchés de capitaux internationaux
- Moins de problèmes de coordination

Points faibles :

- Coût d'opportunité du capital
- Liquidités importantes requises de l'État

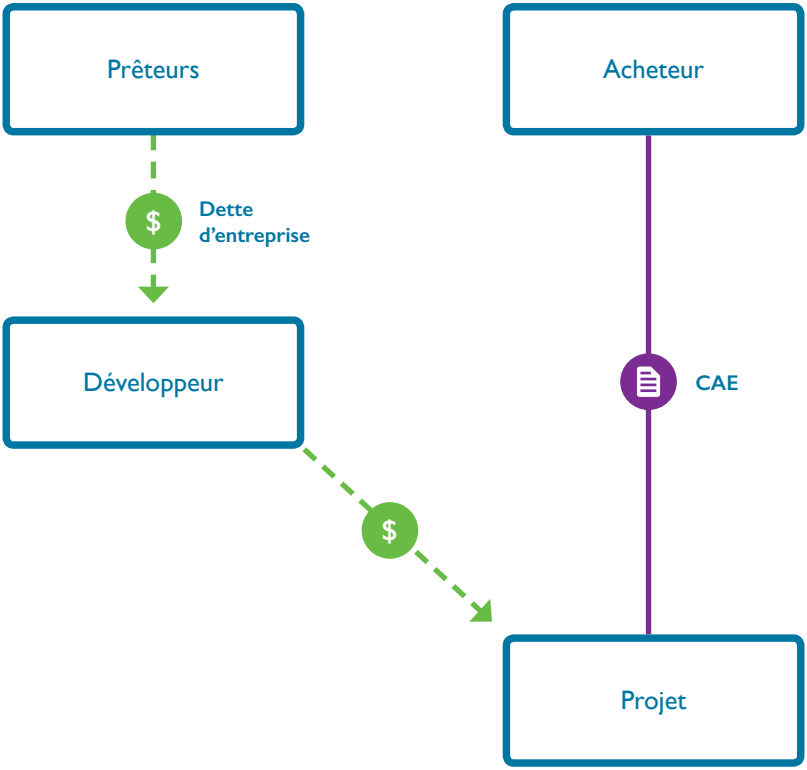
Financement par les Développeurs

Certaines grandes sociétés multinationales (compagnies pétrolières et sociétés minières internationales par exemple) peuvent s'appuyer sur la solidité de leur bilan pour financer, par un apport en fonds propres, tous les besoins de financement de la société de projet liés au développement du projet. Pour ce faire, le développeur peut prélever les fonds sur ses réserves, emprunter les fonds auprès des banques ou bien lever les fonds en émettant des obligations de société. Selon la structure du projet, le financement par les développeurs pourrait aussi être un élément d'un partenariat public privé (PPP).

Le financement par les développeurs limite le nombre des bailleurs de fonds qui doivent être coordonnés et évite la complexité qui caractérise souvent les financements multipartites. À l'instar du financement par l'État d'accueil, le financement par les développeurs oblige le développeur concerné à renoncer à utiliser ses fonds différemment ou à obérer sa capacité d'emprunt afin de financer un projet. Dans la plupart des cas, un développeur ne disposera pas de la capacité financière suffisante pour financer un projet important uniquement sur ses propres fonds. Dans la pratique, peu de projets commerciaux d'importance sont financés uniquement par un financement par les développeurs.

Le schéma ci-dessous illustre la structure de financement par les développeurs.

- **Structure de financement par les développeurs**



Points forts :

- Moins de problèmes de coordination
- Aucunes liquidités requises de l'État

Points faibles :

- Nombre limité de développeurs intéressés par cette structure

Financement des infrastructures par les ressources

Le financement des infrastructures par les ressources suppose qu'un État d'accueil fasse appel à un tiers contractant ou à un développeur pour la conception, la construction et la mise en œuvre d'un projet, en contrepartie de quoi l'État d'accueil accordera des droits sur des ressources naturelles à une entité souveraine étrangère. Dans cette structure de financement, le tiers contractant (généralement une entreprise publique étrangère) est tenu de financer ses activités de conception, de construction et de mise en œuvre. Il sera normalement remboursé par la vente ou l'utilisation des ressources naturelles qu'il sera à même d'extraire.

À l'instar du financement par les développeurs, ce modèle limite le nombre des bailleurs de fonds avec lesquels un État d'accueil est tenu de traiter, et évite la complexité qui caractérise souvent les financements multipartites. Cette structure de financement modèle permet de faciliter les rapports avec les tiers propriétaires et exploitants pendant la durée de vie du projet et, vraisemblablement, de raccourcir la phase de développement. Elle présente également l'avantage supplémentaire de ne pas puiser dans les réserves de trésorerie de l'État et de ne pas obérer sa capacité d'emprunt auprès de tiers, tout en donnant l'apparence d'éviter les coûts d'opportunité auxquels sont confrontés de nombreux États dans le cas de financement sur les fonds publics.

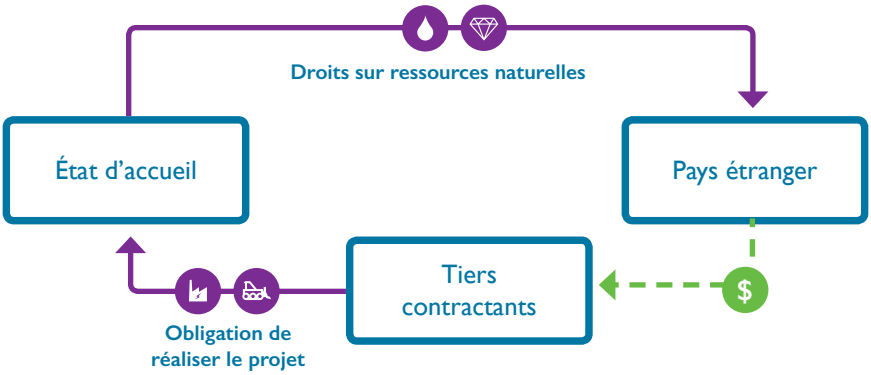
La difficulté principale de cette structure réside dans la façon d'évaluer avec exactitude la valeur des droits sur les ressources naturelles qui constituent la contrepartie de la prise en charge des infrastructures. La volatilité des cours des matières premières, le calendrier prévisionnel de l'exploitation et la capacité financière des États de bénéficier des ressources naturelles font qu'il est pratiquement impossible d'évaluer convenablement la valeur de ces droits. Les droits sur les ressources naturelles (souvent non renouvelables) sont utilisés pour payer le pays étranger. Il est possible que les Etats d'accueil ne soient pas en mesure de déterminer les coûts réels de l'opération avant plusieurs années.

Cette structure présente également des coûts d'opportunité qui, bien qu'ils ne paraissent pas aussi évidents que ceux afférents au financement sur les fonds publics, n'en sont pas moins réels. Bien qu'il n'affecte pas directement les comptes de l'État d'accueil, ce montage financier suppose que l'État concerné renonce aux recettes potentielles futures dérivées de ces ressources naturelles, qui pourraient être utilisées pour financer d'autres produits, services ou initiatives au profit des générations futures.

En outre, comme l'État n'est pas tenu de payer le contractant en espèces, le risque existe que les conditions des documents contractuels fassent l'objet d'une attention moindre. En particulier, puisque les paiements ne seront probablement pas conditionnés à la réalisation d'étapes ou de tranches intermédiaires, il pourra s'avérer difficile d'inciter efficacement le contractant à respecter le calendrier prévu ou à livrer une certaine qualité de produit. De même, cette structure présente le risque que les garanties de bonne exécution et les garanties pour vices fassent l'objet d'une attention moindre et que cela se traduise par des retards ou des problèmes de qualité au niveau du projet. Enfin, puisqu'aucun paiement sur les fonds publics ne sera effectué en faveur du contractant et que, étant donné l'absence de bailleurs de fonds (prêteurs seniors par exemple), aucun remboursement de prêt externe ne sera effectué sur les revenus à long terme du projet, il est possible que la rentabilité économique et la viabilité à long terme du projet (notamment ses impacts économiques et sociaux) ne fassent pas l'objet d'un examen aussi approfondi que dans les autres structures de financement.

Le schéma ci-dessous donne un exemple de structure de projet fondée sur le financement des infrastructures par les ressources.

- **Financement des infrastructures par les ressources**



Points forts :

- Moins de problèmes de coordination
- Délai plus court entre la conception et la mise en œuvre
- Aucunes liquidités requises de l'État

Points faibles :

- Impossibilité de connaître les coûts réels pour l'État d'accueil avant plusieurs années
- Hypothèque les ressources naturelles des générations futures
- Difficile de contrôler et de faire appliquer les obligations d'exécution et de garantie du contractant.

Financement de projet

Dans les montages de type financement de projet, l'État (ou une entité publique acheteuse) octroie certains droits de concession relatifs à la construction, à la propriété et à l'exploitation d'un projet à une entité *ad hoc* dont l'objet unique est la construction, la détention de la propriété et l'exploitation du projet. La société de projet sera souvent amenée

à sous-traiter à des tiers certaines de ses obligations (notamment la construction et l'exploitation). La société de projet est tenue de financer le projet sur les ressources suivantes :

- les fonds injectés par ses propriétaires sous la forme de fonds propres ou de comptes-courants associés (fonds prêtés par les actionnaires qui sont subordonnés à la dette senior) ;
- les prêts consentis par des prêteurs (banques commerciales, agences de crédit export, institutions de financement du développement, banques multilatérales de développement, banques d'import-export, etc.) ;
- dans certains cas, les fonds mis à disposition par des parties souveraines ou donatrices à titre de prêts concessionnels ou de subventions.

Généralement, les prêteurs avancent la plus grande partie des fonds requis par la société de projet sur la base d'un financement à recours limité. Cela signifie que les prêts sont garantis par tous les actifs de la société de projet (y compris ses droits contractuels au titre des documents de projet) et par un nantissement sur les actions de la société de projet. Si la société de projet n'est pas en mesure de rembourser les prêts, les prêteurs n'auront aucun recours contre les investisseurs.

La création d'une société de projet distincte permet d'assurer que la capacité de l'emprunteur à honorer ses obligations de remboursement de la dette ne soit pas affectée par ses activités qui ne sont pas liées au projet, et que l'emprunteur ne puisse être affecté que par les performances du projet. Cette solution se traduit par des délais de remboursement des prêts plus long et par des taux d'intérêt moins élevés, en comparaison des délais de remboursement et des taux dont un investisseur pourrait bénéficier s'il empruntait en recourant aux techniques de financement d'entreprise.

Le financement de projet évite les restrictions sur la capacité de financement, les coûts d'opportunité et les financements sur des fonds publics. En plus d'être une activité à forte intensité de capital, les projets d'énergie nécessitent des investissements importants à long terme. Il est pos-

sible qu'un État ne dispose pas des ressources pour financer un projet sur les fonds publics. En outre, quand bien même un État disposerait des moyens financiers pour financer un projet d'énergie, il pourra avoir des besoins de financement plus urgents ou prioritaires. Le fait d'affecter ses ressources à la construction d'une centrale électrique sera ainsi susceptible de renchérir les coûts d'opportunité.

L'implication dans le cadre du financement de diverses parties focalisées sur les fondamentaux du projet peut faciliter une vérification préalable plus détaillée ou plus complète.

La structuration de projets d'énergie réalisée grâce à un financement de projet facilite la répartition des différents risques afférents à la transaction entre les personnes les mieux placées, les plus enclines et les plus aptes à les assumer. Par exemple, les investisseurs avec une plus grande appétence au risque pourraient être disposés à investir dans un projet en phase de pré-construction, qui est l'étape perçue comme la plus risquée. En revanche, un investisseur avec une aversion au risque, un fonds de pension par exemple, pourrait préférer investir dans un projet d'énergie parvenu à un stade ultérieur ou dans une tranche de dette présentant un risque moindre.

Le financement de projet pourra revenir moins cher ou au contraire être plus coûteux que le financement d'un projet sur les fonds publics de l'État d'accueil. Cela dépend de quatre facteurs : (1) le coût du capital de l'État, (2) l'échéance, (3) la disponibilité du financement et (4) le niveau de fonds propres investis dans le projet. Si un État finance un projet sur les produits d'une émission obligataire, il est possible que le taux nominal de l'émission soit plus élevé que le taux consenti à la société de projet dans le cadre d'une opération de financement de projet. S'il finance un projet à l'aide d'un financement concessionnel, il est possible que le taux soit moins élevé. Il est également possible que les sources de financement à disposition de l'État aient un délai de remboursement plus ou moins long (ce qui aura une incidence sur la répartition dans le temps de la charge supportée par l'État). En l'absence d'une autre source de financement, le financement de

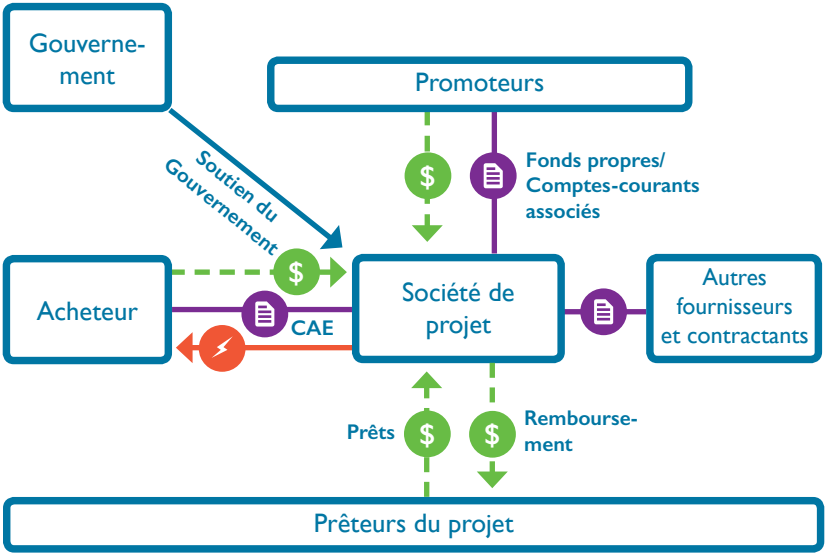
projet permettra de faire avancer le projet et l'État pourra profiter de l'ensemble des retombées économiques du projet d'énergie.

Les opérations de financement de projet peuvent entraîner des coûts initiaux plus élevés, en raison de la multiplicité des parties et de la quantité de documents de financement et de documents juridiques nécessaires, ainsi que du fait de la nécessité de procéder à une vérification préalable approfondie. Il faut également tenir compte des commissions relatives aux nombreux arrangeurs chargés de structurer l'opération, des frais juridiques afférents aux différents documents de projet et documents de financement, des honoraires des agents chargés de la coordination des paiements et de la gestion des sûretés, et des autres coûts connexes.

Un financement de projet complexifie une opération en comparaison avec un financement sur bilan. Cette complexité exige souvent une coordination importante entre les parties. Cette coordination peut souvent entraîner des retards. L'investissement initial induit par une opération de financement de projet, en termes de temps et de ressources, a tendance à être plus élevé que pour certaines autres solutions de financement mentionnées plus haut.

Le schéma ci-dessous illustre un montage typique de financement de projet. Il est axé sur les modalités de financement plutôt que la structure du projet dans son intégralité.

- **Structure de financement de projet**



Points forts :

- Aucunes liquidités requises de l'État
- Répartition efficace et équitable des risques du projet entre les parties désireuses et capables de les supporter
- Vérification préalable approfondie et garanties de performance requises par la société de projet

Points faibles :

- Difficultés liées à la complexité de la coordination
- Délais plus longs avant la mise en exploitation
- Coûts initiaux plus élevés

3.2. Aspects essentiels du financement de projet

Comme nous l'avons mentionné ci-dessus, le financement de projet est un moyen de financer une société créée dans le but spécifique d'assurer la maîtrise d'ouvrage, la réalisation et l'exploitation d'un projet. Il autorise un financement multi-sources ou multi-investisseurs, **à recours limité ou sans recours** à l'encontre des actionnaires de la société de projet, et remboursable sur les flux de trésorerie futurs de cette société.

Le rôle d'une société de projet

La société de projet est une entité nouvelle, juridiquement distincte et cantonnée, créée spécifiquement dans le but d'assurer la maîtrise d'ouvrage, la réalisation et l'exploitation d'un projet. Cette entité est souvent dénommée société *ad hoc*, véhicule *ad hoc* ou entité *ad hoc*, car elle a été créée dans un but spécifique. Un projet implique généralement la construction d'une infrastructure ou d'un autre type d'actif d'exploitation. Dans le domaine de l'énergie, les projets peuvent être, par exemple, des centrales électriques, des réseaux de transport ou des sous-stations d'électricité.

Financement à recours limité ou sans recours

Un financement de projet peut également être appelé financement à recours limité ou financement sans recours. Comme la terminologie le suggère, dans le cas d'un financement à recours limité, la responsabilité des actionnaires est limitée aux dettes et aux obligations de la société de projet. Dans le cas d'un financement sans recours, les actionnaires ne sont pas responsables des dettes et des obligations de la société de

projet. Le niveau de recours applicable dépend du risque inhérent au projet, en fonction d'éléments tels que la technologie, la complexité de la construction et de l'exploitation de l'actif.

Les acteurs du financement permanent

Promoteurs/Développeurs

Les promoteurs et les développeurs sont les acteurs principaux du projet. Ils amorcent le projet, effectuent les études de faisabilité, obtiennent les concessions, négocient avec les autres parties du projet et recherchent la meilleure combinaison pour le projet en matière d'investisseurs en fonds propres et de bailleurs de fonds. Les développeurs supportent les coûts de développement initiaux, qui sont souvent remboursés, avec une certaine marge, une fois que le financement du projet est mis en place. Les développeurs et les promoteurs font également des apports en fonds propres, éventuellement aux côtés d'autres investisseurs, on les appelle alors actionnaires du projet ou apporteurs de fonds propres.

Apporteurs de Dette et de Fonds propres

Les sources de financement peuvent regrouper divers bailleurs de fonds (prêteurs) ou investisseurs en fonds propres. Les investisseurs en fonds propres assument généralement un niveau de risque plus élevé que les prêteurs et demandent un retour sur investissement en conséquence. Dans le cas d'opérations de taille significative, il pourra y avoir un grand nombre d'investisseurs de ce type, voire des groupes ou des catégories d'investisseurs bénéficiant de droits d'investissement, de titres de propriété et/ou d'autres droits distincts. De même, le groupe des prêteurs pourra être composé d'une combinaison de banques commerciales (locales et internationales), d'Institutions de financement du développement, de Banques multilatérales de développement, d'Agences de crédit export, de fonds de pension et d'autres types de prêteurs ayant sous-

crit à différentes tranches de dette, caractérisées par différents profils, échéances, coûts et priorité en termes de remboursement et de sûreté. Les sources de financement d'un projet d'énergie sont décrites en détail à la Section 3.3 ci-dessous.

Conseiller et Arrangeur de l'opération

Déterminer, pour un projet donné, l'équilibre optimal entre financement en fonds propres et financement par emprunt peut s'avérer assez complexe et nécessiter au final tout un arsenal de contrats juridiques et financiers. Les conseillers de l'opération aident les promoteurs à optimiser la structure du capital et à élaborer des modèles financiers qui reflètent la structure de financement la plus appropriée. Pour leur part, les arrangeurs de l'opération aident à réunir le tour de table le plus approprié, négocient les modalités du financement, et coordonnent la vérification préalable ainsi que la mise en place du financement. Dans certaines opérations de financement de projet, il pourra y avoir plusieurs arrangeurs, chacun d'entre eux se chargeant d'arranger une tranche de financement donnée.

Agent des sûretés et Agent de crédit

Les prêteurs exigeront que certaines sûretés soient constituées avant que les fonds ne soient mis à disposition de l'emprunteur. Lorsqu'il y a plusieurs prêteurs, les sûretés seront partagées entre les prêteurs et, selon la juridiction concernée, elles pourront être hébergées dans une entité *ad hoc* distincte (SPV de sûreté) ou détenue par une fiducie. Un agent des sûretés est généralement nommé pour gérer les sûretés constituées par l'emprunteur et coordonner les requêtes du prêteur et de l'emprunteur concernant une quelconque tentative de la part du prêteur de réaliser les sûretés.

Dans une transaction avec plusieurs prêteurs, le rôle de l'agent de crédit est de coordonner les activités au nom et pour le compte des prêteurs, notamment les demandes de tirage, les remboursements, le suivi des

covenants, et les communications d'ordre général entre les prêteurs et l'emprunteur.

Documents de financement

Accord sur les termes communs

L'Accord sur les termes communs définit toutes les conditions de financement communes aux différentes facilités de crédit (conditions de financement, covenants financiers, cas de défaut, déclarations et autres engagements par exemple). L'Accord sur les termes communs sera vraisemblablement un document volumineux, comportant de nombreuses annexes et appendices. Il s'agit du document de financement principal conclu entre la société de projet et les prêteurs.

Conventions de crédit

Les conditions spéciales applicables à chaque facilité de crédit (maturité, profil de remboursement, coûts) sont énoncées dans les conventions de crédit conclues entre la société de projet et les prêteurs.

Documents de sûreté

À titre de condition préalable à l'octroi du prêt, les prêteurs exigeront la constitution de sûretés sur la société de projet et sur l'ensemble de ses actifs. La composition de la sûreté dépend de la juridiction concernée. Il s'agira cependant généralement notamment d'une sûreté sur les actions de la société, sur les actifs mobiliers et immobiliers et sur l'ensemble des contrats et des droits afférents au projet. Les documents de sûreté incluent généralement des hypothèques, des gages, des nantissements, des transferts, des charges et des privilèges. Selon la juridiction concernée, il pourra être obligatoire que certains tiers (tel que des sociétés publiques et des contractants) soient notifiés de l'octroi d'une sûreté par la socié-

té de projet, voire dans certains cas qu'ils aient à en prendre acte ou à y consentir.

Convention de comptes

Les prêteurs chercheront à contrôler les flux de trésorerie de la société de projet en définissant l'ordre dans lequel pourront être effectués les paiements sur les revenus du projet. On appelle communément ce procédé la « cascade des flux ». Les prêteurs demanderont également qu'un certain nombre de comptes bancaires soient ouverts et que les fonds soient transférés entre les différents comptes conformément à cette cascade des flux. Ces mouvements de fonds sont régis par la Convention de comptes.

La cascade des flux vise à définir l'ordre de priorité selon lequel les paiements seront effectués et à assurer ainsi (i) que le projet paie ses charges d'exploitation (impôts et taxes, salaires, etc.) dans une optique de continuité de l'exploitation, (ii) que les prêteurs soient remboursés des fonds qu'ils ont prêtés, (iii) que les réserves destinées à la maintenance et au service de la dette soient suffisantes, et (iv) les distributions de dividendes aux promoteurs du projet ou le remboursement des comptes-courants associés. Les cascades des flux pourront prévoir jusqu'à dix niveaux, voire plus, avant qu'il ne soit possible de verser des dividendes.

Convention inter-créanciers

Les différentes institutions financières ont généralement des objectifs divergents. Les IFD pourront être plus soucieuses des normes environnementales, sociales et d'autres normes directrices. Les ACE pourront se préoccuper des questions ayant une incidence sur les dépenses d'investissement et les autres coûts de leurs pays respectifs. Les prêteurs commerciaux pourront adopter une approche plus prudente concernant les défaillances de la société de projet. Les mezzaneurs ou les prêteurs subordonnés pourront avoir des droits limités en termes de prise de décision et/ou de sûreté. Les banques de couverture souhaiteront s'assurer

qu'en cas de résiliation anticipée du projet, les sommes distribuables aux créanciers leur permettront de recouvrer leurs créances sur la société de projet.

La Convention inter-créanciers régit les relations entre les prêteurs et régit les droits de vote ainsi que les modalités de prises de décision des prêteurs. Elle pourra traiter également de la manière dont les produits de la réalisation des sûretés seront répartis entre les différentes parties financières.

Documents de couverture

Les prêteurs demandent souvent que la société de projet couvre les risques de change, de taux d'intérêt et/ou de fluctuation des cours des matières premières.

Cette couverture peut se matérialiser sous différentes formes, qu'il s'agisse de contrats de swap ou d'autres types d'instruments de couverture. Les établissements financiers qui fournissent ces instruments dans le cadre d'un financement de projet sont très souvent les mêmes que ceux qui fournissent la dette senior.

Accords directs

Comme les prêteurs ne sont pas partie aux principaux documents de projet conclus par la société de projet, ils n'ont pas de relations contractuelles avec les co-contractants au titre de ces documents. Afin d'établir les droits des prêteurs dans le cadre du projet, les prêteurs demandent à conclure des accords directs avec les parties à certains documents de projet.

Les accords directs comportent généralement au moins l'une des stipulations suivantes :

1. Une reconnaissance par le co-contractant (l'acheteur, l'État d'accueil, l'entrepreneur de construction, le contractant E&M) de la sûreté consentie aux prêteurs sur les droits de la société au titre du

contrat concerné (CAE, soutien de l'État, contrat EPC, contrat E&M par exemple);

2. Un engagement de la part du co-contractant de ne pas résilier ni suspendre le document de projet concerné sans en aviser préalablement les prêteurs ;
3. Une acceptation du fait que les prêteurs puissent se substituer à la société de projet ou pallier les manquements de la société de projet au titre du document de projet concerné, de quelle que manière que ce soit, dans l'éventualité d'une défaillance ou d'un autre cas de figure autorisant une exécution forcée ; et/ou
4. Des modifications au document de projet concerné demandées par les prêteurs, dans l'éventualité où les documents de projet auraient été signés avant que les prêteurs n'aient eu l'opportunité de les commenter ou de les examiner.

Il est parfois fait référence aux accords directs sous le nom de consentements des tiers.

Pactes d'actionnaires et conventions de souscription

Les pactes d'actionnaire régissent les relations entre les actionnaires et définissent leurs droits et leurs obligations. Les conventions de souscription régissent les opérations sur le capital et les droits de chaque apporteur de fonds propres.

3.3. Sources de financement

Les projets sont généralement financés par une combinaison de dettes et de fonds propres. La répartition entre l'endettement et les fonds propres d'un projet est dénommée le ratio d'endettement ou le levier financier.

Le ratio d'endettement ou le levier financier dépend étroitement du montant des flux de trésorerie disponibles pour rembourser la dette du projet (capacité de remboursement), ainsi que de la perception des risques du projet.

Le niveau d'endettement d'un projet comporte un certain nombre de répercussions pratiques pour l'État d'accueil. Un prêteur évaluera le niveau d'endettement en tenant compte, entre autres, des normes du secteur et de la perception des risques du projet. Dans le cas où l'État apporterait son soutien en matière de crédit aux obligations de remboursement d'un projet (par exemple en versant une indemnisation qui tiendrait compte des montants dus en cas de résiliation du contrat), un État ou un acheteur averti devra tenir compte du ratio d'endettement, car il permettra de déterminer le niveau de passif latent qui devra être provisionné de sorte à pouvoir honorer les obligations sous-jacentes nées de l'instrument de soutien en matière de crédit. En revanche, un faible ratio d'endettement (c'est-à-dire moins d'endettement et plus de fonds propres) augmentera le coût de l'électricité, car les actionnaires demanderont un rendement plus élevé que les prêteurs.

Types de financement

Il existe différents types de financement à la disposition d'une société de projet. Ils correspondent aux différentes catégories de financement entrant dans le montage du projet, dont les profils de remboursement et des taux de rendement diffèrent. Des prêteurs différents ont aussi des

objectifs différents dans le cadre d'un même projet, ce qui régit à la fois le niveau et le coût de leur participation au financement.

Le rang de la dette (à savoir le niveau de priorité applicable au remboursement de celle-ci par rapport aux autres sources de financement) est régi par la cascade des flux du projet.

Dette senior et dette mezzanine/Dette subordonnée

La dette senior est généralement consentie par un large éventail d'institutions financières participant à un projet. Elle constitue généralement la forme la plus significative du financement d'un projet. La plupart des projets d'énergie nécessitent une dette senior à long terme, avec des durées de remboursement de 10 ans et plus.

À l'instar de la dette senior, la dette subordonnée est généralement consentie par une variété d'établissements. Ce niveau de financement est généralement subordonné aux tranches de la dette senior, en ce qui concerne les flux de trésorerie et certains droits contractuels. Étant donné son rang, la dette subordonnée est généralement plus coûteuse.

Généralement, ces dettes sont octroyées par les catégories de prêteurs ci-dessous :

Institutions financières de développement (IFD)

Les IFD sont axées sur le développement et sont particulièrement actives sur les marchés où l'accès à d'autres formes de financement privé est limité. Les IFD sont en mesure de proposer des coûts plus faibles et des délais de remboursement plus long, ainsi que d'offrir une couverture aux investisseurs dans les pays qui présentent un risque élevé. Leur objectif est d'accompagner les objectifs des États et de fournir un financement aux projets qui relèvent des missions qui leur ont été assignées. Les IFD/multilatéraux conditionnent habituellement leur participation à

un financement au respect de toute une série de critères environnementaux et sociaux.

La plus importante d'entre elles est l'Overseas Private Investment Corporation ou **OPIC**, l'institution du gouvernement fédéral américain chargée du financement du développement. L'OPIC accomplit sa mission en fournissant aux investisseurs le financement, l'assurance contre les risques politiques et un soutien auprès des fonds de capital-investissement lorsqu'aucun autre financement commercial ne peut être obtenu. Les prêts et les garanties de l'OPIC ont pour effet d'atténuer les risques politiques et permettent de mobiliser des capitaux privés, des prêts commerciaux et des investissements de promoteurs.

La plupart des pays européens ont des IFD : Proparco en France, la FMO aux Pays-Bas, la DEG en Allemagne, la CDC au Royaume-Uni, Cofides S.A. en Espagne, ainsi que de plus petites institutions comme Finnfund, Norfund, IFU et Swedfund dans les pays scandinaves. La Banque de développement de l'Afrique australe (**DBSA**) en Afrique, et en Asie la China Development Bank, la Development Bank of Japan et la Korea Development Bank, sont également des IFD.

Multilatéraux

Les multilatéraux sont des institutions financières internationales auxquelles participent des États, telles que la Banque Mondiale, la Société Financière Internationale (**SFI**), l'Agence Multilatérale de Garantie des Investissements (**MIGA**), l'Association Internationale de Développement (**IDA**), la Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement (**BERD**), la Banque Asiatique de Développement (**ADB**), la Banque Africaine de Développement (**BAD**) et la Banque Interaméricaine de Développement (**BID**). Elles consacrent toutes une partie importante de leurs activités au développement.

Parmi les multilatéraux, le Groupe de la Banque Mondiale, par le biais de la MIGA, de la Banque Internationale pour la Reconstruction et le Développement (**BIRD**) et de l'Association Internationale de Développement

(**IDA**), la BAD et la BID, entre autres, fournissent aux projets des garanties additionnelles, en couvrant certaines obligations des États et/ou des entités sous-souveraines. Ces aides à la garantie peuvent être déployées de diverses façons afin de protéger les prêteurs ou les créanciers contre le risque de crédit et le risque politique.

La SFI et la BAD, entre autres, sont à même de fournir une variété de produits de rehaussement de crédit, notamment des garanties partielles de crédit, permettant aux projets et aux sociétés du secteur privé de mobiliser des financements du secteur privé. En outre, dans le cadre des programmes de Prêts-B de ces institutions, d'autres prêteurs peuvent bénéficier du statut de créancier privilégié de l'une ou l'autre d'entre elles, leurs prêts syndiqués bénéficiant du régime *pro rata* et *pari passu* grâce à des clauses de défaut croisé.

Fournisseurs d'assurances contre les risques politiques

Un certain nombre d'établissements offrent également des assurances contre les risques politiques (**ARP**) aux promoteurs de projets, aux fournisseurs de dette commerciale et aux fournisseurs de couverture. Parmi ces fournisseurs d'ARP, on peut citer l'Agence Multilatérale de Garantie des Investissements (**MIGA**), qui fait partie du Groupe de la Banque Mondiale, l'Overseas Private Investment Corporation (**OPIC**), l'Agence pour l'Assurance du Commerce en Afrique (**ACA**), et la Banque Européenne d'Investissement (**BEI**) de l'Union Européenne. Les polices ARP peuvent couvrir la non-convertibilité, les restrictions de transfert, l'expropriation (y compris l'expropriation larvée), les actes de guerre et les troubles civils, ainsi que les violations de contrat, y compris le non-respect des sentences arbitrales et les dénis de recours. Les polices ARP sont susceptibles de couvrir plusieurs sources de financement dans le cadre d'un même projet. La MIGA, par exemple, fournit des ARP qui couvrent à la fois le service de la dette et les fonds propres des promoteurs. Elle peut même fournir une protection contre les frais de résiliation anticipée des instruments de couverture. Une ARP peut également être considérée comme une technique de rehaussement de crédit, dans la mesure où elle couvre les obligations de paiement d'entités publiques.

Banques commerciales

Les banques commerciales sont des banques privées qui participent au financement des projets. Généralement, ces établissements relèvent de l'autorité réglementaire des banques centrales et sont assujettis aux autres réglementations bancaires internationales, ce qui influe sur le degré de liquidité, les seuils de risque et les coûts.

Agences de crédit export (ACE)

Les ACE sont créées par le gouvernement d'un pays afin de favoriser les entreprises nationales exportatrices de produits et de services. Les ACE permettent de couvrir une transaction commerciale moyennant une assurance classique ou une garantie directe de paiement. Ces assurances ou ces garanties pourront combiner une couverture du risque commercial et du risque politique, ou couvrir uniquement le risque politique.

Lorsque des ACE sont impliquées dans une transaction, les exportateurs sont susceptibles d'offrir des conditions commerciales plus compétitives. Les ACE sont à même de fournir une couverture appropriée lorsque les prêteurs commerciaux se montrent plus réticents à assumer les risques politiques.

Syndication

La syndication fait référence à un cas de figure où un groupe initial ou principal de prêteurs fournit le financement d'un projet, et rétrocède ensuite des parties de ce financement à des prêteurs secondaires qui n'avaient pas participé à la phase initiale de la mise en œuvre du financement. Les syndications sont généralement l'apanage des transactions les plus importantes. Cette rétrocession peut être motivée par différents objectifs, notamment accroître la marge de manœuvre disponible du prêteur initial et faciliter les investissements sur le marché secondaire.

Fonds propres (stratégiques et financiers)

Les prêteurs amenés à financer un projet exigent habituellement des promoteurs un certain montant de fonds propres, en fonction du niveau d'endettement convenu. Il s'agira généralement des apports en fonds propres faits par les promoteurs. Les types d'apporteurs de fonds propres sont les suivants :

Promoteur/Développeur

Le promoteur/développeur prend généralement une participation importante aux Fonds propres dans le projet. Il lui sera demandé de souscrire aux actions de la société de projet et de se conformer à toutes les obligations en cours en matière de fonds propres, nécessaires à la bonne réalisation du projet. Les promoteurs ont à leur disposition deux méthodes de rehaussement : l'engagement conditionnel d'apport en fonds propres ou les garanties de société et/ou de la société mère. L'engagement conditionnel d'apport en fonds propres est une technique de rehaussement qui permet de couvrir les dépassements de coûts d'un projet durant la phase de construction. Les garanties de société et/ou de société mère sont des techniques de rehaussement qui permettent au promoteur de s'appuyer sur le bilan de son entreprise ou celui de sa société mère pour couvrir les dépassements de coûts au cours de la phase de construction. Parfois, ces garanties peuvent être étendues au-delà de la date d'achèvement des travaux de construction, de sorte à couvrir certains risques opérationnels jusqu'à ce que certains critères financiers prédéterminés soient satisfaits. En outre, les prêteurs peuvent demander des clauses de restitution (« claw-back ») des dividendes versés aux promoteurs, et ce pendant une certaine période durant la phase d'exploitation.

Fonds de capital-investissement

Il s'agit généralement de fonds d'investissement qui sont constitués pour investir en fonds propres dans un projet. Les investisseurs du fonds élaborent les paramètres de l'investissement, notamment l'horizon d'inves-

tissement et les paramètres de rendement. Les fonds investissent dans des projets spécifiques, selon des critères définis dans leur charte ou mandat d'investissement. Habituellement, les fonds sont gérés par un gestionnaire de fonds qui rend compte à un groupe d'investisseurs et représente leurs intérêts.

Capital-risqueur (financement communautaire)

Il s'agit d'un investisseur qui prend des participations au stade initial du projet. En contrepartie de son investissement dans des entreprises en phase de démarrage, il recherchera un rendement proportionnel au risque élevé qu'il aura ainsi assumé. Dans le cas de projets de moindre importance, il sera également possible de financer le développement en levant des fonds communautaires ou participatifs. Ces formes de participation au capital ne sont pas courantes dans le contexte d'investissements importants et ne sont guère adaptées aux opérations commerciales de production électrique.

Investisseurs d'impact

Il s'agit d'investisseurs privés qui accepteront un rendement de marché moindre, en échange d'un impact social, par exemple l'augmentation des taux d'électrification des zones rurales ou l'amélioration des performances du secteur des PME. Sur certains marchés émergents, les investisseurs d'impact dans le secteur de l'énergie sont parfois dénommés « investisseurs providentiels ». Les fondations familiales ou les fondations d'entreprise font par exemple partie des investisseurs d'impact. L'avantage des investisseurs d'impact est qu'ils investissent dans des projets dans lesquels les prêteurs commerciaux hésitent à investir. Ils contribuent ainsi à démontrer la faisabilité de projets nouveaux, en l'absence de précédents.

Marchés de capitaux

Les marchés de capitaux nationaux et internationaux constituent une quatrième source de financement à même de participer au financement

des projets d'énergie. Le terme « marchés de capitaux » fait essentiellement référence aux marchés sur lesquels il est possible d'acheter ou de vendre des instruments de dettes et de fonds propres titrisés. Dans le contexte du financement des projets d'énergie en Afrique, les marchés de capitaux comprennent à la fois les marchés de capitaux internationaux et locaux. La profondeur de ces deux marchés et l'intérêt des investisseurs y opérant pourront varier considérablement. Alors que les marchés de capitaux des pays émergents et des marchés frontières sont encore en phase de développement, un certain nombre de produits financiers structurés et d'instruments de fonds propres s'avèrent adaptés au financement des projets d'énergie dans d'autres régions du monde. Ces produits et ces instruments pourraient se développer sur le continent africain dans les années à venir, notamment les obligations sur projet, les offres publiques et les sociétés de rendement. Ces instruments sont détaillés ci-dessous.

- **Obligations sur projet**

Une **obligation sur projet** est un titre de créance qui rémunère les investisseurs à échéance fixe sur les produits du projet, à savoir les flux de trésorerie futurs de la société de projet. Bien que peu de marchés émergents l'utilisent réellement, il est possible que cet outil de financement s'avère intéressant au fur et à mesure que les marchés de l'énergie gagneront en maturité et en attractivité pour les investisseurs des marchés de capitaux. Beaucoup d'entre eux sont souvent des investisseurs institutionnels avec une faible appétence au risque. Parmi les raisons expliquant l'utilisation limitée des obligations sur projet, on peut citer leur rigidité relative (en termes de remboursement).

- **Obligations souveraines et sous-souveraines**

Une autre façon de financer les projets d'énergie par des instruments de dette à revenu fixe consiste à émettre des obligations souveraines ou des obligations sous-souveraines. Une obligation souveraine est une obligation émise par un État pour financer certains de ses objectifs ou de ses besoins publics. Les émissions d'obligations souveraines sont un

moyen couramment utilisé par les pays, y compris les pays africains, pour lever des capitaux. S'il ne se dégage à ce jour aucune tendance claire quant à l'affectation des capitaux levés dans le cadre d'émissions d'obligations souveraines au secteur énergétique, les États ont néanmoins la possibilité d'utiliser le capital pour financer un projet d'énergie.

Les obligations sous-souveraines sont des obligations émises par une quelconque entité sous-souveraine, une commune ou une société de service public appartenant à l'État par exemple. Les obligations quasi-souveraines sont des obligations émises par une entité appartenant à l'État ou par une entité para-étatique, et qui sont susceptibles de bénéficier d'une garantie tacite ou expresse de l'État. Une société de service public appartenant à l'État peut être considérée comme une entité sous-souveraine ou quasi-souveraine en fonction son actionnariat et de sa structure opérationnelle. Bien que les obligations sous-souveraines et quasi-souveraines aient été utilisées pour financer des projets d'énergie dans le monde entier, elles ne sont pas encore un moyen courant de financement des projets d'énergie dans les pays émergents.

- **Refinancement**

Lorsqu'un projet se développe et devient moins risqué, la société de projet a la possibilité de refinancer sa dette. Généralement, le refinancement consiste à substituer à un ancien prêt un nouveau prêt bénéficiant de conditions plus favorables, notamment un allongement de la maturité ou de la durée d'échéance. Les conditions plus favorables reflètent le niveau de risque moindre.

- **Sociétés de rendement (YieldCos)**

Une nouvelle structure est apparue, la YieldCo, qui permet généralement de financer un projet ou une série de projets postérieurement à leurs dates de mise en exploitation commerciale (**DEC**) respectives. Une YieldCo est une société holding qu'un développeur/promoteur peut constituer pour héberger ses participations dans une ou plusieurs sociétés de projet qui auront atteint le stade de l'exploitation commerciale et

qui auront commencé à générer des revenus. Elles ne sont pas encore courantes dans les marchés émergents, mais les choses pourraient changer au fur et à mesure que les marchés gagnent en maturité.

- **Offres publiques**

Dernière possibilité, l'introduction en bourse (**IPO**) est lorsqu'une société non cotée effectue une première émission de titres de participation ou d'actions auprès du public. Une IPO offre aux investisseurs d'une société de projet la possibilité de lever auprès du public des capitaux qui seront investis dans la société. Les conditions et les cycles du marché, ainsi que certaines données et performances financières de la société influent significativement sur la façon dont une IPO est perçue et sur sa réussite éventuelle.

3.4. Aspects particuliers du financement de projet

Échéance/Durée des prêts

Étant donné les coûts d'investissement élevés des projets d'énergie et l'importance des sommes empruntées, il pourra s'écouler un certain temps avant qu'une société de projet ne commence à générer suffisamment de revenus pour rembourser ses emprunts sans compromettre l'exploitation du projet. Le financement de projet est un montage financier qui nécessite une durée à long terme, avec des délais de remboursement compris généralement entre 12 et 18 ans dans les pays en voie de développement. Cette durée pourra varier selon la profondeur du marché de capitaux dans l'État d'accueil (à savoir la disponibilité de fonds à long terme). Cette particularité limite le nombre de banques commerciales susceptibles de prêter (et plus particulièrement si le prêt est libellé dans une devise locale et non dans une devise de réserve).

Refinancement post-achèvement

Les risques de financement afférents à un projet sont classés en deux catégories : les risques pré-achèvement et les risques post-achèvement. La phase de pré-achèvement correspond à la période de construction de la centrale qui fait l'objet du projet. La phase de post-achèvement débute dès lors que la centrale est entièrement opérationnelle et qu'elle commence à générer des revenus.

Une grande proportion du risque du projet est liée à la phase de pré-achèvement précédant la mise en service réussie et le début de l'exploitation de la centrale. Une fois que la centrale est construite et est

exploitée avec succès, cette proportion du risque disparaît. Les sociétés de projet pourront, à ce stade, chercher à profiter de la diminution des risques pour refinancer l'encours de la dette et bénéficier ainsi de taux et/ou de conditions éventuellement meilleures.

Les prêteurs, conscients de cette situation, seront susceptibles d'inclure, dans leur convention de prêt, des clauses de pénalités pour remboursement anticipé, de sorte à décourager les refinancements. À l'inverse, d'autres prêteurs pourront se satisfaire des rendements adéquats perçus lors de la phase la plus risquée d'un projet, et en profiter pour réinvestir dans d'autres projets les fonds ainsi remis à leur disposition. Cela est particulièrement vrai pour les banques commerciales qui privilégient plus particulièrement la réaffectation des capitaux.

Les conventions de prêt pourront intégrer des mesures incitant au refinancement, avec des taux d'intérêt progressifs après les premières années d'exploitation, de sorte à encourager la société de projet à refinancer le projet et à rembourser les prêteurs. À l'inverse, la société de projet pourra être amenée à négocier des marges d'intérêt dégressives à compter d'une date prédéterminée de la période d'exploitation, de sorte que les taux d'intérêt baissent au fur et à mesure que le projet gagne en maturité. Les prêteurs veilleront, s'ils acceptent ce schéma, à ce que les sommes totales recouvrées sur la durée effective du prêt correspondent à une rémunération proportionnelle au profil de risque qu'ils auront assumé sur la période en question ; ce qui pourra se traduire par des taux plus élevés au cours des premières années d'exploitation.

Extension des délais de remboursement

Certains prêteurs, en particulier les banques commerciales, peuvent être assujettis à des contraintes en termes de durées maximales des prêts qu'ils sont capables de consentir. Les projets pourront alors être structurés de sorte que d'autres parties (multilatérales ou autres IFD par

exemple) « rachètent » ou garantissent le remboursement de la dette existante à un moment donné (par exemple après la deuxième année d'exploitation) à un prix préétabli. La durée contractuelle du prêt du point de vue de la banque commerciale s'en trouvera effectivement réduite, tout en conservant une certaine flexibilité quant aux possibilités de fixer de nouvelles échéances au moment du refinancement. Ce refinancement sera souvent à l'initiative de la société de projet (ce qui lui permettra ainsi de tester le marché le moment voulu pour voir si d'autres options sont disponibles).

Toutefois, dans le cas où les prêteurs sont des banques locales, les faits générateurs du refinancement devront souvent avoir un caractère obligatoire dans le cadre du financement, de sorte à refléter une durée contractuelle de prêt plus courte, conforme aux contraintes bilancielles et aux restrictions réglementaires sur les emprunts à terme. Ce type de montage pourra être utilisé plus particulièrement lorsque le financement d'un projet est libellé dans une devise locale et que, en raison de la liquidité limitée des marchés de capitaux locaux, seules des durées de prêt réduites sont disponibles.

Incidences de la devise dans laquelle est libellé un financement

Les projets d'énergie peuvent être financés dans une devise de réserve ou dans une devise locale La devise locale est la devise du pays ou territoire où la centrale objet du projet est construite et exploitée. La devise de réserve est une devise détenue en quantités importantes dans le cadre des réserves de change en devises d'un État ou d'une institution. Les devises de réserve, le dollar américain et l'euro par exemple, sont généralement utilisées dans les transactions concernant les projets d'énergie ou d'infrastructures. L'expression devises fortes est souvent employée en lieu et place de devises de réserve. Cela signifie que ces devises, généralement originaires de pays très industrialisés, sont très largement acceptées comme moyen de paiement dans le monde entier.

Financement par défaut dans une devise de réserve

Dans les marchés émergents, y compris en Afrique subsaharienne, les projets d'énergie sont généralement financés entièrement ou quasi-entièrement dans une devise de réserve. En raison des contraintes de liquidité et des disponibilités du marché, et compte tenu de l'importance des montants en jeu dans le cas de nombreux projets d'énergie commerciaux, il est souvent impossible de libeller un financement à long terme dans une devise locale.

Plus précisément, les prêteurs, tels que les banques commerciales internationales, les IFD, les ACE et les Banques multilatérales de développement (**BMD**), sont souvent incapables de prêter dans une devise locale sur les marchés émergents. Même si certaines IFD sont en mesure de mettre en place des financements dans une devise locale, ce sont généralement les banques locales qui sont les mieux placées pour consentir des emprunts libellés en devise locale. Dans le secteur de l'énergie toutefois, les banques commerciales locales pourront ne pas avoir la capacité de financer un prêt en devise locale pour le montant et le terme requis.

Dans la mesure où le financement en devise locale est une option, les prêteurs seront enclins à demander des taux moins élevés dans une devise de réserve que dans une devise locale. En effet, les devises locales sont généralement plus volatiles et plus sujettes à se déprécier par rapport aux devises de réserve. Il en résulte que les taux des prêts libellés dans une devise de réserve sont généralement plus bas. Cela est traditionnellement présenté comme une « option de financement meilleur marché ». En réalité, cette appréciation ne tient pas compte de la dépréciation ou de la dévaluation des devises, comme cela est, pour ainsi dire, « monnaie courante » dans les pays émergents lorsque les marchés des matières premières et l'économie mondiale sont en récession. Néanmoins, sur les marchés émergents et les marchés frontières, les taux nominaux des prêts libellés dans une devise de réserve sont presque toujours inférieurs à ceux des prêts en devise locale.

Dans un marché émergent, le Développeur insiste généralement pour signer un CAE libellé dans une devise de réserve (le dollar américain en règle générale) correspondant à ses emprunts libellés en devise de réserve, en raison du risque perçu de dépréciation monétaire associé à la devise locale.

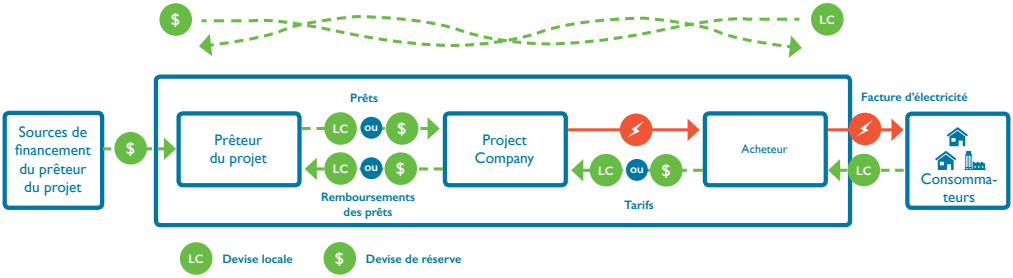
En même temps, un acheteur, un fournisseur de service public, facture le plus souvent l'électricité à des utilisateurs finaux locaux et perçoit par conséquent des revenus dans la devise locale. Ce qui entraîne une situation d'asymétrie monétaire, dans laquelle le financement du projet d'énergie et les CAE dans les marchés émergents sont libellés dans une autre devise que celle du flux de revenus de l'acheteur. Cette asymétrie est importante et affecte de différentes façons le profil de risque global d'un investissement énergétique :

- En premier lieu, surtout lors des épisodes de volatilité ou de dépréciation de la devise, elle réduit la capacité d'un acheteur à honorer ses obligations de paiement envers le producteur d'électricité (la société de projet en l'occurrence) au titre d'un CAE libellé dans une devise de réserve.
- En second lieu, dans le cas où une dépréciation de la devise affecterait la capacité d'un acheteur à payer la société de projet, la société de projet pourrait alors ne pas disposer des fonds nécessaires pour rembourser sa dette libellée en devise de réserve.

Un prêteur qui investit dans un projet d'énergie dans un pays émergent devra prendre en compte le risque lié à la devise lorsqu'il évalue l'intérêt global d'un projet. Il pourra alors être moins enclin à prêter à une société de projet qui opère sur un marché émergent sans amortisseur de risque, ou bien il demandera un taux d'intérêt plus élevé.

Le schéma ci-dessous illustre le risque d'asymétrie monétaire.

- **Risque d'asymétrie monétaire**



Financement hybride devise de réserve/devise locale

Bien que le financement d'un investissement énergétique exclusivement en devise locale soit difficilement envisageable, il pourra être possible d'élaborer une solution hybride en finançant une partie d'un projet d'énergie en devise locale et le reste en devise de réserve. L'avantage principal d'un financement de projet d'énergie partiellement libellé en devise locale est d'éviter les asymétries monétaires et les risques qui en découlent, du moins pour la partie du projet financé en devise locale. Un autre avantage majeur est que le financement en devise locale aura plus de chance d'intéresser des sources de financement locales, contribuant ainsi à améliorer la profondeur et la liquidité des marchés locaux.

Instruments de couverture

La société de projet recourt à des instruments de couverture pour se protéger des fluctuations des taux de change, des taux d'intérêt et, souvent, des cours des matières premières. Bien que les instruments de couverture puissent s'avérer très complexes, ils restent généralement d'un

abord relativement simple dans un contexte de financement de projets. En général, les établissements financiers qui fournissent les instruments de couverture sont très souvent les mêmes que celles qui fournissent la dette senior à la société de projet.

Couverture du risque de taux change

Une convention de couverture de taux change typique se matérialise par un engagement de la société de projet à acheter à une date ultérieure un montant déterminé dans une devise, contre paiement dans une autre devise à un taux de change convenu à l'avance. Cela permet d'atténuer les risques de fluctuation des taux de change pendant une certaine période (en fonction de la devise) au cours de la durée du projet. Cela s'avère crucial lorsque, par exemple, des coûts et des revenus sont libellés dans plusieurs devises différentes.

Couverture contre les variations de cours des matières premières.

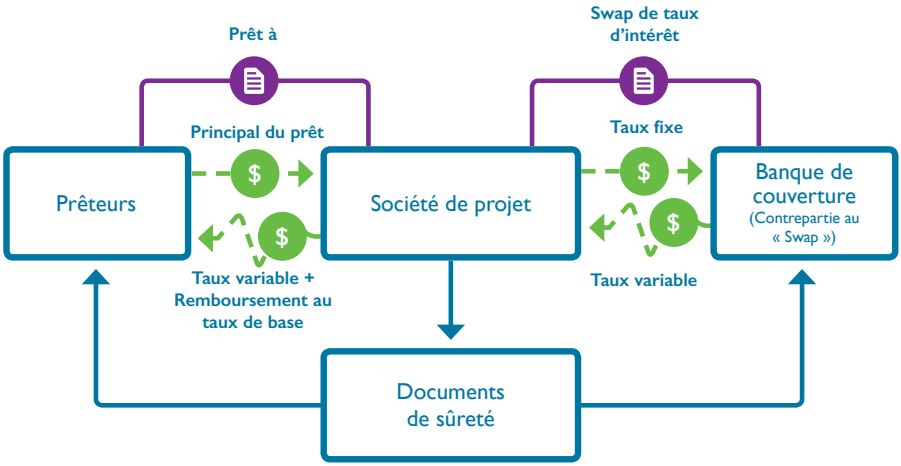
Dans un projet d'énergie dans lequel la société de projet sera amenée à acheter des matières premières telles que du fuel lourd ou du gaz, et où le prix n'est pas fixé à l'avance dans le cadre d'un contrat d'approvisionnement en combustible, la société de projet pourra conclure un contrat de vente à terme en vertu duquel elle s'engage à acheter une quantité déterminée de combustible à une date future fixe et à un prix convenu à l'avance. La société de projet et les prêteurs peuvent ainsi connaître avec certitude les charges de combustible ou de toute autre matière première qui seront supportées par la société.

Couverture de taux d'intérêt

Les prêteurs peuvent consentir à la société du projet des prêts à taux fixe ou des prêts à taux variable Lorsque les taux sont variables, les prêteurs pourront facturer un taux fixe en plus du taux de base variable ou fluctuant, tels que le taux interbancaire offert à Londres (**LIBOR**) pour

une devise spécifique. Ce taux de base est essentiellement le taux auquel les banques prêtent les unes aux autres. Un taux sous-jacent comme le Libor est susceptible de varier dans le temps, créant ainsi une incertitude potentielle quant aux coûts de financement de la société de projet sur la durée du prêt. C'est pourquoi les prêteurs comme la société de projet pourront préférer « fixer » ces taux variables. Pour ce faire, la société de projet devra conclure des contrats de couverture (ou « swaps ») de taux d'intérêt à long terme. Si les taux variables augmentent, la société de projet sait qu'elle disposera toujours des fonds nécessaires pour effectuer les paiements aux prêteurs sur la base des taux variables (puisque ces fonds lui seront versés par les banques de couverture), tout en ayant la certitude qu'elle n'aura jamais à payer aux banques de couverture un taux supérieur aux taux « fixés ». De cette façon, la société de projet limitera son exposition aux hausses des taux d'intérêt.

- **Contrat de couverture (« swap ») de taux d'intérêt**



3.5. Parties prenantes

Généralement, une structure de financement de projet à recours limité dans le contexte d'un projet d'énergie implique la participation de plusieurs parties prenantes, comme le montre le tableau ci-dessous :

Principales parties prenantes			Investissement en fonds propres	Prêt	Rehaussement de crédit	Autre
Parties prenantes publiques	Pouvoir législatif	Parlement				Promulgue/ratifie
	Gouvernement	Ministère de l'Énergie	•			Politiques/ Golden share
		Ministère des Finances			•	Autorisation
		Ministère de la Justice				Autorisation
		Autre				Si nécessaire
	Services publics d'électricité	Production				Infrastructures
		Transport				Évacuation
		Distribution				Évacuation
		Exploitation du réseau				Pilotage/Répartit
		Acheteur unique/central				Achat
	Agences	Autorité de régulation du secteur de l'énergie				Représentation sur la réglementation (lobbying)
		Fournisseur de combustible				Fourniture de combustible
		Fournisseur d'eau				Infrastructures
		Agence de l'environnement				Facilitation
		Environnemental				Autorisation Environnementale
		Autre				Si nécessaire/Permis
	Pool électrique régional	Échange centralisé				Achat
		Acheteur bilatéral				Achat
		Régulateur régional				Représentation sur la réglementation (lobbying)
	Propriétaires fonciers	Gouvernement fédéral				Affectation/Location
		Gouvernement provincial				Affectation/Location

Principales parties prenantes			Investissement en fonds propres	Prêt	Rehaussement de crédit	Autre
Parties prenantes privées	Promoteurs stratégiques	Local	•		•	Savoir-faire local
		Étranger	•		•	Savoir-faire technique
	Promoteurs financiers et Prêteurs	Banques commerciales locales		•		
		Banques commerciales étrangères		•		
		Investisseurs institutionnels		•		
		Fonds obligataires dédiés		•		
		Fonds de capital dédiés	•			
		Banques de dév. multilatéral	•	•	•	Savoir-faire local
		Banques de dév. régionale	•	•	•	Savoir-faire local
		Agences de crédit export		•	•	
		Institutions de financement du dév.	•	•	•	Savoir-faire local
		Marchés de capitaux locaux	•	•		
		Marchés de capitaux int.	•	•		
	Contractants commerciaux	Construction			•	Services
		Exploitant			•	Services
		Fabricant d'équipements			•	Produits/Services
		Autres fournisseurs			•	Produits/Services
	Acheteurs	Industriel captif				Achat
		Distributeur captif				Achat
	Propriétaires fonciers	Privé				Affectation/Location
	Assureurs	Commercial			•	
	Conseillers	Juridique				Services
		Technique				Services
		Financier				Services
		Économiste de marché				Services
		Auditeur du modèle financier				Services
		Assurance				Services
		Socio-environnemental				Services
		Autre				Si nécessaire
Groupes d'intérêts	Collectivités	Collectivité du site				Socio-environnemental
		ONG				Grandes causes
	Clients	Industriel				Demande
		Commercial				Demande
		Résidentiel				Demande

3.6. Résumé des points clés

Principaux modèles de financement de projet d'énergie

Quatre structures de financement sont essentiellement utilisées pour financer des projets d'énergie :

- **Le financement par l'État d'accueil ;**
- **Le financement par le Développeur ;**
- **Le financement des infrastructures par les ressources ;** et
- **Le financement de projet.**

Ce qui différencie chaque modèle est l'identité de la partie ou des parties qui prennent en charge le financement des coûts initiaux d'un projet. Chaque structure présente ses propres avantages et inconvénients, en termes de calendrier, de coûts, de complexité du montage et de mise en œuvre.

Aspects essentiels du financement de projet

Le rôle d'une société de projet

La société de projet est une entité nouvelle, juridiquement distincte et cantonnée, créée spécifiquement dans le but d'assurer la maîtrise d'ouvrage, la réalisation et l'exploitation d'un projet.

Financement à recours limité ou sans recours

Un financement de projet est une forme de financement à recours limité ou sans recours. Dans le cas d'un financement à recours limité, les actionnaires

ont, en plus de leur apport en fonds propres, une responsabilité limitée aux dettes et aux obligations de la société de projet. Dans le cas d'un financement sans recours, les actionnaires ne sont pas responsables des dettes et des obligations de la société de projet.

Principaux acteurs et parties prenantes du financement en capitaux permanents

Les principaux acteurs et parties prenantes dans une opération de financement de projet sont :

les Promoteurs/les Développeurs	les apporteurs de capitaux permanents
le conseiller et l'arrangeur de l'opération	l'agent des sûretés et l'agent de crédit

Principaux documents et contrats

Les principaux documents de financement d'une opération de financement de projet comprennent généralement :

l'Accord sur les termes communs	les conventions de crédit
les documents de sûreté	la convention de comptes
la convention inter-créanciers	les instruments de couverture
les accords directs	les pactes d'actionnaires et les conventions de souscription

Sources de financement

Les projets sont généralement financés par une combinaison de dettes et de fonds propres. La répartition entre l'endettement et les fonds propres d'un projet est dénommée ratio d'**endettement** ou **levier financier**. Si un État apporte au projet un soutien de crédit, il devra tenir compte du ratio d'endettement et déterminer les conséquences de ce dernier en matière d'engagements.

Types de financement d'investissement

Il existe différents types de financement d'investissement à la disposition d'une société de projet. Ils correspondent aux différentes catégories de financement qui entrent dans le montage du projet et qui présentent des profils de remboursement et des taux de rendement différents.

Les principaux types de financement d'investissement sont les suivants :

- **Dette senior et dette mezzanine/dette subordonnée**

Les fournisseurs de ces types de financement sont généralement les IFD, les multilatérales, les banques commerciales, les ACE, les prêteurs participant au tour de table.

- **Fonds propres (stratégiques et financiers)**

Les fournisseurs de fonds propres habituels sont le promoteur/le développeur, les fonds de capital-investissement, les capital-risqueurs et les investisseurs d'impact.

- **Marchés de capitaux**

Les « marchés de capitaux » font essentiellement référence aux marchés sur lesquels il est possible d'acheter ou de vendre des instruments de dettes et de fonds propres. Ces marchés incluent à la fois les marchés de capitaux internationaux et les marchés de capitaux locaux. Les mar-

chés de capitaux qui permettent de négocier des titres de créance et des titres de participation afférents à des opérations de financement de projet d'énergie dans les pays émergents sont encore en phase de développement. Ils pourraient toutefois devenir de plus en plus actifs dans les années à venir.

Les outils et les produits proposés par les marchés de capitaux comprennent notamment :

- **les obligations sur projet ;**
- **les obligations souveraines et sous-souveraines (y compris les obligations quasi souveraines) ;**
- **les sociétés de rendement (ou YieldCos) ; et**
- **les offres publiques.**

Aspects particuliers du financement de projet

Il existe un certain nombre d'aspects spécifiques aux opérations de financement de projet.

- **La durée de remboursement du prêt :** Les montages de financement de projet reposent en général sur des prêts à long terme/à maturité longue, afin de tenir compte du temps nécessaire avant que les sociétés de projet ne puissent générer suffisamment de revenus pour rembourser les investisseurs.
- **Extension de la durée de remboursement :** Certains prêteurs peuvent être assujettis à des contraintes en termes de durées maximales sur les prêts qu'ils sont amenés à consentir. Aussi, les montages de financement de projet pourront prévoir des extensions de la durée de remboursement. D'autres parties rachèteront ou garantiront alors le remboursement de la dette existante à une date ultérieure et à un prix préétabli.
- **Refinancement :** Le refinancement de l'encours de la dette d'une société est une pratique courante une fois que la construction de la centrale électrique a été achevée, que le risque y afférent a disparu et que le projet est opérationnel.

Asymétrie monétaire : devise locale et devise de réserve

Les projets d'énergie peuvent être financés dans une devise de réserve ou dans une devise locale Dans la pratique, il est souvent compliqué de financer entièrement des projets en devise locale dans les pays en voie de développement ou émergents. Ce qui se traduit souvent par une asymétrie monétaire : par exemple, un CAE pourra être libellé dans une devise différente de celle du flux de revenus d'un acheteur. Il convient de tenir compte de cette asymétrie monétaire, car elle affecte le profil de risque global des investissements dans le secteur de l'énergie.

Instruments de couverture

Afin d'éviter ou d'atténuer certains risques de paiement associés à l'asymétrie monétaire, certains projets pourront être financés en partie en devise locale et en partie en devise de réserve. En outre, une société de projet pourra recourir à un certain nombre d'instruments de couverture pour couvrir (ou se protéger contre) les fluctuations des cours des matières premières et des taux d'intérêt. Si les opérations de couverture sont susceptibles d'impliquer des instruments financiers complexes, elles constituent pour l'essentiel un moyen de s'assurer contre les fluctuations des cours susceptibles d'affecter la structure des paiements et des remboursements d'un projet.

4. Évaluation, tarification et répartition des risques

4.1. Introduction

4.2. Évalutation des risques

4.3 Tarification et répartition des risques

4.4 Gestion des risques politiques et des risques de paiement

4.5 Résumé des points clés

4.1. Introduction

Afin d'évaluer la rentabilité d'un projet d'énergie et d'obtenir le financement approprié, il incombe aux parties prenantes d'effectuer une évaluation préalable détaillée des risques du projet. Cette évaluation devra notamment identifier tous les risques possibles, comprendre la façon dont ces risques sont répartis entre les différentes parties prenantes, et tarifer ces risques.

Chaque partie procédera à sa propre évaluation des risques, en se fondant sur ses hypothèses, ses objectifs et sa tolérance aux risques en question, et en tirera ses propres conclusions quant à la répartition et à la tarification de ces risques.

La décision d'assumer ou non un risque donné pourra dépendre de différents facteurs :

- la manière dont la partie concernée perçoit ce risque ;
- la probabilité que ce risque se matérialise ;
- la gravité de son impact ;
- le niveau de contrôle dont la partie concernée dispose sur le risque en question ;
- la disponibilité éventuelle d'instruments d'atténuation de ce risque ;
- la tolérance au risque de chacune des parties pour un risque donné ; et
- le coût de ces instruments.

Pour la plupart des projets d'énergie de producteurs indépendants («IPP»), il existe deux principaux preneurs de risques, qui doivent impérativement se mettre d'accord sur la répartition et la tarification des risques : (i) l'acheteur, en général une entreprise de service public détenue par l'État, et (ii) les promoteurs représentant les investisseurs du projet. Les prêteurs et autres bailleurs de fonds (les banques émettrices de lettres de crédit et les fournisseurs d'instruments de couverture, par exemple) participent également de façon active au processus de répartition des risques, puisqu'ils seront de fait exposés aux risques du projet

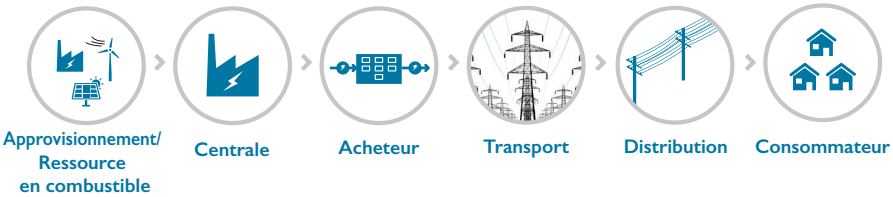
à travers le financement qu'ils apportent. D'autres risques pourront également être transférés, dans une certaine mesure, aux assureurs et aux autres participants au projet, mais ce transfert fera peser un coût sur le projet.

4.2. Évaluation des risques

Compréhension de la chaîne de valeur du projet

L'identification exhaustive des risques du projet requiert de comprendre l'ensemble de la chaîne de valeur du secteur de l'électricité, puisque les risques peuvent survenir à n'importe quel stade de cette chaîne. Comme le résume le graphique ci-dessous, la chaîne de valeur du projet d'énergie démarre avec l'approvisionnement de la centrale en combustible, viennent ensuite la production d'électricité par la centrale, l'achat d'électricité provenant de la centrale, le transport de l'électricité aux sociétés de distribution, et la distribution de l'électricité aux utilisateurs finaux.

- **Chaîne de valeur du projet**



Ces différents maillons de la chaîne de valeur existent, que l'entreprise de service public soit intégrée ou non. La seule différence tient au fait que dans un cas, tous les domaines fonctionnels sont hébergés au sein de la même entité et que dans l'autre, ils ont été répartis entre des entités juridiques gérées de manière autonome.

Évaluation des risques par l'acheteur / l'État

Toute évaluation des risques d'un projet d'énergie qu'un État réalise a comme point de départ l'analyse qu'il fait des besoins du secteur et de ses propres coûts internes de fourniture d'électricité. Cela comprend notamment l'évaluation de l'offre et la demande, ainsi que la combinaison appropriée des sources de combustible, telle que définie par les orientations de la politique gouvernementale.

Une certaine forme d'analyse comparative des tarifs en fonction des différentes technologies énergétiques, et par type de source de combustible, fera probablement partie de cette évaluation. De nombreux gouvernements publient un barème tarifaire pluriannuel reflétant leur estimation de l'évolution tarifaire à long terme, au vu des conditions qui prévalent sur le marché.

Lorsqu'il évalue un projet d'énergie spécifique et l'intérêt que celui-ci présente, le gouvernement peut se concentrer sur les tarifs ou bien prendre en compte plus globalement les facteurs macro-économiques et sectoriels (comme le bouquet énergétique au sens large). Lorsque le tarif consommateur facturé par l'acheteur ne reflète pas les coûts (et ne permet pas de couvrir entièrement le coût de l'électricité achetée à l'IPP), le gouvernement doit déterminer la meilleure façon de traiter ce risque. Il existe plusieurs moyens de traiter ce risque, notamment (i) en octroyant une forme de subvention, (ii) en recapitalisant l'acheteur de sorte qu'il soit en mesure d'amortir la différence, ou (iii) en augmentant le tarif consommateur à un niveau qui reflète les coûts.

Il reste toutefois à l'État ou à l'acheteur à prendre en compte un grand nombre d'autres risques, qui auront tous une incidence sur la capacité de l'un ou de l'autre de s'acquitter de ses obligations. Les risques de l'acheteur sont notamment :

- le risque lié à la demande, dans le cas où il achète l'électricité produite et la revend aux sociétés de distribution ;

- le risque lié aux redevances de capacité et de fourniture payées mensuellement à l'IPP (y compris lorsque l'électricité ne peut pas être évacuée de la centrale, sans que la faute soit imputable à l'IPP) ;
- le risque relatif au transport ;
- le risque de distribution ;
- le risque de facturation et de recouvrement ;
- les risques d' interconnexion, tels que le risque de transport du combustible et le risque de transport de l'électricité (qui sont susceptibles de mettre en péril un projet d'énergie en interrompant l'approvisionnement en combustible ou en empêchant l'évacuation de l'électricité).

Évaluation des risques par le Développeur

Les développeurs procèdent à une évaluation et à une tarification détaillées du risque à l'aide d'un business plan et d'un modèle financier prenant en compte tous les coûts prévus, y compris les dépenses d'investissement initiales, les frais de financement et les coûts d'exploitation. Les risques des développeurs incluent le risque de développement du projet d'énergie, la levée de fonds pour construire la centrale, la sécurisation de l'approvisionnement en combustible de la centrale, la construction de la centrale, ainsi que l'exploitation et la maintenance de la centrale pendant toute la durée du CAE. Les développeurs font souvent appel à l'expertise de consultants spécialisés dans les domaines technique, juridique, commercial, financier, socio-environnemental et assurantiel afin de s'assurer de l'exactitude des données prises en compte.

Bien qu'ils soient essentiellement concernés par la rentabilité totale générée par le projet et reflétée par le taux de rendement interne (**TRI**) pour l'actionnaire, les développeurs auront également intérêt à étudier le tarif afin de s'assurer qu'il est économiquement viable pour le pays à long terme. Il convient tout particulièrement d'avoir une vision à long terme des tarifs, car il est raisonnable de penser que le coût de l'électricité fournie au réseau ira en décroissant avec le temps, sous les effets conjugués de l'augmentation de l'offre et des progrès technologiques.

Évaluation des risques par le prêteur

À l'instar des développeurs, les prêteurs doivent également procéder à un audit détaillé, faisant souvent appel à des consultants indépendants pour évaluer et apprécier la validité et l'exactitude des hypothèses économiques et techniques du business plan et du modèle financier de référence du projet. Les prêteurs et les développeurs ont des seuils de tolérance au risque différents et, même si l'évaluation des risques des prêteurs est comparable à celle faite par le développeur, les conclusions et les résultats de leurs évaluations respectives divergeront. Qui plus est, différents types de prêteurs pourront avoir des vues divergentes et des capacités différentes en termes de tolérance au risque.

Au sein du groupe de prêteurs, il pourra également exister des points de vue différents sur la répartition des risques, notamment lorsque sont impliqués à la fois des prêteurs commerciaux et des institutions de financement du développement (IFD). En raison de leur mission de développement, les IFD intervenant en qualité de prêteurs sont enclines à ne pas ajouter d'autres instruments d'atténuation des risques politiques, tels que les polices d'assurance couvrant les risques politiques.

Les prêteurs font plus particulièrement attention à la « bancabilité » d'une opération. La bancabilité signifie deux choses pour un prêteur : premièrement, que son rendement, qui est généralement limité, devra être suffisant pour couvrir les risques à long terme du projet compte tenu du flux de revenus; et deuxièmement, que la combinaison des différents éléments aboutisse à une opération qui soit viable et qui présente un risque minimum de défaillance.

Outils d'évaluation des risques

Nous avons souligné l'importance que revêt l'évaluation des risques. Le tableau ci-dessous dresse la liste des conseillers et consultants à la disposition des parties prenantes pour veiller à ce que chacun des risques

ait été correctement évalué, chiffré et imputé à la partie la plus apte à le gérer. Il convient de noter que, bien que certaines parties prenantes disposent en interne des ressources pour évaluer et apprécier les risques, le recours à des consultants externes pendant le processus d'identification et d'évaluation des risques permettra d'apporter une expertise supplémentaire et de valider cette évaluation. Nous suggérons ci-dessous les cas dans lesquels les parties prenantes devraient ou pourraient faire appel à des conseillers externes. Le terme « gouvernement » inclut l'acheteur, dans ce contexte. Lorsqu'un terme est entre crochets, il s'agit d'une pratique moins courante.

Consultant externe	Rôle	Utilisateur
Conseiller juridique	Intervient sur toutes les questions contractuelles de sorte à assurer la légalité, validité et le caractère exécutoire de la documentation	Gouvernement Développeur Prêteur
Consultant technique	Commente les coûts de développement, la technologie appropriée, les paramètres d'exploitation et, globalement, l'exhaustivité et l'exactitude des principaux facteurs de coût	[Gouvernement] Développeur Prêteur
Expert de marché	Fournit une évaluation détaillée du marché sous-jacent, y compris des analyses de l'offre et de la demande et du coût de l'électricité livrée	Gouvernement Développeur
Consultant en assurances	Conseille sur l'adéquation des assurances commerciales durant les phases de construction et d'exploitation	Développeur Prêteur
Consultant social et environnemental	Veille à ce que les meilleures pratiques soient appliquées, de sorte à minimiser l'impact environnemental et social du projet, conformément aux normes locales et internationales	[Gouvernement] Développeur Prêteur
Auditeur des modèles	Vérifie l'exactitude globale et la fonctionnalité opérationnelle du modèle financier, qui devra refléter le tarif convenu et le TRI pour les actionnaires, et inclure un examen des hypothèses fiscales.	Développeur Prêteur

Il convient de noter que chaque partie prenante qui fait appel à des consultants externes pour évaluer et entériner la validité et l'exactitude des hypothèses techniques, économiques, commerciales et juridiques, attend de ses conseillers qu'ils agissent de façon diligente et respectueuse de son approche et de ses intérêts. L'ensemble des parties prenantes sont par conséquent en mesure de négocier efficacement des accords contractuels homogènes et qui permettront la mise en œuvre du projet. Les gouvernements pourront faire recours aux prestations de ces experts avant de lancer des appels d'offres ou d'établir un processus de passation de marché, de sorte à susciter un intérêt réel de la part des développeurs du secteur privé.

Le résultat final de l'évaluation et de la tarification se traduit d'une part par un coût de l'électricité livrée à l'acheteur (le tarif), et d'autre part par un rendement net pour les actionnaires de l'IPP (le rendement pour l'actionnaire ou TRI pour l'actionnaire).

4.3. Tarification et répartition des risques

Répartition des risques du projet

Le principe général de la répartition des risques est que chaque risque est imputé à la partie la mieux placée pour gérer ou atténuer ce risque. Toutefois, en pratique, il peut arriver que les parties s'écartent de ce principe général, ce qui a d'importantes répercussions sur la viabilité économique du projet.

Même lorsqu'elle suit strictement ce principe, la répartition des risques doit tout de même être faite de manière équitable. Pour parvenir à une répartition équitable, trois conditions doivent être remplies : (i) chaque partie doit comprendre parfaitement les risques encourus, (ii) le preneur de risque final doit être la personne la mieux placée, la plus encline et la plus apte à assumer ce risque spécifique, et (iii) chaque partie doit être convaincue qu'elle reçoit une rémunération économique proportionnelle au risque qui lui est imputé.

Concession sur les risques

Dans certains cas de figure, une partie qui ne maîtriserait pas nécessairement un risque pourra néanmoins être désireuse de l'assumer, pour en tirer l'avantage économique correspondant, ou tout simplement de sorte à finaliser le montage financier. Par exemple, un État qui chercherait à attirer plus d'investissements du secteur privé pourra consentir à un tarif plus bas en échange de la prise en charge de certains risques qu'il ne maîtrise pas. Par exemple, même si l'acheteur n'a aucun contrôle direct sur le fournisseur public de combustible, il pourra accepter d'as-

sumer le risque d'approvisionnement en combustible dans l'optique d'attirer des investisseurs.

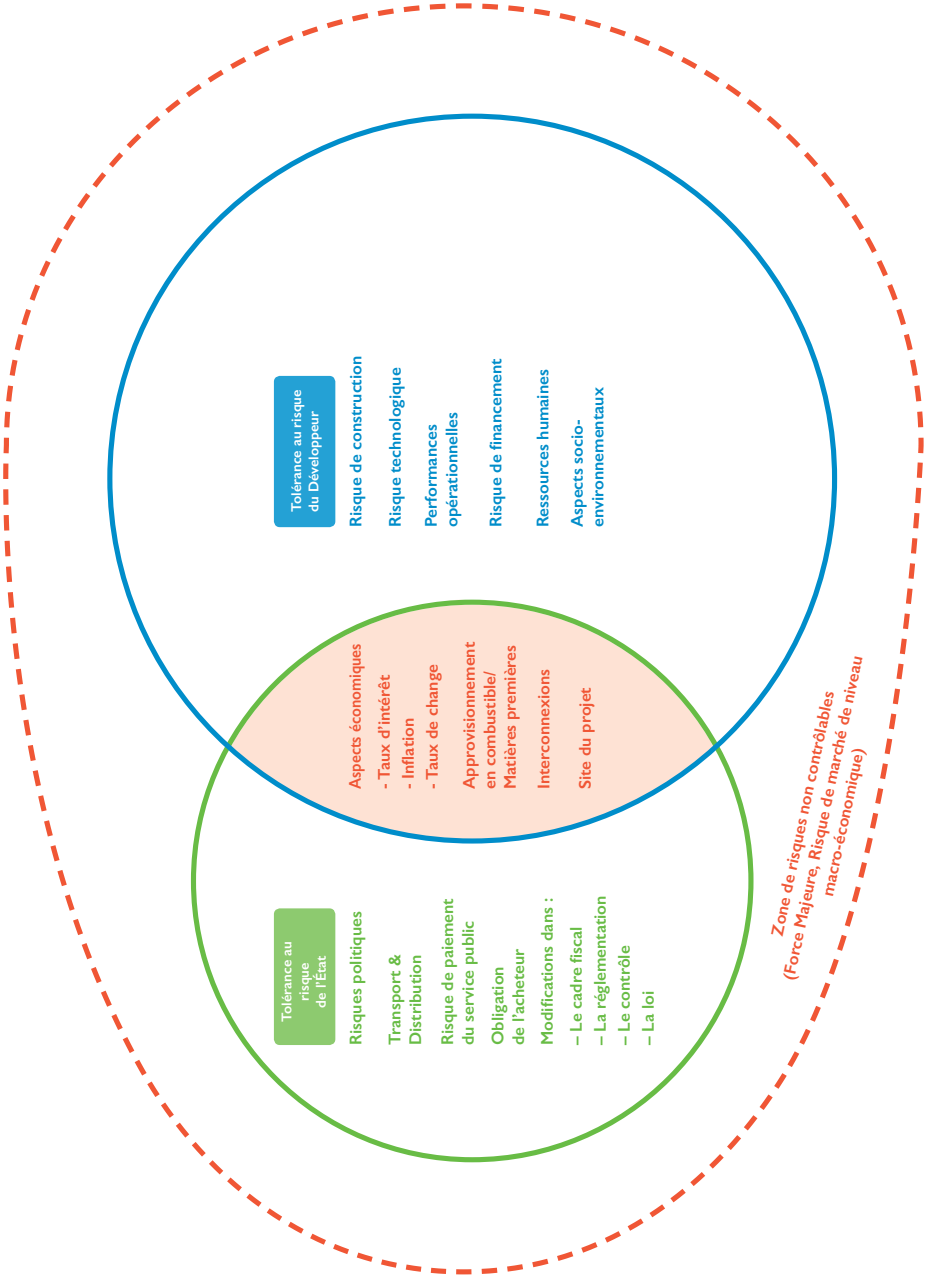
Si un promoteur accepte ainsi de prendre un risque qu'il ne maîtrise pas, il pourra demander un tarif qui lui permettra en retour d'avoir un TRI plus élevé. Il y a toutefois une limite au-delà de laquelle il n'est pas souhaitable de transférer des risques entre les parties. Au final, la répartition des risques ne doit pas remettre en cause la « bancabilité » et la viabilité du projet. Le graphique ci-dessous présente certains des risques les plus pertinents et illustre la sphère de tolérance au risque d'un État d'une part et d'un Développeur d'autre part. Il montre également la part du risque qui n'est maîtrisable ni par l'État ni par les développeurs.

- **Univers de la tolérance au risque** (voir page suivante)

Risques non maîtrisables/non mesurables

Lors du processus d'évaluation et de tarification des risques, il pourra y avoir certains risques qu'aucune partie n'estimera être en mesure d'assumer. Ces risques seront pour l'essentiel non maîtrisables, tel que les risques de force majeure et les risques de marché au niveau macro-économique. En pratique, ils devront toutefois être répartis entre les différentes parties.

Un cas de force majeure, par exemple, peut être de nature politique ou naturelle. Un cas de force majeure politique peut se produire à l'intérieur d'un pays (événements locaux créant un risque politique) ou provenir de l'étranger. Les cas de force majeure politique incluent notamment des événements tels que : l'expropriation, les actes de guerre, les émeutes généralisées, les attaques terroristes, la modification du cadre légal, réglementaire ou fiscal d'un pays, les restrictions de change, la résiliation arbitraire de permis ou d'autorisations. Certains cas de force majeure politique sont difficilement prévisibles, les émeutes ou les attaques terroristes par exemple. À l'inverse, certains événements locaux pour-


Tolérance au risque du Développeur
Risque de construction
Risque technologique
Performances opérationnelles
Risque de financement
Ressources humaines
Aspects socio-environnementaux
Aspects économiques
- Taux d'intérêt
- Inflation
- Taux de change
Approvisionnement en combustible/ Matières premières
Interconnexions
Site du projet
Tolérance au risque de l'Etat
Risques politiques
Transport & Distribution
Risque de paiement du service public
Obligation de l'acheteur
Modifications dans :
– Le cadre fiscal
– La réglementation
– Le contrôle
– La loi
Zone de risques non contrôlables
(Force Majeure, Risque de marché de niveau macro-économique)

ront relever directement ou indirectement d'une décision gouvernementale, par exemple les expropriations ou les modifications juridiques ou fiscales. Les cas de force majeure naturelle couvrent une large gamme de catastrophes naturelles, liées notamment aux conditions météorologiques, qui sont susceptibles de mettre en péril un projet (ouragans, tremblements de terre, inondations, etc.)

Comme nous l'avons observé ci-dessus, l'État peut s'avérer être le mieux placé pour influencer (mais pas forcément contrôler) certains de ces risques non maîtrisables, par exemple une mesure d'urgence en réponse à un cas de force majeure naturelle ou la gestion fiscale d'un événement majeur sur le marché. Par conséquent, certains des risques non maîtrisables sont souvent pris en charge par le gouvernement. Alternativement, le gouvernement pourra chercher à transférer le risque au développeur, les coûts étant alors transférés à l'État, comme lorsqu'un développeur souscrit une assurance contre les cas de force majeure et intègre les coûts globaux de l'assurance dans le tarif. Dans d'autres cas, les parties pourront allouer ces risques en fonction de la partie qui sera négativement affectée si le risque se concrétise. Par exemple, une catastrophe naturelle qui endommagerait le réseau de transport pourra affecter la capacité d'évacuation de l'électricité de l'acheteur. En revanche, si le même évènement se produit dans la centrale électrique elle-même, il sera susceptible d'affecter la capacité de production d'électricité du développeur. Enfin, l'État et le développeur pourront choisir de partager les risques en convenant d'un dispositif de partage des coûts ou en s'entendant sur une formule de compensation ou d'indemnisation, telle qu'une extension des délais par exemple.

Les dangers d'une mauvaise répartition des risques

Le fait de répartir efficacement les risques et de distribuer équitablement les avantages et les bénéfices économiques d'un projet d'énergie contribuera à la pérennité, la durabilité et la viabilité du projet. La répar-

tition des risques a une incidence directe sur le tarif. Un projet à priori viable pourra s'avérer ingérable ou non rentable, si les risques ne sont pas judicieusement répartis. Par exemple, dans le cas où la répartition des risques se traduirait par un tarif trop élevé ou par des rendements du projet disproportionnés par rapport au risque assumé, l'acheteur pourra être amené à ne pas respecter le CAE ou à l'annuler. D'un autre côté, des tarifs trop bas et/ou des rendements du projet insuffisants, pourraient entraîner la faillite de l'IPP et/ou l'abandon des projets par les actionnaires. Dans chacun de ces exemples, les parties n'auront pas, au départ, évalué correctement, réparti équitablement ou tarifé convenablement le risque, ce qui aboutira à l'échec du projet.

Il convient de bien appréhender les risques et les catégories de risque lors du montage financier d'un projet d'énergie. La capacité d'atténuation des risques est en effet essentielle pour attirer des investissements. Le rehaussement de crédit est un moyen de réduire le coût de certains risques, car il facilite le financement d'opérations qui autrement ne pourraient pas être financées, ou qui ne pourraient l'être qu'à des taux d'intérêt prohibitifs.

Tarification des risques du projet

Après avoir procédé à l'évaluation et à la répartition des risques d'un projet d'énergie, chacune des principales parties prenantes attribuera un coût à ces risques, en fonction de la répartition et des mesures d'atténuation disponibles.

Le développeur et les investisseurs en fonds propres répercuteront leur évaluation des coûts du risque sur leurs projections en matière d'objectif de bénéfices ou de TRI. Le gouvernement déterminera ce qu'il estime constituer un tarif abordable et acceptable au regard de son évaluation des conditions socio-économiques sous-jacentes et de tous les autres facteurs de risque. De même, les prêteurs calculeront le taux d'intérêt auquel ils seraient prêts à participer au tour de table, en tenant compte

de leur évaluation globale des risques et des mesures d'atténuation susceptibles d'être mises en œuvre, et ils s'assureront ainsi d'être en mesure de satisfaire à leurs exigences en termes de retour sur investissement. Cet ajustement par les parties des rendements économiques négociés, afin de tenir compte de la perception du risque d'un projet, est communément appelé la « tarification » des risques. La tarification des risques par les parties prenantes et par les prêteurs n'est pas un exercice autonome, et les parties peuvent souvent s'influencer mutuellement. Par exemple, un développeur/investisseur en fonds propres pourra demander un tarif plus élevé pour tenir compte du taux d'intérêt fixé par le prêteur et ajusté pour refléter le risque.

Le développeur/investisseur en fonds propres et les prêteurs produiront en général leur propre modèle financier reflétant leur tarification du risque et la façon dont elle influe sur le rendement qu'ils sont prêts à accepter ou sur le prix qu'ils sont disposés à payer. Le modèle financier attribue le risque de manière quantitative, en privilégiant les facteurs qui sont fonction des données, tels que les dépenses d'investissement initiales, les coûts de combustible (pour les projets thermiques), la disponibilité des sources d'énergie (pour les projets à énergie renouvelable), les coûts de main-d'œuvre et les coûts de financement. Il existe également un certain nombre de facteurs qualitatifs que les parties pourront quantifier et intégrer dans leur tarification des risques, notamment la stabilité politique perçue ou la croissance potentielle d'un marché.

Les prêteurs pourront adopter des hypothèses plus prudentes dans leur tarification des risques (tels que le taux d'efficacité opérationnelle présumé d'une centrale). De la même façon, le gouvernement pourra adopter des hypothèses plus optimistes (tarifs consommateurs réglementés plus élevés).

4.4. Gestion des risques politiques et des risques de paiement

Risque politique

Lors du processus d'évaluation de la viabilité d'un projet d'énergie, les promoteurs et les prêteurs devront mesurer un large éventail de risques, parmi lesquels le risque de construction, le risque d'exploitation, le risque lié à la devise, le risque politique, etc.

Le risque politique représente la probabilité que les activités du secteur privé soit perturbées par des pressions, actions ou événements politiques, que ceux-ci se produisent dans l'État d'accueil ou qu'ils résultent de modifications de l'environnement international.

Les risques politiques sont généralement ceux que le gouvernement d'accueil est considéré comme le mieux à même de gérer. De nombreux risques relèvent de cette catégorie, parmi lesquels :

- Les restrictions qui limiteraient la convertibilité de la devise locale en devises étrangères et son transfert hors de l'État d'accueil ;
- L'expropriation qui affecterait la propriété ou le contrôle de la centrale, ou les droits sur un investissement ;
- La rupture d'une obligation contractuelle par le gouvernement d'accueil (par exemple la construction d'une ligne à haute tension) ;
- Le terrorisme et les actes de violence ;
- Les actes de guerre, les troubles civils et l'insurrection ;
- Les modifications du cadre légal, notamment les modifications fiscales, légales ou réglementaires défavorables à la partie concernée;
- Le refus des agences gouvernementales d'accorder des permis ou autorisations après que le développeur ait rempli toutes les conditions nécessaires ; et

- L'action ou l'inaction du gouvernement d'accueil ou d'une quelconque autorité publique.

Ces risques seront souvent couverts par un CAE, à travers la notion de Cas de Force Majeure Politique et d'Évènements créant un Risque Politique. Pour plus de détails sur les cas de force majeure politique, veuillez vous rapporter à la Section 5.3 (Autres obligations de paiement exceptionnelles).

Risque de paiement

Bien que les composantes du flux des revenus (capacité et énergie) soient contractuellement fixées au titre du CAE, il existe toujours le risque que l'acheteur ne s'acquitte pas de ses obligations régulières de paiement envers la société de projet. On appelle cela le risque de paiement. Le défaut de paiement de la part de l'acheteur affectera la capacité de la société de projet à honorer ses obligations de paiement à échéance, au titre notamment des coûts d'investissement, des charges fixes d'exploitation et du service de la dette. Ce risque est amplifié lorsque l'acheteur est considéré comme insolvable et/ou en cessation de paiement.

De surcroît, les clauses de résiliation du CAE, qui sont examinées plus en détail à la Section 5.4 (Résiliation et transfert), stipuleront en général qu'en cas de résiliation, l'acheteur devra verser à la société de projet une indemnité de résiliation en contrepartie du transfert de la propriété de la centrale électrique à l'acheteur. L'indemnité de résiliation représente généralement une somme importante et, de même que pour le risque de paiement, les bailleurs de fonds craignent que l'acheteur ne soit pas en mesure d'honorer ses obligations en cas de résiliation du CAE.

4.5. Résumé des points clés

Évaluation, tarification et répartition des risques

L'ensemble des parties prenantes doivent procéder à une évaluation préalable détaillée des risques du projet. Cette évaluation devra notamment identifier tous les risques possibles, afin de comprendre la façon dont ces risques sont répartis entre les différentes parties prenantes, et tarifer ces risques.

Évaluation des risques par les parties au projet

- **Évaluation des risques par l'acheteur / le gouvernement** : Lorsqu'il évalue les risques d'un projet d'énergie, le gouvernement devra prendre en compte les besoins du secteur, ses propres coûts internes de fourniture d'électricité, ainsi qu'une évaluation de l'offre et de la demande.
- **Évaluation des risques par le Développeur** : Les développeurs procéderont à une évaluation détaillée et à une tarification des risques, tenant compte du développement du projet d'énergie, de la levée de fonds pour construire la centrale, de la sécurisation de l'approvisionnement en combustible (le cas échéant), de la construction, ainsi que de l'exploitation et la maintenance de la centrale pendant toute la durée du CAE.
- **Évaluation des risques par le prêteur** : Les prêteurs font généralement attention à la « bancabilité » d'une opération. Les différents types de prêteurs pourront avoir des points de vue et des objectifs divergents.

Outils d'évaluation des risques

Il appartient à chaque partie prenante de solliciter les conseils appropriés pour évaluer les aspects techniques, économiques, commerciaux et juridiques de l'opération.

Tarification et répartition des risques

Les risques devront être imputés à la partie la mieux placée pour gérer ou atténuer ces risques.

- **Concession sur les risques** : Dans certains cas de figure, une partie qui ne maîtriserait pas nécessairement un risque pourra néanmoins être désireuse d'assumer ce risque, pour en tirer l'avantage économique correspondant, ou tout simplement de sorte à finaliser le montage financier.
- **Risques non maîtrisables/non mesurables** : Les parties devront déterminer et négocier quelle partie devrait assumer le risque lorsque celui-ci est non maîtrisable et/ou non mesurable.
- **Les dangers d'une mauvaise répartition des risques** : Le fait de répartir efficacement les risques et de distribuer équitablement les avantages et les bénéfices économiques d'un projet d'énergie contribuera à la pérennité, durabilité et viabilité du projet. Un projet a priori viable pourra s'avérer ingérable dans le cas où les risques ne seraient pas judicieusement répartis.
- **Risque politique** : Ce risque est généralement celui que le gouvernement d'accueil est considéré comme le mieux à même de gérer.
- **Risque de paiement** : Bien que les composantes du flux des revenus (capacité et/ou énergie) soient contractuellement fixées au titre du CAE, il existe toujours le risque que l'acheteur ne s'acquitte pas de ses obligations régulières de paiement envers la société de projet. On appelle cela le risque de paiement.

5. Obligations Financières Assorties d'un Soutien au Crédit

5.1. Introduction

5.2 Obligations de Paiement Récurrentes au titre du CAE

5.3 Autres Obligations de Paiement Exceptionnelles

5.4 Résiliation et Transfert

5.5 Résumé des points clés

5.1. Introduction

Cette section examine les principales obligations financières d'un acheteur dans le cadre d'une opération d'achat d'électricité, ainsi que le rôle du rehaussement de crédit en matière de réduction des risques de non-exécution de ces obligations. Les obligations d'un acheteur dans le cadre d'un contrat d'achat d'électricité impliquant un IPP sont globalement les suivantes :

- obligations de paiement récurrentes, dues dans le cours normal des affaires ;
- obligations de paiement exceptionnelles, susceptibles de survenir au cours de la durée de vie d'un projet, mais non liées au cours normal des affaires ;
- obligations de paiement susceptibles de survenir en cas de résiliation anticipée d'un CAE, préalablement à l'expiration de la durée du CAE, ou en cas d'expropriation portant sur les actions d'une société de projet ou de la centrale elle-même.

En dépit du fait que ces obligations incombent originellement à l'acheteur, les actionnaires d'un IPP pourraient, avant de financer une opération, exiger une quelconque forme de garantie ou de soutien au crédit afin de réduire ou d'atténuer le risque de non-respect de ces obligations par l'acheteur. La nécessité d'une garantie ou d'un soutien au crédit, et la portée de cette garantie ou de ce soutien au crédit, dépendent généralement de :

1. l'évaluation de la solvabilité de l'acheteur faite par l'investisseur ;
2. la capacité de l'acheteur à s'acquitter de ses obligations présentes et futures ;
3. l'avis des agences de notation ;
4. et, entre autres considérations, de la capacité de l'investisseur à fixer un prix relativement à une transaction considérée comme bancable au regard de cette évaluation.

Dans certains cas, et comme on le verra plus en détail dans la présente section et au Chapitre 6 relatif au Soutien de l'État, l'État d'accueil pour-

ra être responsable directement de certaines de ces obligations financières. Cela pourra intervenir dans le cadre de la signature d'un Contrat de Mise en Œuvre, qui est un contrat conclu entre un IPP et l'État d'accueil. Un CAE est pour sa part un contrat conclu entre l'IPP et l'acheteur. Ce dernier pourra être une entité étatique ou contrôlée par l'État, mais il ne s'agit généralement pas de l'État d'accueil lui-même.

Autrement, l'État d'accueil pourra assumer la responsabilité directe de certaines des obligations financières de l'acheteur en offrant des dispositifs de rehaussement de crédit, tels qu'une garantie d'État.

Dans le cas où l'évaluation des risques afférents à l'opération, notamment le risque de paiement de l'acheteur, montrerait un niveau de risque permettant à un investisseur ou à un prêteur de finaliser une transaction bancable sans soutien au crédit supplémentaire, ce soutien au crédit ou cette garantie pourrait ne pas être nécessaire.

5.2. Obligations de Paiement Récurrentes au titre du CAE

La première catégorie d'obligations de l'acheteur concerne les paiements récurrents que l'acheteur est tenu de verser au producteur d'électricité (en l'espèce, la société de projet) dans le cours normal des affaires. Ces obligations figurent généralement dans un CAE et pourront être dénommées plus généralement les redevances tarifaires. Les redevances tarifaires versées par l'acheteur à la société de projet correspondent au prix réel de la capacité mise à disposition et/ou de l'énergie produite.

Il est important d'analyser les redevances tarifaires car elles permettent d'appréhender la façon de financer un projet d'énergie. En effet la structure et les composantes des redevances intègrent la tarification d'un certain nombre de risques et reflètent la répartition de ceux-ci entre la société de projet et l'acheteur. Les investisseurs jaugeront les tarifs lorsqu'ils évalueront la bancabilité globale d'un projet et étudieront l'opportunité d'investir ou non, à quel prix ou à quel taux de rendement attendu. Il est essentiel de comprendre les tarifs afin d'appréhender les conditions ou les aspects d'une opération déterminants ou non dans la nécessité de recourir à un soutien au crédit.

Composantes d'un Tarif

Les composantes des tarifs applicables à la production d'une unité de production électrique varieront en fonction d'un certain nombre de paramètres.

En règle générale, les composantes de ces tarifs couvrent les redevances de capacité et les redevances d'énergie.

Les sections ci-dessous résument chacune de ces composantes. Avant d'aller plus loin, il convient de noter que les composantes tarifaires pourront varier selon que la centrale concernée soit dispatchable ou non ; une centrale dispatchable, c'est-à-dire pilotable, est une centrale qui peut fournir de l'électricité ou ajuster la puissance délivrée lorsqu'elle reçoit une instruction (ou « dispatch ») du gestionnaire du réseau. Cette caractéristique dépend de la technologie utilisée pour produire l'électricité. Les technologies dispatchables sont celles utilisées notamment dans les centrales à flamme (gaz ou charbon par exemple) et dans les centrales hydroélectriques comportant des réservoirs de grande taille. Les technologies non dispatchables sont celles utilisées notamment dans les centrales solaires photovoltaïques, les centrales hydrauliques au fil de l'eau et les parcs éoliens, qui sont tributaires de conditions naturelles et qui fournissent en conséquence une énergie susceptible d'être intermittente. Les tarifs applicables aux projets qui font appel à des technologies dispatchables donnent habituellement lieu à la facturation de redevances de capacité et d'énergie. Les projets recourant à des technologies non dispatchables ne donnent lieu qu'à la facturation de redevances d'énergie.

Ensuite, les tarifs peuvent varier en fonction du moment où l'électricité est utilisée ou fournie. Ils pourront aussi donner lieu à des calculs différents selon que l'électricité est fournie par une centrale de base, semi-base, pointe et/ou auto-dispatchable.

Redevances de Capacité

Une redevance de capacité est une redevance facturée mensuellement au titre de la capacité mise (ou réputée avoir été mise) à la disposition de l'acheteur, indépendamment du fait que l'acheteur fasse effectivement appel à la centrale ou non.

La redevance de capacité est structurée et calculée de sorte que la société de projet puisse dégager des revenus réguliers et suffisants au titre du CAE et pouvoir ainsi :

- couvrir tous les coûts fixes d'exploitation et de maintenance, ainsi que tous les coûts du projet qui pourront avoir été convenus ;
- régler tous les impôts sur les sociétés et les autres impôts et taxes auxquels la société de projet et ses biens sont assujettis ;
- rembourser les prêts de projet (et dans certains cas les coûts des infrastructures associées telles que les lignes à haute tension) ;
- payer le rendement sur les fonds propres investis par les promoteurs/investisseurs;

et ce dans tous les cas de figure, indépendamment du fait que l'acheteur ait fait appel à la centrale et de la puissance soutirée.

Dans les cas où la centrale électrique serait indisponible ou incapable de produire de l'électricité du fait d'évènements relevant de risques que l'acheteur aura convenu d'assumer (tels que des cas de force majeure politique, des contraintes de transport, des modifications du cadre légal ou des défaillances de l'acheteur), la centrale pourra être considérée comme ayant une capacité réputée disponible. La capacité réputée disponible est la capacité de la centrale réputée être disponible, que la centrale soit ou non effectivement capable de fournir de l'électricité (puissance électrique nette).

Redevances d'Energie

Les redevances d'énergie sont les redevances mensuelles facturées au titre de l'électricité que l'acheteur aura soutiré et qui lui aura été réellement fournie. Elle est calculée sur la base de la puissance électrique nette de la centrale fournie en un point de livraison convenu. Elle est généralement mesurée en unités de MWh ou de kWh.

Dans le cas des centrales dispatchables, les redevances d'énergie sont structurées afin de permettre à la société de projet de couvrir les coûts des intrants (tels que le combustible) utilisés pour générer la puissance électrique nette livrée, ainsi que couvrir les coûts d'exploitation et de maintenance variant en fonction de la quantité de puissance électrique nette produite.

Dans le cas des centrales non dispatchables, les redevances d'énergie sont structurées afin de permettre à la société de projet de couvrir les coûts qui seraient couverts par les redevances de capacité dans le cas d'une centrale dispatchable. Le tarif facturé, à savoir le prix du MWh ou du kWh de puissance électrique nette, est fixé en vue de permettre à la société de projet de couvrir ces coûts au fil du temps. En général, la société de projet est tenue de produire une quantité spécifiée de puissance électrique nette sur une période donnée (une année par exemple) afin de percevoir les redevances sur la base du tarif facturé. La quantité spécifiée est généralement fondée sur la quantité d'électricité que la centrale devrait être statistiquement en mesure de produire au cours de la période considérée. Elle sera par exemple calculée sur la base de la puissance électrique nette qu'une centrale solaire photovoltaïque serait censée produire sur une durée d'un an avec une probabilité de 90 %.

Redevances d'Energie Réputée Disponible

Les redevances d'énergie constituent l'unique source de revenue sur laquelle les centrales non-dispatchables peuvent compter, étant donné que les acheteurs ont généralement l'obligation d'acheter la totalité de l'électricité produite par ces centrales. Dans l'éventualité (i) où il serait demandé à la société de projet de réduire la puissance électrique nette produite ou bien (ii) où la centrale ne serait pas capable de produire et de fournir la puissance électrique nette au point de livraison, du fait d'évènements relevant de risques que l'acheteur aurait convenu d'assumer, l'acheteur demeurera tenu de verser les redevances d'énergie réputée disponible. Le montant de cette redevance est égal aux redevances d'énergie auxquelles la société de projet pourrait prétendre au titre de la puissance électrique nette qu'elle aurait produite s'il ne lui avait pas été demandé de réduire sa production.

Les redevances d'énergie réputée disponible sont généralement déterminées en calculant la quantité de puissance électrique nette que la centrale pourrait avoir produite lors d'une période de réduction, sur la base des données en temps réel des conditions prévalant alors sur le site (vitesse et direction du vent dans le cas de parcs éoliens, rayonnement

solaire dans le cas de centrales solaires, débit de l'eau dans le cas d'une centrale hydroélectrique au fil de l'eau).

Redevances de Transfert de Coûts

Les IPP qui ont un contrat d'approvisionnement en combustible distinct seront souvent eux-mêmes liés par une obligation d'enlèvement ferme (« take-or-pay ») à l'égard du fournisseur de combustible. La clause d'enlèvement ferme signifie que l'acheteur s'engage à acheter une quantité convenue de combustible au titre d'une période donnée et à régler le prix correspondant à cette quantité, qu'il ait accepté ou non de prendre livraison du combustible. En retour, le fournisseur pourra être tenu d'indemniser l'IPP pour les pertes subies en cas de rupture de l'approvisionnement en combustible (obligation de « put-or-pay »). Des stipulations semblables s'appliquent à d'autres contrats d'approvisionnement en matières premières, dans le cas de l'énergie géothermique par exemple.

Les CAE de ces IPP comporteront généralement une clause stipulant que, dans le cas où la rupture d'approvisionnement serait due à un évènement relevant d'un risque assumé par l'acheteur ou par l'État d'accueil, cette responsabilité sera *transférée* à l'acheteur ou à l'État d'accueil. En d'autres termes, si un acheteur ne soutire pas la quantité d'électricité produite par une centrale permettant à la société de projet de consommer la quantité de combustible « take-or-pay » convenue, l'acheteur (ou l'État d'accueil en fonction du risque invoqué) sera tenu de verser une indemnité à la société de projet lui permettant de couvrir l'obligation de paiement « take-or-pay » (en tout ou partie, selon les dispositions du CAE) à l'égard du fournisseur de combustible.

5.3. Autres Obligations de Paiement Exceptionnelles

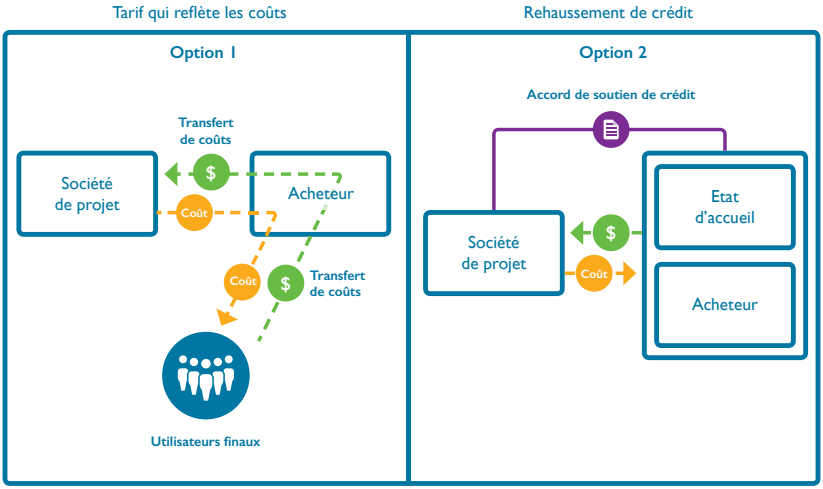
En plus d'examiner les tarifs, les investisseurs d'un projet d'énergie évalueront et tariferont également les risques afférents à certaines obligations de paiement exceptionnelles susceptibles de se présenter au cours de la durée de vie d'une centrale électrique, résultant de la survenance d'événements exceptionnels (voir ci-dessous).

Les investisseurs pourront demander à l'État d'accueil ou à un tiers contractant de mettre en place des dispositifs de rehaussement de crédit pour atténuer ces risques.

Contrairement aux entreprises d'autres secteurs qui disposent de la souplesse nécessaire en vue de couvrir des coûts imprévus en ajustant le prix de vente des produits qu'elles vendent aux consommateurs, un IPP ne pourra répercuter aucune augmentation de coûts à son client unique (l'acheteur), à moins que cela ne soit expressément prévu au titre du CAE. Même si l'acheteur prend en charge ces coûts supplémentaires dans le cadre du CAE, les prêteurs et les investisseurs pourront être enclins à douter de la capacité de la société de projet à recouvrer ces coûts, à moins que ceux-ci ne soient :

- répercutés dans les tarifs facturés par l'acheteur à l'utilisateur final ;
- ou bien imputés à l'État d'accueil, dans le cadre d'un accord de soutien au crédit entre l'État d'accueil et la société de projet (souvent dénommé contrat de mise en œuvre).

- **Attribution de Redevances Exceptionnelles**

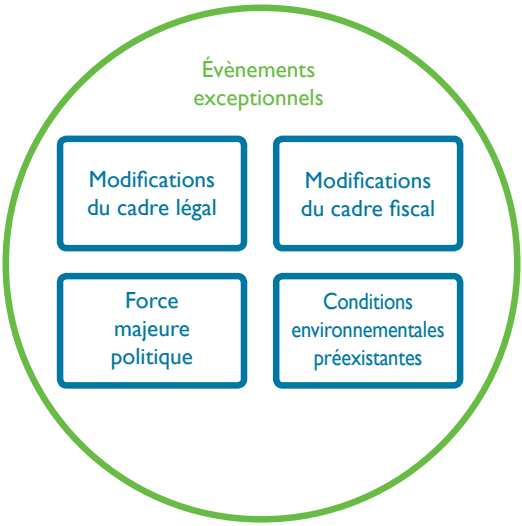


L'État d'accueil est par conséquent le mieux à même d'atténuer ces risques, soit directement, en concluant un contrat avec la société de projet, soit indirectement, en allouant ces risques à l'acheteur et en autorisant l'acheteur à les répercuter sur les consommateurs en augmentant ses tarifs ou en ajoutant un supplément sur les factures d'électricité.

Événements exceptionnels susceptibles de nécessiter un soutien au crédit

Le schéma ci-dessous montre les différentes catégories d'événements exceptionnels. Les prêteurs et les investisseurs demandent souvent à l'État d'accueil de mettre en place des rehaussements de crédit afin d'atténuer les risques associés à ces évènements.

- **Événements Exceptionnels Facteurs de Risque**



Modifications du Cadre Légal

Les modifications du cadre légal comprennent l'abrogation, la modification ou la réinterprétation d'une loi, d'une réglementation, d'une décision, d'un code ou d'un agrément en vigueur à la signature du CAE, ou l'adoption d'une loi, d'une réglementation, d'une décision, d'un code ou d'un agrément après la signature du CAE :

- Introduisant une nouvelle condition ou contrainte relativement au développement, à la conception, à la construction, au financement, à la propriété, à l'exploitation ou à la maintenance d'une centrale ;
- qui se traduirait par une augmentation des coûts supportés par la société de projet ou par ses contractants dans le cadre du projet, ou par

une diminution des revenus que la société de projet ou ses contractants seraient susceptibles de tirer du projet (notamment lorsque la modification du cadre légal est discriminatoire) ;
- qui aurait des conséquences significatives négatives, de quelque nature que ce soit, sur la société de projet ou ses contractants, ou sur la capacité de la société de projet ou de ses contractants à exécuter leurs obligations respectives ou à exercer leurs droits respectifs au titre du CAE ;
- qui affecterait de manière importante ou significative, de quelque manière que ce soit, les intérêts des investisseurs, notamment le retour sur investissement qu'ils seraient en droit d'attendre du projet.

Les modifications du cadre légal sont susceptibles d'affecter la rentabilité d'un projet, par exemple :
- en obligeant la société de projet à engager des dépenses d'investissement supplémentaires afin de modifier une centrale électrique ;
- en obligeant la société de projet à engager des dépenses d'exploitation supplémentaires ;
- en réduisant les revenus auxquels la société de projet aurait pu prétendre.

L'exemple ci-dessous montre comment une modification du cadre légal est susceptible d'entraîner une augmentation des coûts :

- **Exemple des Règlementations relatives au Réseau**

Exemple de modification législative

- L'État d'accueil modifie ses réglementations relatives au réseau
- L'IPP doit payer pour ajouter un dispositif d'interconnexion à la centrale
- Les modifications sont coûteuses et réduisent la production de la centrale
- Aucun de ces coûts n'aurait pu être budgétisé et tous sont dus aux modifications législatives contrôlées par le gouvernement d'accueil

Modifications du Cadre Fiscal

Une modification du cadre fiscal est l'adoption, l'abrogation, la modification, la réinterprétation, ou toute autre modification des lois de l'État d'accueil, qui entraîne une augmentation des impôts et des taxes dont la société de projet ou les investisseurs sont redevables eu égard à leur investissement dans le projet.

Cas de Force Majeure Politique

Les cas de force majeure sont des événements ou des circonstances échappant au contrôle raisonnable d'une partie, ayant une incidence substantielle négative sur l'exécution des obligations de cette partie au titre du CAE, et qu'elle ne peut raisonnablement éviter si celle-ci fait preuve de diligence et de prudence. Les cas de force majeure politiques sont les cas de force majeure causés par des événements tels que des actes de guerre, des embargos, des émeutes, des insurrections, des blocus, des actes de terrorisme et des grèves nationales menées à des fins politiques, qui, dans chacun des cas, se produisent dans l'État d'accueil, ou ayant des incidences sur celui-ci.

Les coûts associés aux cas de force majeure politiques sont habituellement imputés à l'acheteur ou à l'État d'accueil. Ces risques sont imputés à l'acheteur par l'application d'un certain nombre de clauses qui prévoient :

- le versement continu des redevances de capacité ou d'énergie réputée disponible pendant toute la durée du cas de force politique majeure, et tant que ses effets perdurent ;
- des ajustements de tarif dans l'éventualité où un cas de force majeure politique obligerait la société à engager des dépenses d'investissement afin de remettre en état une centrale qui aurait été endommagée du fait d'un cas de force majeure politique.

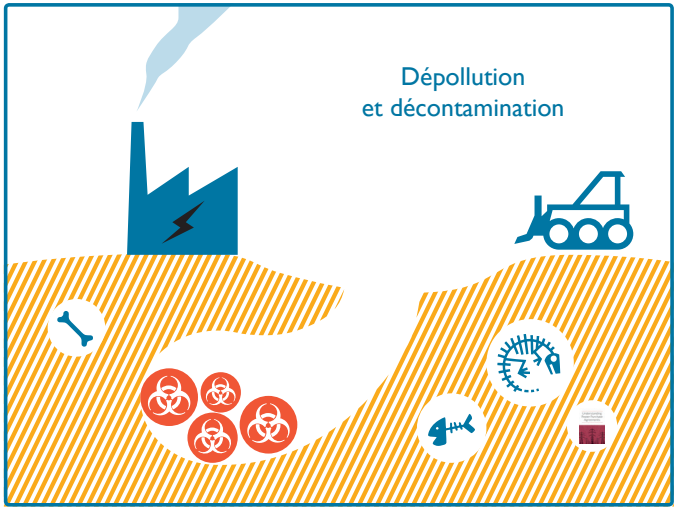
Dans les cas de figure où les prêteurs et les investisseurs seraient enclins à douter de la capacité de l'acheteur à verser ces redevances, ils

pourront demander à l'État d'accueil de mettre en place des rehaussements de crédit afin de couvrir ces coûts.

Découverte de Problèmes Environnementaux Préexistants

Dans l'éventualité où une société de projet découvrirait un problème environnemental qui affectait le site du projet avant le développement du projet, le droit applicable impose généralement que la société de projet remédie au problème environnemental. Si la société de projet et ses investisseurs n'avaient pas été informés ni ne pouvaient raisonnablement avoir connaissance de l'existence du problème, les coûts que la société de projet devrait alors engager pour remédier au problème environnemental seront normalement supportés par l'acheteur, moyennant le paiement d'une somme forfaitaire ou un ajustement du tarif. Ce point est particulièrement vrai si l'acheteur ou l'État d'accueil était responsable de la sélection du site du projet. Étant donné l'incidence substantielle très négative que ces coûts de dépollution pourraient avoir sur les rendements des investisseurs, dans les cas de figure où les prêteurs et les investisseurs seraient enclins à douter de la capacité de l'acheteur à couvrir ces coûts, ils pourraient demander à l'État d'accueil de mettre en place des rehaussements de crédit afin de couvrir ces coûts.

- **Coûts de Dépollution imprévus**



5.4. Résiliation et Transfert

La caractéristique commune au secteur de l'électricité réglementé est que le plus souvent, il n'existe sur le marché qu'un seul acheteur légalement autorisé à acheter l'énergie et/ou la capacité susceptibles d'être produites et/ou fournies par une centrale électrique de grande taille. Habituellement, cet acheteur unique est la société de service public, qui est souvent intégralement ou partiellement détenue par l'État. Le CAE est donc de fait la seule et unique source de revenus de la société de projet.

Si un CAE était résilié avant son expiration (résiliation anticipée), la société de projet (ainsi que les investisseurs qui ont financé la société, notamment la construction de la centrale électrique) pourrait se retrouver bloquée avec un actif dévalorisé et n'avoir aucun autre moyen de monétiser sa production pour recouvrer son investissement dans le projet. Dans le cas où le CAE serait résilié pour des raisons indépendantes de la volonté de la société de projet et afin de se protéger contre le risque de ne pas recouvrer le montant de leur investissement et de ne pas en percevoir les fruits, les investisseurs et les prêteurs exigeront souvent de l'État d'accueil ou de l'acheteur qu'il s'engage à racheter la centrale à la société de projet, à un prix convenu au préalable.

Dans l'éventualité où une société de projet ne respecterait pas ses obligations au titre d'un CAE *et* où l'acheteur exercerait son droit de résiliation anticipée du CAE, l'acheteur et/ou l'État d'accueil pourront exiger la possibilité de racheter la centrale électrique, et de l'exploiter directement ou d'en confier l'exploitation à un tiers privé qu'il estimera compétent à cet effet.

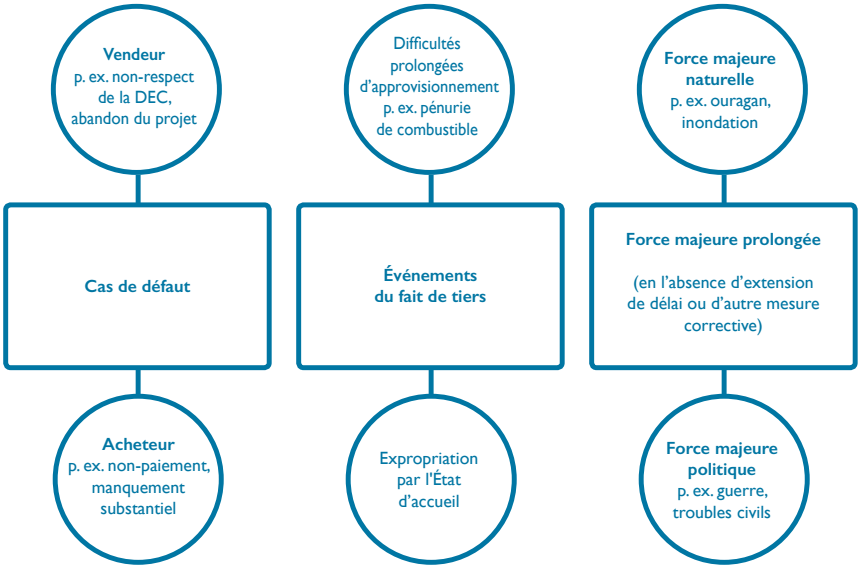
Selon l'évènement déclencheur ou la cause de la résiliation anticipée du CAE, il existe donc deux principaux types de droits afférents à la centrale, l'un en faveur de la société de projet et l'autre en faveur de l'acheteur :

- le droit de l'acheteur (ou de l'État d'accueil) de racheter la centrale ou ses actions (parfois appelé une « option d'achat » ou un « call ») ; et
- le droit de la société de projet d'exiger de l'acheteur ou de l'État d'accueil qu'il rachète la centrale électrique ou les actions de celle-ci (parfois appelé une « option de vente » ou un « put »).

Ces options de vente ou d'achat pourront figurer dans le CAE, au titre des obligations post-résiliation qui incombent aux parties au CAE (soit l'acheteur et la société de projet), ou elles pourront faire l'objet d'un accord distinct (un « contrat d'option de vente/d'achat » par exemple). Un contrat d'option de vente/d'achat pourra être signé par d'autres parties, non parties à un CAE, y compris, par exemple, par l'État d'accueil et par les investisseurs du projet.

Le schéma ci-dessous décrit certaines causes ou « évènements déclencheurs » susceptibles d'entraîner la résiliation anticipée d'un CAE, et les droits de vente ou d'achat de la centrale électrique qui pourraient éventuellement en découler. Si le schéma illustre certains des principaux cas de défaut relatifs à la société de projet et l'acheteur, il convient de noter que tous les cas de défaut ne donnent pas lieu à une résiliation anticipée d'un CAE. Les cas de résiliation anticipée d'un CAE dépendront, en partie, des stipulations pertinentes du CAE et/ou des autres accords conclus entre les parties. Le point essentiel demeure toutefois que la résiliation anticipée d'un CAE est un risque qui peut être évalué par les parties et imputé selon des conditions convenues entre elles, telles que des clauses de vente ou d'achat de la centrale électrique.

- **Évènements Déclenchant une Résiliation**



En ce qui concerne les faits déclencheurs, un cas de défaut de l'acheteur pourra être, par exemple, le non-respect d'obligations de paiement récurrentes au titre du CAE (à savoir l'acheteur ne règle pas à la société de projet les redevances de capacité/d'énergie prévues par le contrat). Un cas de défaut de la société de projet pourra être, avant la DEC, le non-respect d'une date limite relativement au commencement de la construction. Un cas de défaut de la société de projet pourra être, après la DEC, le non-respect de certaines lois comme celles relatives aux pratiques en matière de corruption. Certains des autres risques, tels que les cas de force majeure politique ou naturelle, sont décrits plus en détail en Section 5.3 du présent guide pratique.

Le prix d'achat ou de vente de la centrale électrique variera selon l'événement déclencheur et la cause de celui-ci. Une grande variété de méthodes peut être utilisée pour calculer les prix d'achat, mais certains

éléments fondamentaux de base sont couramment utilisés, tels que notamment, le montant de l'encours de la dette, les coûts de résiliation et les apports des actionnaires non libérés. Ces éléments de base, et les définitions utilisées ci-après dans la colonne « Prix d'achat généralement accepté », sont détaillés dans la section « Défaillance et résiliation » du guide pratique « Comprendre les Contrats d'Achat d'Électricité ». Il convient de souligner que les exemples de la présente section ne sont donnés qu'à titre indicatif afin d' illustrer la manière dont les prix d'achat peuvent être calculés. D'autres méthodes peuvent être utilisées pour calculer les prix d'achat. Le tableau ci-dessous décrit les différents évènements déclencheurs à la suite desquels la société de projet ou l'acheteur pourraient prétendre exercer, respectivement, une option de vente ou une option d'achat. L'emploi du terme « peut-être » ci-dessous signifie que ces questions font souvent l'objet de discussions et négociations entre les parties.

Les événements déclencheurs, les droits qui en découlent et le prix d'achat correspondant tels qu'indiqués dans le tableau ci-dessous sont donnés uniquement à titre indicatif. Les catégories d'événements déclencheurs répertoriées n'ont pas vocation à être exhaustives. Par ailleurs, la teneur exacte des droits et la méthode de calcul du prix pourront toujours varier selon ce qui aura été négocié et convenu entre les parties.

Événement Déclencheur	**Droit de la société de projet à demander le rachat de la centrale par l'acheteur (« Put »)**	**Droit de l'acheteur à racheter la centrale à la société de projet (« Call »)**	**Prix d'Achat généralement convenu**
Cas de Défaut imputable à l'acheteur	Oui	Peut-être	Prix d'Achat en cas de Défaillance de l'Acheteur
Cas de Défaut imputable à la Société de Projet survenant avant la DEC	Non	Oui	Prix d'Achat en cas de Défaillance de la Société de Projet avant la DEC

Événement Déclencheur	Droit de la société de projet à demander le rachat de la centrale par l'acheteur (« Put »)	Droit de l'acheteur à racheter la centrale à la société de projet (« Call »)	Prix d'Achat généralement convenu
Cas de Défaut imputable à la Société de Projet survenant après la DEC	Peut-être	Oui	Prix d'Achat en cas de Défaillance de la Société de Projet après la DEC
Expropriation	Oui	Peut-être	Prix d'Achat en cas de Défaillance de l'Acheteur
Cas de Force Majeure Politique Prolongée	Oui	Peut-être	Prix d'Achat en cas de Défaillance de l'Acheteur
Cas de Force Majeure Naturelle Prolongée	Peut-être	Peut-être	Prix d'Achat en cas de Force Majeure Naturelle
Contraintes d'Approvisionnement en Combustibles Prolongées	Peut-être	Peut-être	Variable, ceci dépend d'un certain nombre de facteurs

Le schéma ci-dessous illustre certains des éléments de base couramment utilisés dans le calcul de l'indemnité de résiliation. Les éléments de la colonne «Additions» indiquent les montants généralement pris en compte dans le calcul de l'indemnité de résiliation et la colonne « Soustractions » ceux généralement déduits.

- **Éléments de Calcul de l'Indemnité de Résiliation**

Additions	Soustractions
$ — Encours de la dette (y compris couverture)	A — Indemnités d'assurance
R — Coûts de résiliation	EX — Indemnités d'expropriation
TRI — Rendement des investissements, calculé et actualisé comme convenu	☣ — Maintenance corrective différée
FP — Apports en Fonds propres restants	M — Maintenance corrective différée
	~~FP~~ — Apports en Fonds propres non versés

5.5. Résumé des Points Clés

Il incombe à l'acheteur trois principales catégories d'obligations de paiement au titre d'un CAE conclu avec un IPP :

- les obligations de paiement récurrentes, exigibles dans le cours normal des affaires ;
- les obligations de paiement exceptionnelles, susceptibles de voir le jour au cours de la durée de vie d'un projet, mais non liées au cours normal des affaires ;
- les obligations de paiement susceptibles de survenir en cas de résiliation anticipée d'un CAE ou d'expropriation affectant les actions d'une société de projet ou la centrale elle-même.

L'évaluation par les parties du risque de non-respect de l'une quelconque de ces obligations par l'acheteur aura des incidences sur la répartition et la tarification des risques d'une opération. Elle pourra également rendre nécessaire la mise en place par l'État d'accueil de dispositifs de rehaussement de crédit ou d'autres mesures de soutien au crédit.

Généralement, les obligations de paiement récurrentes figurent dans la structure du tarif et sont formalisées dans un CAE. Les tarifs pourront inclure les redevances de capacité réelle et/ou réputée disponible, les redevances d'énergie réelle et/ou réputée disponible, et/ou les redevances au titre de certaines obligations de « take or pay ». La structure du tarif qui aura été ainsi adoptée reflétera l'évaluation par les parties des risques associés au projet.

Les investisseurs du projet d'énergie pourront demander à inclure des stipulations prévoyant un paiement en cas d'événements exceptionnels survenant au cours de la durée de vie d'un projet. La nature et le type de ces obligations de paiement exceptionnelles dépendront de l'évaluation qui aura été faite par les parties des risques associés aux événements en question.

La résiliation anticipée d'un CAE pourra avoir des répercussions négatives aussi bien pour la société de projet que pour l'acheteur et/ou l'État d'accueil. En conséquence, les parties prenantes pourront convenir de certaines modalités d'achat/de vente de la centrale électrique dans le cas où surviendraient certains événements déclencheurs susceptibles de donner lieu à une résiliation anticipée.

6. Soutien de l'État

6.1. Introduction

6.2 Garanties d'État

6.3 Lettres de confort et lettres de soutien

6.4 Contrats de promesse de vente et d'achat (*Put and Call Option Agreements*)

6.5 Lettres de crédit de liquidité

6.6 Comptes séquestres de liquidités

6.7 Viabilité de la dette

6.8 Point de vue de l'État d'accueil

6.9 Résumé des points clés

6.1. Introduction

Même lorsque les États d'accueil dérèglementent le marché de l'énergie et ouvrent le secteur aux capitaux privés (en faisant disparaître de leur budget certaines charges liées au marché de l'énergie), il leur est toujours fréquemment demandé d'apporter leur soutien aux projets. Ce soutien peut prendre différentes formes, notamment un soutien au niveau législatif ou réglementaire, l'octroi de permis ou de licences, la supervision, et des fonctions connexes du marché, telles que le transport et/ou l'approvisionnement en combustible.

Il est attendu des États qu'ils créent un environnement attractif, qu'ils facilitent les montages financiers des projets, qu'ils répartissent et tarifient les risques selon les principes de financement de projets généralement reconnus, et plus globalement qu'ils contribuent à stimuler et à soutenir les projets d'énergie. Bien que la mise en œuvre de ce type d'approches réclame beaucoup de temps et d'efforts, ce faisant, un État aura plus de chance de tirer profit d'un projet d'IPP réalisé dans le cadre d'un financement de projet, à savoir que les coûts initiaux du projet seront financés par des capitaux privés et non sur le budget de l'État.

Les avantages inhérents à ces structures, ces pratiques et ces méthodes prennent un certain temps à se mettre en place et à se concrétiser pour créer des marchés énergétiques matures. Les événements macroéconomiques internes et externes à l'État d'accueil sont susceptibles de réduire les impacts positifs de ces approches. Par conséquent, même dans les scénarios où un État aurait :

- complètement adhéré à la démarche de financement de projet,
- adopté les différentes pratiques recommandées par la communauté financière internationale, et
- convenu d'une répartition classique des risques entre les différentes parties prenantes de l'IPP,
- les investisseurs privés pourront avoir l'impression que la prise en charge des risques par l'État d'accueil reste insuffisante pour que le projet soit intéressant au prix convenu.

Un moyen de remédier à cette situation consisterait à procéder à une tarification plus conservatrice de l'opération afin de tenir compte du risque perçu. Toutefois, compte tenu du surcoût pour l'acheteur ou de l'impossibilité qu'il aurait de la répercuter sur les utilisateurs finaux, ce moyen n'est probablement pas viable. Dans ce cas, les prêteurs et les investisseurs privés souhaiteront se tourner vers l'État et bénéficier de son crédit pour obtenir un soutien supplémentaire sous la forme d'un rehaussement de crédit permettant d'atténuer les risques importants insuffisamment couverts.

Un État d'accueil pourra avoir de multiples raisons d'accepter de fournir un rehaussement de crédit pour un IPP, et il aura à sa disposition de nombreux dispositifs à cet effet. Ce chapitre vise à identifier et à décrire ces raisons et ces dispositifs, ainsi que la façon dont un État d'accueil pourra justifier du rehaussement de crédit qu'il a fourni et des difficultés qu'il pourrait rencontrer pour fournir ce soutien.

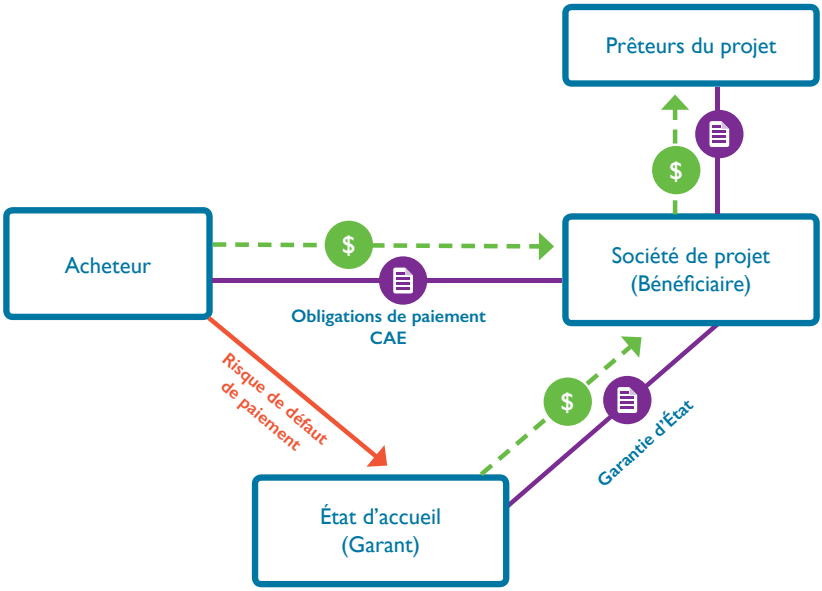
6.2. Garanties d'État

Garanties d'État sur les obligations de paiement d'un acheteur détenu par l'État

L'État pourra être tenu de fournir un soutien au crédit pour couvrir les risques relatifs aux paiements récurrents ou pour garantir le versement des indemnités de résiliation. Si un projet présente ces deux risques, les investisseurs et les prêteurs pourront exiger une garantie plus large de la part de l'État d'accueil, généralement intitulée « garantie d'État », qui couvre les paiements courants, les indemnités de résiliation et les autres obligations de l'acheteur au titre du CAE.

Comme indiqué dans l'illustration ci-dessous, la garantie d'État n'est pas un accord bilatéral entre l'État d'accueil et l'acheteur. Il s'agit d'une obligation directe de l'État d'accueil à l'égard de la société de projet, et par extension à l'égard des prêteurs. Il convient de noter que la garantie d'État ne garantit pas les sommes dues par la société de projet aux prêteurs.

- **Structure de la garantie d'État**



Pertinence d'une garantie d'État

Pour déterminer si la garantie doit être fournie, les parties au projet devront envisager la cascade d'options disponibles. S'il est estimé que l'État doit fournir un soutien au crédit, l'État d'accueil devra modéliser les facteurs de risque de sorte à évaluer l'ampleur de l'exposition à ce risque. Il devra ensuite procéder à une analyse quantitative du coût de prise en charge de ce risque au regard des effets bénéfiques du projet d'énergie sur l'économie. C'est là que réside la principale complexité : déterminer si une garantie de paiement pourrait ou devrait être donnée par l'État au titre d'un projet donné.

Structure et valeur d'une garantie d'État

Une garantie d'État sera un passif éventuel inscrit dans le budget de l'État d'accueil. Il sera nécessaire de procéder à un certain nombre d'évaluations détaillées, notamment :

- des obstacles réglementaires que l'État devra éventuellement surmonter pour fournir cette garantie ;
- de l'impact de la garantie sur les niveaux de viabilité de la dette publique globale de l'État et de son impact sur les diverses contraintes financières et budgétaires que l'État s'est engagé à respecter au titre des différents emprunts nationaux et internationaux qu'il a contracté ;
- des principes directeurs applicables aux projets pour lesquels ces garanties seront fournies, de sorte à assurer un traitement juste et équitable de tous les producteurs d'électricité indépendants qui investissent dans la production d'électricité dans l'État d'accueil.

Lorsque les prêteurs du projet et la société de projet demandent une garantie, la valeur de celle-ci devra être évaluée de façon pragmatique. La valeur de la garantie pourra être affectée par la qualité du crédit de l'État d'accueil. La valeur pourra également être limitée par un plafonnement de la dette publique. Les prêteurs du projet et les sociétés de projet qui sont prudents devront, en tout état de cause, évaluer les conditions et les aspects pratiques des garanties demandées, en particulier à la lumière des autres produits d'atténuation des risques disponibles sur le marché, qui sont évoqués un peu plus loin dans ce guide technique.

Durée de la garantie d'État

Une garantie d'État expire parfois lorsque la totalité de la dette due aux prêteurs a été soldée ou lorsque la solvabilité de l'acheteur a atteint un certain seuil. Le raisonnement est que la société de projet et les prêteurs devront avoir évalué et tarifé les risques à l'aide du modèle financier au cours de cette période, et que les engagements restants

devraient normalement être des risques que la société de projet pourra couvrir sans avoir besoin d'une garantie ou d'un soutien supplémentaire de l'État.

Autres entités dont les obligations pourront être couvertes par des garanties d'État

En fonction de la technologie et de la source de combustible employée, une centrale électrique qui alimente un réseau national sera intrinsèquement reliée au réseau interconnecté de transport et/ou à l'infrastructure de transport de combustible. Dans les cas où une entité publique, une administration locale ou une entreprise de service public appartenant à l'État possède cette infrastructure et est responsable de la connexion de l'infrastructure (à partir du réseau électrique ou du circuit de transport du combustible) à la centrale électrique, il est possible que la garantie d'État doive couvrir le risque de retard dans l'exécution et la livraison. Ce point est généralement couvert contractuellement par le CAE, aux termes duquel un tel retard devrait constituer un événement indemnisable qui autorise la société de projet à se prévaloir d'une capacité réputée disponible et/ou demander le paiement d'une redevance d'énergie réputée disponible. Une approche similaire peut également être nécessaire en cas de panne du réseau électrique ou de difficultés d'approvisionnement en combustible. Dans les deux cas, le non-paiement de la capacité réputée disponible ou des redevances d'énergie (après épuisement de tous les recours au titre du CAE) déclenchera la mise en jeu de la garantie.

6.3. Lettres de confort et lettres de soutien

Quelles garanties apportent une lettre de confort ? Quelles garanties procurent une lettre de soutien ? Ces types de lettres sont-elles légalement exécutoires ? Quel est l'intérêt de ces instruments pour l'acheteur, en termes de rehaussement de crédit ?

Une lettre de confort est une lettre rédigée par un État d'accueil par laquelle il promet de faciliter un projet en offrant certaines assurances au développeur du projet. À la différence d'une garantie d'État, qui crée des obligations juridiquement contraignantes pour l'État, une lettre de confort pourra simplement refléter la volonté et l'intention de l'État de supporter le développement du projet. L'objectif d'une lettre de confort n'est pas nécessairement de créer des obligations juridiquement contraignantes, mais plutôt d'afficher l'engagement de l'État d'accueil envers le projet et de donner la « garantie morale » que l'État d'accueil soutiendra le projet, la société de projet et ses promoteurs.

Ce soutien pourra notamment s'exprimer par la facilitation de l'obtention des agréments requis pour la mise en œuvre du projet, par le soutien global de son acheteur, ainsi que par des mesures d'incitation fiscale. À l'inverse d'une garantie d'État, une lettre de confort, en particulier si elle est rédigée de sorte à ce qu'elle ne soit pas juridiquement contraignante, n'offre pas le même niveau de rehaussement de crédit du point de vue d'un investisseur ou d'un prêteur. La raison principale est que, dans l'éventualité où l'État d'accueil n'honorerait pas ses engagements pris aux termes d'une lettre de confort, dans le pire des cas, seule la réputation de l'État d'accueil pourrait être ternie, et les investisseurs ne disposeront d'aucun recours juridique ou financier à son encontre.

La principale critique envers les lettres de confort est qu'elles mettent l'État dans une position où il est censé couvrir les obligations d'un acheteur sans donner lieu à une réelle réduction du risque de crédit de

l'acheteur et par extension, sans accorder les économies de coûts maximums qu'autoriserait un moindre coût du capital ou une meilleure probabilité de mener à bien le projet, qui existeraient dans le cadre d'une garantie d'État.

Lettres de confort améliorées/lettres de soutien

Parfois les lettres de confort sont améliorées en ce sens qu'elles contiennent des engagements fermes plutôt qu'une simple manifestation de soutien au projet. Une lettre de confort améliorée pourra utiliser les mêmes termes qu'une garantie d'État, stipulant même que l'État « s'engage » à respecter certaines obligations et aller jusqu'à définir des conditions relatives aux préavis et à l'arbitrage. En général, ce type d'engagement, qu'il prenne la forme d'une lettre ou d'un contrat, liera juridiquement l'État (même si le document est intitulé « lettre de confort »). À cet égard, il est essentiel d'examiner le caractère exécutoire des obligations contenues dans la lettre de confort (notamment en prenant un avis d'expert, auprès du ministre de la Justice (ou son équivalent) dans le cas de l'État, ou auprès de cabinets d'avocats internationaux dans le cas des promoteurs et de leurs prêteurs). Quand bien même les obligations de la lettre de confort seraient exécutoires (et que toutes les parties auraient reçu des conseils ou des avis juridiques en ce sens), il n'en reste pas moins vrai que l'investisseur ou ses prêteurs devront engager une action contre l'État, devant d'un tribunal judiciaire ou arbitral, pour faire valoir leurs droits au titre de la lettre de confort. Dans le cas d'une garantie d'État, le processus de recouvrement des sommes dues est beaucoup plus simple et direct, en particulier si l'obligation concernée est couverte par une institution financière externe.

Dans certains pays, ces lettres de confort améliorées sont dénommées lettres de soutien. Dans ces pays, les lettres de soutien contiennent des obligations exécutoires qui, tout en n'ayant pas à proprement parler la force obligatoire des garanties financières, procurent toutefois aux inves-

tisseurs et aux prêteurs une garantie supplémentaire et contraignante eu égard à un certain nombre de risques. Il peut s'agir de cas de force majeure politique et d'autres cas de force majeure, de modifications du cadre fiscal, de modifications du cadre légal et d'indemnisation en cas de résiliation/transfert. Les lettres de soutien s'apparentent plus à des contrats de mise en œuvre ou à des contrats de soutien de l'État, mais sans le bénéfice des garanties d'État.

Dans de nombreux cas, l'État préfère les lettres de confort ou les lettres de soutien, car (i) l'octroi de garanties nécessite un accord du parlement ou un agrément constitutionnel et (ii) comme indiqué ci-dessous à la Section 6.7, une garantie pourrait avoir une incidence sur les niveaux de viabilité de la dette publique, et par conséquent sur la capacité d'emprunt future auprès des institutions étrangères.

6.4. Contrats de promesse de vente et d'achat (*Put and Call Option Agreements*)

Contrairement à une garantie d'État, qui garantit au projet d'énergie le paiement de certaines (ou de la totalité) des obligations financières, un Contrat de promesse de vente et d'achat (**PCOA** ou « Put Call Option Agreement ») crée des obligations contractuelles directes entre l'État d'accueil et les actionnaires du projet. Plus précisément, un PCOA établit deux obligations contractuelles :

- la première est une option de vente en faveur des actionnaires du projet, en vertu de laquelle ils peuvent exiger que l'État rachète les actifs du projet d'énergie.
- la seconde est une option d'achat en faveur de l'État d'accueil, en vertu de laquelle il peut exiger que les actionnaires du projet vendent les actifs du projet d'énergie.

Le PCOA définit également les conditions dans lesquelles les options peuvent être exercées et la formule permettant de calculer les paiements dus au titre du PCOA.

L'option de vente

Dans le cadre d'un PCOA, l'option de vente est un droit contractuel, mais non une obligation, dont disposent les actionnaires du projet, au terme duquel l'État d'accueil devra choisir entre : (i) racheter la centrale et les actifs de la société de projet, (ii) ou racheter toutes les actions de la société de projet détenues par des actionnaires privés, dans les deux cas en contrepartie d'un prix d'achat convenu d'avance, qui pourra varier selon l'événement déclencheur.

L'option de vente dont disposent les actionnaires du projet est assujettie à un certain nombre de conditions définies aux termes du PCOA, au rang desquelles figure en règle générale la résiliation du CAE à la suite d'un certain nombre d'événements déclencheurs déterminés, ou l'expropriation affectant tout ou partie des actifs du projet.

L'option d'achat

De même que l'option de vente, l'option d'achat définie au titre d'un PCOA est un droit contractuel et non une obligation. Dans le cas de l'option d'achat, le droit dont dispose l'État, prévoit que les actionnaires du projet (i) vendent la centrale et les actifs de la société de projet à l'État d'accueil, ou bien (ii) qu'ils lui vendent toutes les actions de la société de projet. L'option d'achat est également assujettie à certaines conditions suspensives, comme la résiliation du CAE ou d'autres conditions déterminées.

Événements déclencheurs

Comme indiqué ci-dessus, les options de vente et d'achat au titre d'un PCOA sont assujetties à des conditions strictement définies, ou des « évènements déclencheurs », qui doivent être réunis avant que l'option ne puisse être exercée. Le caractère limité du PCOA est important étant donné que ce type de soutien au crédit souverain est, par essence, une solution de « dernier ressort » plutôt qu'une garantie d'exécution ou de paiement intervenant dans le cours normal des affaires d'un projet d'énergie. Par exemple, si le cas de défaut est dû à l'absence de paiement de l'acheteur, les actionnaires du projet pourront être tenus d'abord de tirer sur une lettre de crédit standby (qui pourra faire partie ou non d'un accord de garantie partielle de risque) ou sur un compte séquestre, avant d'exercer leur option de vente au titre du PCOA. De même, si le cas de défaut est dû à un défaut de maintenance de la centrale électrique

de la part du vendeur, il pourra être demandé à l'État d'accorder un délai permettant aux actionnaires du projet de corriger le problème opérationnel ou à un prêteur de se subroger aux actionnaires et de nommer un nouvel exploitant du projet, avant que l'État n'exerce l'option d'achat au titre du PCOA. Même lorsque tous les recours auront été épuisés avant l'exercice de l'option de vente ou d'achat au titre du PCOA, et compte tenu de la gravité des conséquences (à savoir l'arrêt définitif de l'activité de production d'électricité de l'IPP), le contrat pourra encore prévoir une période de concertation ultime entre les parties. Ce délai supplémentaire pourra ainsi être mis à profit pour trouver une solution et augmenter les chances de préserver l'investissement de chacune des parties (par exemple en convenant mutuellement d'un nouveau montage financier), avant de prendre la décision d'exercer l'une ou l'autre de ces options.

Pour plus d'informations sur les évènements déclencheurs des cas de défaut et leur traitement dans le cadre d'un PCOA, veuillez consulter le chapitre intitulé « Défaillance et résiliation » de *Comprendre les contrats d'achat d'électricité*.

Prix d'achat défini

À l'instar de la liste des événements déclencheurs définis aux termes d'un PCOA, il convient de définir avec le plus grand soin le prix d'achat des actifs du projet ou des actions d'une société de projet, censé être payé à la suite de l'exercice d'une option au titre d'un PCOA. La formule de calcul du prix d'achat (aussi connu sous le nom d'indemnité de résiliation) sera directement liée à l'événement déclencheur qui a conduit à la résiliation du CAE. Par exemple, dans le cas d'une résiliation du CAE du fait d'une défaillance de l'acheteur, il est probable que le prix d'achat intègrera non seulement la valeur des actifs du projet et de l'encours de la dette du projet, mais également le rendement que les actionnaires seraient en droit d'attendre du projet pendant une période convenue d'avance. Dans le cas d'une résiliation due à une défaillance du vendeur,

le prix d'achat pourra se limiter uniquement à l'encours de la dette du projet. Le prix d'achat dans le cas d'une résiliation due à un cas de force majeure se situera probablement entre ces deux valeurs extrêmes. Il pourra de même différer selon que le cas de force majeure affecte directement l'État ou l'acheteur, ou bien au contraire la société de projet. Un certain nombre d'exemples de prix d'achat sont présentés dans le tableau à la Section 5.4 ci-dessus.

Pour plus d'informations sur la définition des prix d'achat dans le cadre d'un PCOA, veuillez consulter le chapitre intitulé « Défaillance et résiliation » de *« Comprendre les contrats d'achat d'électricité »*.

Expiration des options

Si une partie au PCOA n'exerce pas une option de vente ou une option d'achat dans le délai convenu après que la résiliation du CAE est devenue effective, l'option expirera. Le délai d'expiration sera défini aux termes du PCOA et les parties pourront également convenir d'étendre ce délai, afin de permettre la poursuite des négociations ou de chercher à résoudre le cas de défaut à l'origine de la résiliation.

6.5. Lettres de crédit de liquidité

Ainsi que nous l'avons noté dans la section précédente, un PCOA est une forme de soutien de l'État et est conçu pour permettre aux investisseurs et aux prêteurs de sortir d'un projet et de récupérer leurs investissements dès lors qu'un CAE aurait été résilié, ce qui ne pourra se produire qu'à la suite d'un évènement déclenchant une résiliation.

Les PCOA ne sont pas conçus pour traiter un risque afférent aux problèmes de liquidités à court terme que pourrait rencontrer un acheteur. En ce sens, les PCOA sont différents des garanties d'États, puisqu'une garantie d'État est (habituellement) une garantie qui couvre à la fois les obligations de l'acheteur au titre des paiements courants (tels que les redevances de capacité et d'énergie) et celles au titre du versement du prix d'achat d'une centrale à la suite de la résiliation d'un CAE. En conséquence, les PCOA sont souvent associés à des outils de rehaussement de crédit, spécifiquement conçus pour répondre à des problèmes de liquidités à court terme. Une lettre de crédit de liquidité est l'un de ces mécanismes.

En termes simples, une lettre de crédit de liquidité est une lettre de crédit qui est ouverte et maintenue par un acheteur, et sur laquelle une société de projet peut tirer dans l'éventualité où l'acheteur ne serait pas en mesure de payer une redevance de capacité, une redevance d'énergie, une redevance d'énergie réputée disponible ou toute autre charge couramment due par l'acheteur, dans un délai relativement court après l'échéance prévue du paiement. Le montant disponible, susceptible d'être tiré au titre d'une telle lettre de crédit, est habituellement équivalent au paiement des redevances totales escomptées pour un nombre de mois donné au titre du CAE.

Si l'acheteur n'honore pas à l'échéance prévue un paiement dû au titre du CAE, la société de projet sera alors en droit de faire directement une demande de tirage sur cette lettre de crédit. Cette possibilité constitue un « coussin » de liquidité permettant à la société de projet de rester

solvable et d'assurer la continuité de l'exploitation tout en étant en mesure de couvrir ses frais généraux et le service de sa dette, même en cas de défaut de paiement de l'acheteur. L'acheteur est habituellement obligé de reconstituer, assez rapidement après le tirage, cette lettre de crédit en remboursant la banque émettrice aux termes d'un document appelé accord de remboursement et de crédit.

- **Lettre de crédit de liquidité avec obligation de reconstitution de l'acheteur**

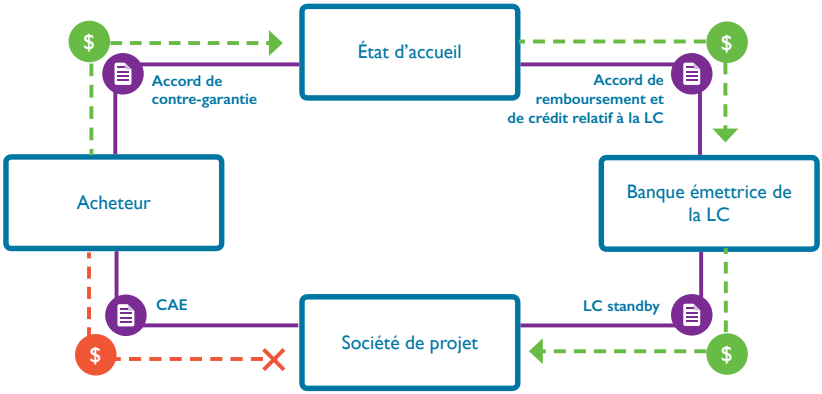
En contrepartie de l'ouverture et du maintien d'une lettre de crédit de liquidité, le défaut de la part de l'acheteur de paiement initial d'une redevance de capacité, d'une redevance d'énergie ou de toute charge similaire garantie par une lettre de crédit de liquidité, ne constituera pas, en général, un cas de défaut de l'acheteur. À l'inverse, un cas de défaut de l'acheteur surviendra si l'acheteur n'est pas ensuite en mesure de reconstituer le crédit de la lettre de crédit dans un délai donné, ou s'il n'est pas en mesure d'effectuer un paiement dû au titre du CAE alors que le crédit de la lettre de crédit est épuisé.

Le même schéma peut être mis en œuvre avec une garantie sur demande, régie par les RUGD de la CCI, au lieu d'une lettre de crédit régie par les RUU 600 ou les ISP 98. Dans certains cas, les banques commerciales sont disposées à émettre des garanties sur demande à un coût

pour les acheteurs inférieur à celui des lettres de crédit d'un montant comparable.

Une lettre de crédit de liquidité peut être moins coûteuse (ou avoir un coût d'opportunité moindre) comparativement à l'utilisation d'un compte séquestre-espèces pour couvrir le risque de paiement à court terme. Dans certains cas, dans la mesure où elle évite de garantir l'obligation de remboursement par une garantie partielle de risque, par une garantie de paiement ou par un produit similaire d'une IFD, comme nous l'évoquons ci-dessous à la Section 7.2 (Garanties des IFD), la lettre de crédit de liquidité s'avérera moins coûteuse, moins complexe et moins paperassière que ces instruments.

- **Lettre de crédit de liquidité avec obligation de reconstitution de l'État d'accueil**



Toutefois, dans d'autres circonstances, une lettre de crédit indépendante pourra être indisponible ou d'un coût prohibitif. Par exemple, une banque qui émet une lettre de crédit commerciale pourra être réticente à couvrir le risque de crédit de l'acheteur en sa qualité de partie débitée (ou ne souhaitera le faire que pour le premier ou les deux premiers pro-

jets d'IPP dans un pays), ou n'acceptera de couvrir ce risque de crédit que moyennant des commissions déraisonnablement élevées.

Dans ce cas, l'État d'accueil pourra convenir d'assumer l'obligation de reconstitution du crédit de la lettre de crédit, comme l'illustre le schéma ci-dessus. Dans d'autres cas de figure, les banques qui émettent les lettres de crédit pourront souhaiter ne couvrir que le risque de crédit de l'État d'accueil, et l'État d'accueil pourra être réticent à assumer directement l'obligation de remboursement, auquel cas les parties devront probablement se tourner vers l'une des options présentées au Chapitre 8 ci-dessous (Soutien au crédit et atténuation des risques par un tiers).

Enfin, il convient de noter que parfois, l'acheteur et la société de projet pourront entamer des négociations au sujet de la note de crédit de la banque émettrice de la lettre de crédit. Pour minimiser le risque que la banque émettrice n'honore pas la demande de paiement au titre d'une lettre de crédit, la société de projet pourra rechercher une banque dont la note de crédit est élevée, ou une banque moins bien notée dont la lettre de crédit aura été confirmée par une banque mieux notée. Les parties devront s'entendre sur ce qui est le plus adapté à chaque transaction.

6.6. Comptes séquestres de liquidités

Une autre option pour couvrir le risque de liquidité à court terme pourra consister à simplement déposer des espèces sur un compte (qui peut être appelé compte de liquidité, compte de réserve, ou compte séquestre) détenu auprès d'une banque de dépôt conformément aux termes d'une convention de séquestre.

L'acheteur sera tenu d'approvisionner le compte à hauteur d'un montant équivalent au total des redevances projetées pour un nombre de mois donné au titre du CAE, par exemple, sur la base des charges totales prévues pour un nombre de mois donné, ou sur la base uniquement de la charge de capacité prévue pour cette même période. L'utilisation limitée de ces comptes séquestres vient souvent compléter d'autres solutions de rehaussement de crédit ou leur est combinée, puisqu'ils n'apportent une solution qu'au risque de paiement à court terme.

Si l'acheteur n'honore pas à l'échéance prévue un paiement dû au titre du CAE, la société de projet sera alors en droit de tirer sur ce compte séquestre. Il s'agit d'un coussin qui permet à la société de projet d'assurer la continuité de l'exploitation et de couvrir le service de sa dette, même en cas de défaut de paiement de l'acheteur. Après un quelconque tirage sur le compte séquestre, l'acheteur devra réapprovisionner le compte immédiatement (ou dans un délai qui aura été convenu).

Les comptes séquestre-espèces ont l'avantage d'être transparents, simples et directs. Le seul tiers qui a besoin d'être impliqué est une banque de dépôt, si bien que la documentation nécessaire donnera normalement lieu à des coûts de transaction réduits au minimum, en comparaison à d'autres instruments de rehaussement de crédit.

Toutefois, il existe un certain nombre de raisons pour lesquelles les parties pourront préférer éviter l'utilisation de comptes séquestres. Les

comptes séquestres-espèces ne sont généralement qu'une solution à court terme pour couvrir le risque de liquidité ou de paiement. Il s'agit d'une option de rehaussement de crédit coûteuse étant donné qu'elle immobilise des liquidités sur un compte de dépôt, qui produit généralement peu ou pas d'intérêt ; en tout état de cause, les sommes immobilisées sur le compte séquestre rapporteront moins que le coût de l'obtention du capital. Par conséquent, il existe un coût de portage négatif pour les sommes en dépôt. Qu'il soit pris en charge directement par la société de projet ou par l'acheteur, ce coût fera en règle générale partie des coûts globaux qui seront répercutés sur le client par le biais du tarif.

Par ailleurs, les prêteurs d'un projet pourront s'inquiéter de la capacité de l'acheteur à réapprovisionner le compte séquestre à l'avenir, dans le cas où des fonds seraient tirés. Un moyen de rassurer les prêteurs serait que cette obligation de l'acheteur soit garantie par l'État d'accueil (dans la mesure où il serait disposé et capable d'assumer l'obligation de réapprovisionnement du compte séquestre) ou sinon par certaines IFD. Par exemple, les IFD peuvent fournir une garantie de paiement en couverture d'un dispositif de compte séquestre, qui fonctionne de façon similaire à la garantie de paiement sous-jacente à une lettre de crédit (LC) évoquée ci-dessus, le compte séquestre prenant la place de la structure de LC garantie. Dès lors que la société de projet aura effectué un tirage sur le compte séquestre, l'acheteur ou, le cas échéant, l'État d'accueil, sera tenu de le réapprovisionner. Dans le cas où le compte séquestre ne serait pas réapprovisionné, l'IFD qui fournit la garantie de paiement couvrira l'obligation de l'acheteur ou de l'État d'accueil et le réapprovisionnera. Si l'IFD qui fournit la garantie est une BMD, l'État d'accueil indemnise la BMD en sa qualité d'entité garante.

Un dispositif de compte séquestre pourra également être mis en place avec des fonds qui diminuent progressivement, c'est-à-dire que les fonds placés sous séquestre seront progressivement reversés à l'acheteur s'il est en mesure de régler régulièrement les redevances dues sans incident de paiement pendant une certaine période convenue d'avance.

6.7. Viabilité de la dette

Comment un État doit-il inscrire dans sa comptabilité nationale une garantie ou toute autre forme de soutien souverain au crédit ?

Les Normes comptables internationales indiquent comment traiter les garanties et quasi-garanties d'État, et les autres formes de soutien souverain au crédit au niveau des comptes publics. Comptablement parlant, ce type d'engagements de soutien pris par un État est dénommé des passifs éventuels.

Les passifs éventuels sont des obligations financières futures potentielles qui seront susceptibles de devenir des obligations financières réelles dès lors que surviendraient (ou ne surviendraient pas) un ou plusieurs événements futurs, qui pourront être indépendants de la volonté du gouvernement. Nous présentons les types de soutien souverain au crédit comptabilisés en tant que passifs éventuels dans le présent chapitre.

Les Normes comptables internationales et les Normes comptables internationales du secteur public couvrent ce type de passifs éventuels (respectivement dans IAS 37 et IPSAS 19 respectivement, sous l'intitulé « *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels* »). Les deux normes demandent que les entités, en l'occurrence le département du trésor public ou le ministère des Finances du pays *comptabilisent et mentionnent* les passifs éventuels, à moins que la probabilité d'une sortie de ressources soit faible. Les deux normes stipulent que si un paiement est *probable*, une provision sera enregistrée au bilan, mais que si un paiement est *improbable*, il sera traité comme un passif éventuel et mentionné (par exemple dans une note de bas de page), mais il ne sera pas inscrit au bilan comme un passif réel.

Généralement, les comptes publics sont gérés selon la méthode des *encaissements* ou celle des *engagements*, avec une tendance grandissante en faveur de la comptabilité d'engagement. L'évolution vers la comptabilité d'engagement se justifie par le fait que la comptabilité de caisse ne permet pas forcément de comptabiliser adéquatement tous les actifs et les passifs du secteur public. Par exemple, en comptabilité de caisse, les États ne seront pas en mesure d'indiquer comme passif éventuel ou non capitalisé un soutien souverain au crédit concernant des projets d'énergie, même si ce soutien doit être couvert dans le cas où les garanties ou quasi-garanties seraient appelées. Selon les principes de la comptabilité de caisse, les garanties sont enregistrées dans les comptes uniquement lorsque la garantie est réalisée et qu'une obligation de paiement est enregistrée. Selon les principes de la comptabilité d'engagement, *les coûts prévisionnels* sont reportés dans les comptes au moment où une garantie (ou toute autre forme de soutien souverain au crédit) est accordée.

La communication des informations sur la base des encaissements peut être illusoire, en affichant par exemple des résultats financiers positifs à court terme et en occultant de possibles difficultés financières ou déséquilibres budgétaires à long terme. La comptabilité d'engagement permet aux États d'afficher haut et fort leur volonté de transparence, de responsabilité et de redevabilité. Elle permet de disposer d'informations de meilleure qualité et de prendre des décisions éclairées dans tous les secteurs de l'action gouvernementale. Un passage à la comptabilité d'engagement pourrait constituer un aspect important d'un vaste programme de réforme de la gestion des comptes publics qui viserait à améliorer les interventions de l'État à tous les niveaux et à favoriser la viabilité à long terme des finances publiques. Les États auraient ainsi la possibilité de mieux anticiper et de réagir plus rapidement face à l'ensemble des risques ou des menaces susceptibles d'affecter la solidité financière d'un pays.

Cela dit, la comptabilité d'engagement n'est pas la seule méthode qui permet d'obtenir plus de transparence. En ce qui concerne les garanties et le soutien au crédit, il est également possible d'améliorer la transpa-

rence en divulguant plus d'informations au niveau des documents budgétaires, des rapports fiscaux et des états financiers.

L'inconvénient d'une comptabilité plus transparente est qu'elle peut placer un pays dans une position apparemment désavantageuse par rapport à un autre pays qui ne comptabiliserait pas ses passifs éventuels de la même manière et qui apparaîtrait ainsi plus intéressant pour des investisseurs étrangers.

Pourquoi la méthode de comptabilisation est-elle importante ?

Nous partons du principe que les garanties et les autres formes de soutien au crédit sont une forme légitime de soutien public aux investissements dans le secteur de l'énergie et des infrastructures, un domaine dans lequel l'État est considéré comme le mieux placé pour anticiper, contrôler et minimiser certains risques clés.

Lorsqu'ils évaluent le risque de crédit d'un État (et les modalités des emprunts en tant que tels), les prêteurs de fonds étrangers (qu'il s'agisse de banques multilatérales de développement ou de banques commerciales) sont susceptibles de tenir compte de la valeur et de la nature des passifs éventuels de la même manière que pour les passifs réels.

Le traitement comptable des garanties est important au regard de la viabilité à long terme des programmes de l'État. Une mauvaise comptabilisation aura des incidences sur les prévisions de dépenses publiques futures et, comme l'a montré récemment la situation de certains pays européens après la crise financière, pourra se traduire par des difficultés budgétaires majeures. La récente crise financière mondiale et la crise de la dette souveraine européenne ont conduit à une prise de conscience de l'ampleur des passifs éventuels et de leur incidence sur la viabilité de la dette publique. La façon de définir et de comptabiliser un passif éventuel est donc désormais scrutée avec le plus grand soin par les ins-

titutions internationales, et en particulier par le Fonds monétaire international (**FMI**).

L'attention croissante accordée à cette forme de passif éventuel semble être motivée par trois facteurs principaux. Le premier facteur est une augmentation possible des effets négatifs induits par les risques macroéconomiques. Tant que ces risques ne seront pas transparents (parce qu'ils n'auront pas été comptabilisés correctement), les investisseurs resteront dans le flou quant à la véritable ampleur de l'endettement financier d'un État. Le deuxième facteur est que les risques financiers inhérents à des passifs éventuels pourront être liés de façon systémique. Par exemple, les garanties sous-jacentes aux obligations financières d'un acheteur au titre d'un ensemble de CAE pourront être appelées en même temps (si, par exemple, l'acheteur concerné connaît de graves problèmes de solvabilité). Le troisième facteur, et sans doute le plus important, est que, comme nous l'avons évoqué ci-dessus, les passifs éventuels n'imposent aucune contrainte budgétaire explicite (contrairement à ce qui se passe avec les dépenses traditionnelles) qui puisse entraver le contrôle macro-économique.

Selon le FMI, les garanties exposent les États à des risques budgétaires plus importants, du fait : (i) de l'augmentation du volume et de la volatilité des flux de capitaux privés, (ii) de la transformation du rôle de l'État, qui fournit moins de financement et plus de garantie (sans que la comptabilisation appropriée suive) et (iii) des projets et de l'aléa moral qui résultent du fait de garantir des résultats générés par le secteur privé.

Le problème est essentiellement que ces garanties faussent les prises de décision au niveau des établissements du secteur privé, du fait que leurs responsables ne prévoient pas qu'ils puissent avoir à absorber le coût d'une issue négative (la défaillance d'un acheteur par exemple). Il s'ensuit que les garanties ou les autres formes de soutien au crédit fournies par l'État peuvent paraître intéressantes à court terme, car elles ne montrent pas leur face cachée (leur coût budgétaire est invisible jusqu'à ce qu'elles deviennent exigibles) ; elles pourront toutefois se révéler plus

coûteuses à long terme, surtout si les États sont amenés à garantir tous les actifs sous-jacents plutôt qu'une partie d'entre eux.

Les agences de notation et les banques d'investissement sont en conséquence amenées à porter une attention plus soutenue aux passifs éventuels lorsqu'elles évaluent la solvabilité des États.

De quelle autre façon ces passifs pourraient-ils être comptabilisés ?

La principale problématique en matière de comptabilisation et d'information financière est que les garanties sont par nature éventuelles et qu'elles sont donc difficiles à évaluer. Toutefois, un certain nombre de techniques analytiques permettent d'évaluer les garanties et les autres formes de soutien au crédit. Il existe notamment une gamme d'outils, relativement simples ou au contraire plus complexes, qui permettent d'analyser et de quantifier les risques.

Il est certain que les passifs éventuels qui sont *susceptibles* de devenir exigibles devront être prévus dans les budgets annuels et faire l'objet d'une affectation.

Il a notamment été suggéré que les États prennent en compte la volatilité du financement public et l'impact potentiel des grands projets sur leur exposition globale aux risques. Dans certains cas, il pourra être plus judicieux pour un État de fournir une aide budgétaire directe plutôt qu'une garantie, ce qui présentera l'avantage de pouvoir anticiper les besoins de financement public.

Un fonds de réserve pourra également permettre d'amortir en partie les risques budgétaires lorsqu'un passif éventuel devient exigible.

De quelle façon le FMI traite-t-il les garanties d'État ou les autres soutiens souverains au crédit ?

Les « institutions de Bretton Woods », à savoir le FMI, de concert avec le groupe de la Banque mondiale (**GBM**) scrutent la dette publique d'un pays (**PSD** ou « Public Sector Debt ») à différentes fins, notamment pour suivre le développement économique et financier du pays, pour lui prodiguer des conseils en matière de politique, ou pour lui octroyer des financements ou d'autres formes de soutien.

La PSD entre en compte pour l'analyse de la viabilité de la dette (**AVD**), qui consiste à évaluer l'incidence du niveau d'endettement d'un pays et des nouveaux emprunts éventuels sur sa capacité à assurer le service de sa dette à terme. Un cadre de viabilité de la dette (CVD) différent est utilisé pour les pays à faible revenu afin d'aider les décideurs politiques à trouver le juste équilibre entre la réalisation des objectifs de développement et le maintien de la viabilité de la dette.

En collaboration avec le groupe de la Banque mondiale, le FMI détermine les références de base utilisées pour évaluer la viabilité de la dette et pour déterminer également la classification des risques pour chaque pays. L'évaluation couvre différents aspects :

- le calcul des indicateurs de la charge de la dette actuelle et future ;
- l'identification des facteurs spécifiques à chaque pays pour prise en compte dans l'AVD ;
- la comparaison des indicateurs de la charge de la dette extérieure avec les seuils d'endettement indicatifs appropriés ;
- l'analyse de l'incidence de la dette intérieure ou des *passifs éventuels* sur la capacité d'un pays à assurer le service de sa dette future, qui est un point important pour le secteur de l'énergie.

Il convient de noter ici que les lignes directrices, les règles et les analyses du FMI/GBM varient d'un pays à l'autre et évoluent au cours du temps.

L'analyse de la viabilité de la dette réalisée par le FMI/GBM classe les pays en fonction de leur probabilité de surendettement. Il existe quatre catégories : risque faible, modéré, élevé et en situation de surendettement. La viabilité de la dette peut être évaluée en fonction des différents indicateurs de la dette et du service de la dette au regard des différentes mesures de la capacité de remboursement d'un pays. Par exemple, d'autres classifications des risques tiennent également compte d'autres facteurs tels que l'historique d'un pays en matière de respect de ses obligations au titre du service de la dette. La mesure la plus pertinente de la capacité de remboursement dépend des obligations qui sont les plus contraignantes pour un pays donné. En outre, étant donné que la dette publique extérieure est la principale source de financement dans de nombreux pays à faible revenu, l'évaluation estime de façon critique l'aptitude du pays à assurer le service de la dette publique extérieure.

La classification relative au risque de surendettement constitue la base qui sert à déterminer les attributions futures de subventions, de prêts et de garanties par l'IDA et par d'autres créanciers multilatéraux tels que le Fonds africain de développement. La classification affecte à la fois le montant et la tarification de ces prêts.

Comment les garanties d'État ou les autres formes de soutien au crédit sont-elles prises en compte dans l'analyse des risques réalisée par le FMI ?

La dette extérieure privée garantie par l'État est souvent considérée par le FMI comme un passif éventuel explicite du fait que l'État s'est engagé légalement à faire des paiements à un créancier extérieur. Par exemple, dans le cas où un important projet d'énergie garanti par l'État rencontrerait des difficultés de paiement, l'État fournira probablement un financement public pour couvrir ces contingences, avec pour consé-

quence que ces passifs éventuels pourront conduire à une augmentation importante de la dette publique.

Un point essentiel de l'analyse du FMI sera toujours de s'intéresser à qui sont les créanciers d'un État (c'est-à-dire qui sera à même d'appeler la garantie). Dans la plupart des cas, la garantie sera en faveur d'un investisseur ou d'un prêteur extérieur (étranger). Dans certains cas toutefois, les sommes couvertes par un contrat de soutien ou une garantie pourront être techniquement dues à une société de projet de droit local. Un État pourra alors considérer à juste titre cet engagement comme une dette domestique plutôt que comme une dette « extérieure ».

Il n'en reste pas moins prudent d'anticiper que le FMI considérera des garanties en faveur d'une société de projet locale comme étant une obligation financière légale éventuelle de l'État à l'égard d'un créancier **extérieur** et qu'il la classera donc comme une dette extérieure pour les besoins de l'AVD. La raison en est que les activités et les comptes de la société de projet relevant du droit local seront probablement contrôlés par des prêteurs extérieurs qui financent le projet, dans le cadre des sûretés consenties aux prêteurs au titre de la transaction de prêt. Il conviendrait donc de présumer que le soutien souverain au crédit d'un financement de projet d'énergie sera considéré comme une « dette extérieure » et, par conséquent, comme un passif éventuel explicite.

Lorsqu'elles procèdent à une AVD globale, les équipes concernées évaluent l'incidence d'autres facteurs, tels que les passifs éventuels, sur la capacité d'un pays à assurer les paiements afférents au service de la dette. Cela est considéré au niveau le plus global comme un « risque budgétaire », qui peut être défini comme toute différence éventuelle entre les résultats réalisés et les prévisions budgétaires (par exemple les soldes budgétaires et la dette publique).

Il est clair que, globalement, les passifs éventuels sont pris en compte lorsque le FMI évalue la viabilité de la dette d'un pays. Toutefois, comme nous l'avons noté ci-dessus, les États ne sont pas tenus de communiquer les informations relatives à leur exposition aux différents types

d'obligations budgétaires futures possibles. **Par conséquent, il n'est pas possible de préciser dans quelle mesure la dette extérieure privée garantie par l'État est prise en compte dans l'analyse des risques réalisée par le FMI**. Il se pourra que la dette extérieure privée garantie par l'État (non encore échue) ne soit pas entièrement prise en compte dans une analyse des risques du fait que toutes les obligations éventuelles de l'État ne sont pas communiquées aux équipes concernées. Lorsque les passifs éventuels deviennent exigibles et incombent au garant, ils deviennent alors visibles et ils sont pris en compte puisque l'État est tenu de payer les montants dus.

Le fait que ces passifs éventuels soient susceptibles jusqu'à ce moment-là de ne pas apparaître dans les comptes publics ou de ne pas limiter directement la capacité d'emprunt de l'État auprès de prêteurs externes ne doit pas occulter le fait qu'un engagement financier de l'État demeure une obligation légale valide et exécutoire qui peut avoir d'importantes conséquences financières à terme. Il serait donc prudent que les ministères surveillent et contrôlent en permanence l'endettement total de l'État.

6.8. Point de vue de l'État d'accueil

Fournir un rehaussement de crédit en garantie du financement d'un IPP peut se traduire par de nombreux avantages potentiels pour un État d'accueil, mais présente également d'importants inconvénients. Les États d'accueil ont souvent du mal à expliquer pourquoi leur soutien est nécessaire et quel type de soutien est réellement nécessaire. Lorsqu'elles détermineront les soutiens de l'État dont elles auront besoin, toutes les parties prenantes devront prendre en compte les différents critères que l'État devra intégrer dans son évaluation des avantages et des inconvénients présentés par l'octroi d'un rehaussement de crédit.

Souvent la principale raison invoquée pour expliquer pourquoi un rehaussement de crédit de l'État d'accueil est nécessaire est simplement que « si vous n'apportez pas votre soutien, le projet ne sera pas bancable parce que les prêteurs n'accepteront pas de prêter ». Bien qu'il puisse y avoir une part de vérité dans cette affirmation, il n'en reste pas moins vrai qu'elle fait l'impasse sur les différentes questions ou priorités que l'État d'accueil devra trancher ou arbitrer.

Il conviendrait plutôt de mettre en exergue certains des avantages substantiels qu'un État d'accueil pourra retirer en octroyant un rehaussement de crédit, tout en ayant conscience qu'il n'existe pas d'approche unique et que l'octroi de ce rehaussement de crédit pourra présenter un certain nombre d'inconvénients pour l'État d'accueil.

Limitation active du champ d'application du rehaussement de crédit

L'un des avantages du financement de projet est sa capacité à réduire l'impact du financement d'un projet d'IPP sur les comptes de l'État d'accueil. En raison de diverses considérations toutefois, les investisseurs privés qui seraient disposés à financer les coûts initiaux d'un projet

d'IPP pourront décider de ne pas financer la société à moins que l'État d'accueil ne fournisse un rehaussement de crédit. Bien que ce rehaussement de crédit soit susceptible d'affecter les comptes de l'État d'accueil, il sera éventuellement possible de minimiser cet impact en négociant activement avec les parties qui investissent dans le projet. Comme nous l'avons indiqué à la Section 7.7, selon la façon dont un État d'accueil comptabilisera le type de rehaussement de crédit fourni, il pourra suffire de l'enregistrer en tant que passif éventuel au bilan de l'État d'accueil, plutôt qu'en tant qu'un engagement à part entière qui viendrait grever ses comptes. Tout dépendra de la méthode de comptabilisation employée et du type d'instrument choisi.

En outre, en fonction des risques que les investisseurs dans l'IPP chercheront à couvrir, il pourra être possible de négocier un rehaussement de crédit qui collera au plus près aux préoccupations des investisseurs sans avoir à couvrir l'intégralité des coûts de l'IPP. Cette négociation dépendra toutefois en grande partie des inquiétudes des investisseurs, et dans certains cas, ceux-ci n'attendront rien de moins de l'État d'accueil qu'une garantie portant sur la totalité du projet.

Installer une « marque » grâce au rehaussement de crédit

Un État d'accueil dont le marché énergétique est naissant pourra se servir du rehaussement de crédit non seulement pour inciter des investisseurs internationaux à financer des projets d'IPP, mais également pour faire du pays une « marque » synonyme de lieu propice aux affaires. D'autant plus si plusieurs projets d'IPP sont financés de cette manière et que l'État d'accueil et l'acheteur sont à même d'asseoir leur réputation en tant que payeurs réguliers et fiables. Une fois que cette « image de marque » et cette réputation seront établies, il devrait devenir plus facile pour l'État d'accueil d'octroyer moins, voire de ne plus octroyer de rehaussements de crédit aux futurs IPP.

Baisse progressive du coût des rehaussements de crédits

L'impact d'un rehaussement de crédit fourni par un État d'accueil pour soutenir le financement d'un IPP devrait se réduire avec le temps, au fur et à mesure que l'IPP verse des dividendes à ses actionnaires et rembourse sa dette. En conséquence, même lorsqu'un État d'accueil a dû comptabiliser 100 % d'un rehaussement de crédit en tant que passif réel, la valeur de ce passif diminuera au fil du temps.

Limites du financement par l'État d'accueil

Un État d'accueil pourra, à un certain stade, déterminer qu'il n'a pas la solidité financière suffisante, ou qu'il n'est pas en mesure d'obtenir de financement à des prix acceptables auprès de tiers, pour financer la croissance continue de son marché énergétique. À ce stade, s'il n'est pas en mesure ni désireux d'utiliser le modèle de financement de projet reposant sur les financements et les ressources du développeur, il pourra choisir de se tourner vers le modèle de financement de projet. S'il agit ainsi, et que les investisseurs privés refusent d'apporter leur soutien sans rehaussement de crédit, l'État d'accueil devra alors arbitrer entre d'une part développer son marché énergétique et d'autre part se résoudre au rehaussement de crédit. Dans le second scénario, l'État d'accueil bénéficiera d'une production d'électricité plus importante et (comme évoqué plus haut) qui limitera potentiellement l'impact sur ses comptes du rehaussement de crédit demandé.

Contrôle de l'État

Les risques que le rehaussement de crédit est destiné à couvrir portent souvent sur les risques perçus que l'État est le mieux à même de couvrir,

tels que certains cas de force majeure politique. L'État d'accueil est le mieux placé pour maîtriser et éventuellement atténuer ces risques perçus. Le risque de paiement de l'acheteur public diminuera probablement au fur et à mesure que le marché énergétique gagnera en maturité et que l'acheteur assoira sa réputation de payeur fiable et régulier.

Diversité des intérêts au sein de l'État

Les discussions avec les États se caractérisent par le nombre important de parties prenantes liées à l'État qui sont impliquées dans la négociation d'un projet d'énergie, directement et indirectement. Il pourra s'agir, entre autres, de l'acheteur (si c'est une société de service public qui appartient à l'État), du ministère de l'Énergie, du ministère des Finances, du ministère de la Justice, de l'instance de régulation sectorielle, des agences de promotion des investissements, du Parlement, etc.

Un CAE est généralement signé par l'acheteur et la société de projet. Les autres parties prenantes de l'État sont rarement directement impliquées dans le processus décisionnel, mais elles peuvent avoir une influence significative sur le processus. Les ministères de l'Énergie fixent la politique et plaident souvent en la faveur de la participation des investisseurs privés dans le secteur, pour que ceux-ci les aident à atteindre les objectifs des pouvoirs publics, à savoir fournir une électricité abordable aux citoyens de l'État d'accueil. La mission des agences de promotion des investissements est d'encourager l'investissement privé et de faciliter les interactions entre les investisseurs et les organismes publics. L'instance de régulation sectorielle cherche principalement à maintenir l'équilibre entre les intérêts divergents des consommateurs (électricité bon marché) et de la société de projet (retour sur investissement raisonnable).

Les ministères des Finances cherchent à équilibrer les besoins financiers de l'État lors de la négociation des aspects relatifs au rehaussement de crédit. Les ministères de la Justice cherchent à protéger les droits juridiques de l'État et à veiller à ce que les contrats soient conformes à la

législation nationale. Le Parlement cherche quant à lui à représenter les points de vue de l'ensemble des citoyens et, de par la loi, il lui est souvent demandé d'approuver certains types de contrats ou d'engagements pris par le gouvernement.

L'obtention de la contribution de chacune des parties prenantes de l'État qui sont impliquées dans le processus exige d'importants efforts de coordination, ainsi qu'un équilibre entre les intérêts électoraux et les engagements politiques, de sorte à satisfaire toutes les parties prenantes.

Risque de créer un précédent

Les États d'accueil pourront chercher à éviter de créer un précédent en accordant certains types de rehaussement de crédit. Ils pourront craindre en effet que s'ils fournissent un rehaussement de crédit à un IPP, cet acte soit perçu comme une pratique de marché et soit demandé par tous les futurs IPP. Bien qu'il soit probablement difficile de changer la perception du marché quant à la possibilité d'obtenir un rehaussement de crédit, pouvoir se prévaloir d'une excellente réputation en matière de régularité des paiements et d'une « marque » pays reconnue pour être propice aux affaires contribuera grandement à faciliter les négociations.

Viabilité de la dette

Lorsqu'ils seront amenés à proposer des rehaussements de crédit, les États d'accueil devront intégrer l'incidence qu'ils ont sur le cadre de viabilité de la dette dans sa globalité. Cette question est examinée plus en détail ci-dessus à la Section 6.7. La conséquence de ces cadres est que les États ont peu de marge de manœuvre pour absorber de nouveaux passifs (qu'il s'agisse de passifs éventuels ou d'une autre nature). Le coût d'opportunité relatif à l'acceptation d'un nouveau passif devra être pris en compte par toutes les parties prenantes.

En outre, de nombreux cadres législatifs requièrent que tout contrat qui crée un passif réel ou éventuel pour l'État d'accueil doive être approuvé par le Parlement. Ce processus d'approbation pourra être long et complexe, la plupart des Parlements ayant des mécanismes de commissions complexes et un nombre de séances restreint. Les Parlements devront trouver un équilibre entre l'intérêt d'un rehaussement de crédit, quel qu'il soit, et les besoins opposés des citoyens.

De nombreux développeurs sont sur les rangs

Un État d'accueil pourra être approché simultanément par plusieurs développeurs. Si l'un de ces développeurs indique qu'il ne demandera aucun rehaussement de crédit, l'État d'accueil pourra être enclin à choisir ce développeur plutôt qu'un autre. En tout état de cause, quel que soit l'intérêt d'un projet sans rehaussement de crédit ou avec un rehaussement de crédit limité, l'État d'accueil devra procéder à un audit complet de tous les développeurs de sorte à s'assurer qu'ils seront aptes à tenir leurs promesses. Un aspect essentiel de cet audit sera de vérifier les antécédents des promoteurs de ces projets et d'obtenir la confirmation qu'ils ont mené à bien des projets d'envergure comparable dans d'autres pays. Un audit de réputation sera également nécessaire pour éviter d'avoir affaire à des fonds « vautours » qui ciblent des pays sous prétexte d'investissements, en particulier lorsque l'État est considérablement engagé au titre d'une garantie d'État.

L'échec financier d'un projet pourra entraîner l'interruption ou la cessation complète de ses opérations, ce qui perturbera le marché énergétique. En outre, cette interruption pourra s'avérer coûteuse pour l'acheteur qui pourra être amené à achever le projet ou à couvrir le déficit de la production d'électricité par des mesures d'urgence coûteuses (importations ou puissance de réserve), voire dans le pire des cas, par des mesures de délestage qui se traduiront par des pertes de revenus. L'État d'accueil pourra également avoir dépensé des sommes considérables en honoraires de conseil avant de devoir arrêter prématurément le projet.

L'un des moyens permettant de limiter ces problèmes éventuels sera d'exiger des candidats IPP qu'ils fournissent des cautionnements et des garanties de bonne fin, de sorte à garantir leur engagement de mener à bien les projets jusqu'à la réception de la centrale et le début de l'exploitation commerciale.

Préoccupations relatives aux taux de change

Bien que le financement de projet se traduise souvent par une augmentation des investissements et des capitaux étrangers dans un pays, il ne faut pas oublier que les tarifs électriques sont généralement libellés dans la devise locale de l'État d'accueil. Cette question est traitée en détail à la Section 3.4. Il incombera donc à l'État d'accueil, lorsqu'il élaborera sa politique économique, de toujours tenir compte de l'impact qu'auront, sur l'ensemble de l'économie, des CAE à long terme qui donnent lieu à des paiements récurrents de redevances indexées sur une devise étrangère.

6.9. Résumé des points clés

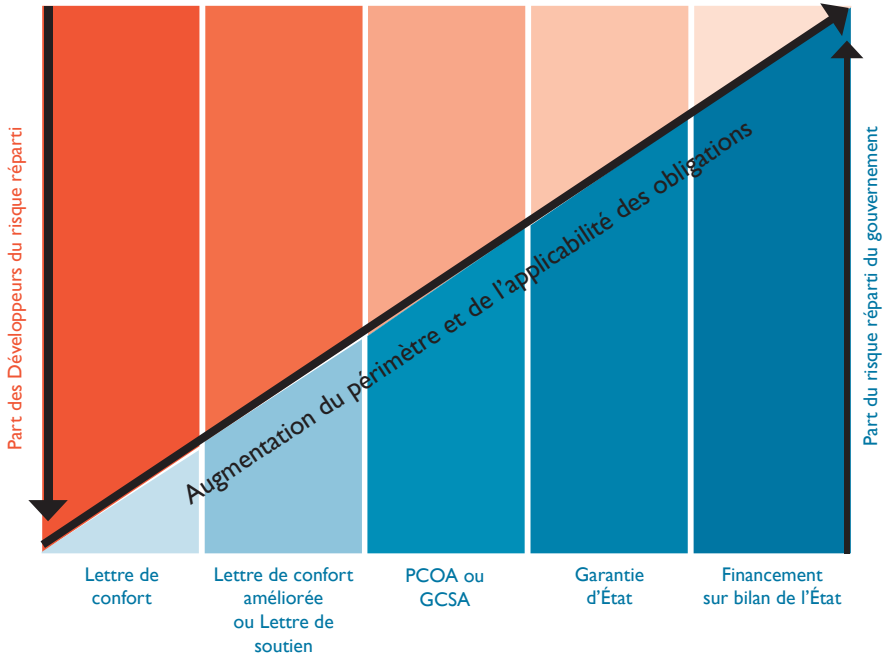
Les gouvernements doivent créer un environnement attractif pour faciliter le développement du secteur énergétique de l'État d'accueil. Comme un environnement attractif peut ne pas être suffisant à lui seul, le gouvernement de l'État d'accueil devra offrir des rehaussements de crédit pour stimuler le développement des opérations d'IPP sur le marché. Les investisseurs sont soucieux de l'imputation des risques relatifs aux obligations de paiements récurrents et aux versements des sommes dues en cas de résiliation.

- **Les Garanties d'État** sont l'une des formes les plus complètes de rehaussement de crédit que l'État peur offrir aux investisseurs.
- **Les Lettres de confort et de soutien** offrent une garantie moindre qu'une garantie d'État à part entière, mais elles sont assez répandues.
- **Les Contrats de promesse de vente et d'achat** (**PCOA**) portent généralement sur les principaux événements qui déclenchent la résiliation, mais ils ne fournissent pas de rehaussement pour les obligations de paiements récurrents.
- Il est possible de couvrir les obligations de paiements récurrents en ayant recours à des **lettres de crédit de liquidité** ou à des **comptes séquestres de liquidité**. Ces instruments n'assurent pas la couverture des événements liés à la résiliation.

Il convient de noter que la garantie d'État ne garantit pas les sommes que la société de projet doit aux prêteurs.

Les États doivent être sensibilisés aux répercussions des rehaussements de crédit sur leur cadre de viabilité de la dette (CVD), qui est élaboré en coopération avec le FMI. Les États d'accueil ont de nombreux critères à prendre en compte afin de décider de fournir ou non des rehaussements de crédit.

- **Options de l'État en matière de partage de risque**



Le schéma ci-dessus est un exemple illustrant les différents niveaux de risque qu'un État peut assumer en vue de la livraison d'un projet d'énergie. Il montre que l'hypothèse dans laquelle un État finance l'acquisition d'une centrale électrique intégralement sur des fonds publics suppose qu'il assume une partie significative du risque. Lorsque les risques sont assumés par le développeur ou par le secteur privé, ceux-ci sont atténués, couverts ou répartis d'une quelconque manière grâce aux différentes méthodes de rehaussement de crédit décrites dans ce guide pratique (qu'elles soient apportées par l'État ou par des tiers). Le schéma ci-dessus est donné uniquement à titre indicatif et à titre d'illustration. La force et le caractère exécutoire des différentes formes de rehaussement de crédit souverain dépendront de leur contenu. Ces documents feront dans tous les cas l'objet de plusieurs versions et de négociations.

Ils dépendront en premier lieu de l'environnement macroéconomique et réglementaire global d'un pays. À ces réserves près, l'objectif du schéma est d'illustrer de manière simple la répartition des risques entre l'État et le développeur.

7. Soutien au crédit et atténuation des risques par des tiers

7.1. Introduction

7.2 Garanties des IFD

7.3 Structures des LC garanties par une IFD

7.4 Assurance contre le risque politique

7.5 Syndication des prêts dits à tranches A/B

7.6 Résumé des points clés

7.1. Introduction

La présente section s'intéresse aux différents produits de rehaussement de crédit et d'atténuation du risque politique qui sont proposés par des tiers dans le contexte de projets d'IPP. Ces produits peuvent être utilisés à deux fins distinctes.

En premier lieu, ils peuvent être utilisés pour assurer un deuxième niveau de rehaussement de crédit en complément de celui fourni par un État :

- si le niveau de crédit d'un État n'est pas à lui seul suffisant pour satisfaire le niveau requis par les investisseurs et les prêteurs ;
- si l'État n'est pas disposé à offrir une garantie souveraine complète à un développeur ;
- si la solvabilité de l'acheteur désigné du pays n'est pas suffisante pour qu'il puisse assumer la totalité des obligations de paiement qui résultent du CAE. Ces produits peuvent s'avérer particulièrement utiles lorsqu'il s'agit de couvrir l'obligation de paiement du prix d'achat d'un acheteur ou d'un État d'accueil suite à la résiliation d'un CAE ou à l'exercice d'une option de vente.

En second lieu, quelques-uns de ces instruments, tels que les polices d'assurance contre les risques politiques, peuvent être utilisés pour atténuer les risques qui ne sont pas couverts par des obligations contractuelles directes.

Le rehaussement de crédit par des tiers peut présenter des avantages significatifs pour le projet et pour les différentes parties prenantes, y compris :

- d'élargir les options de financement disponibles pour la société de projet ;
- de réduire le coût de la dette ; et
- d'allonger la maturité de la dette.

En outre, les promoteurs et les prêteurs commerciaux apprécieront souvent qu'une BMD ou une IFD participe à un projet. En effet, la participation à un projet d'une BMD ou d'une IFD aura un effet de « halo » (notoriété) sur la bancabilité d'un projet et contribuera à atténuer le risque politique.

7.2. Garanties des IFD

Il existe toute une gamme de garanties qui peuvent être mises en œuvre par les BMD et autres IFD afin de couvrir les différents types de risques financiers auxquels pourra être confronté un IPP. Ces garanties peuvent fournir un rehaussement de crédit en atténuant les risques, et elles sont parfois désignées par certaines IFD comme des Garanties partielles de crédit (**GPR**), Garanties partielles de risques (**GPC**), ou Garanties fondées sur les projets. Ces garanties peuvent être divisées en garanties de prêt et garanties de paiement (voir la description ci-dessous). Les garanties des IFD prendront généralement en charge les obligations financières les plus critiques d'un projet d'énergie, telles que les obligations liées à des projets relatives au service de la dette (prêts ou obligations de projet), ou les obligations de paiement au titre du CAE et des autres contrats de projet.

Avantages des garanties des IFD

Les garanties des IFD offrent aux projets d'énergie différentes solutions d'atténuation du risque financier et de rehaussement de crédit. Les États et les IFD collaborent sur un nombre important d'initiatives de développement. Les États d'accueil sont ainsi fortement incités à maintenir des relations positives avec ces institutions. Dans le cadre de transactions avec le soutien d'une IFD, les États seront souvent incités à respecter leurs obligations de paiement ou leurs engagements contractuels, et à demander aux entités étatiques de faire de même.

Le non-respect par une entité publique ou une entité étatique de ses engagements dans le cadre d'un projet soutenu par une IFD pourrait :

- compromettre le financement du développement actuel et futur dans le pays ;

- déclencher des obligations de remboursement de l'État d'accueil, en vertu d'une convention d'indemnisation ou d'une contre-garantie (le cas échéant) ; et
- affecter la capacité de l'État à demander d'autres sources de financement, puisque les IFD sont souvent considérées comme des prêteurs de dernier ressort.

L'étroite relation de travail entre les IFD et l'État améliore non seulement les conditions de crédit des prêts garantis par l'IFD, mais agit également comme un facteur d'atténuation du risque, qui améliore l'ensemble des conditions de crédit d'un projet d'énergie. Cette amélioration est parfois dénommée « effet de halo ».

Types de garanties

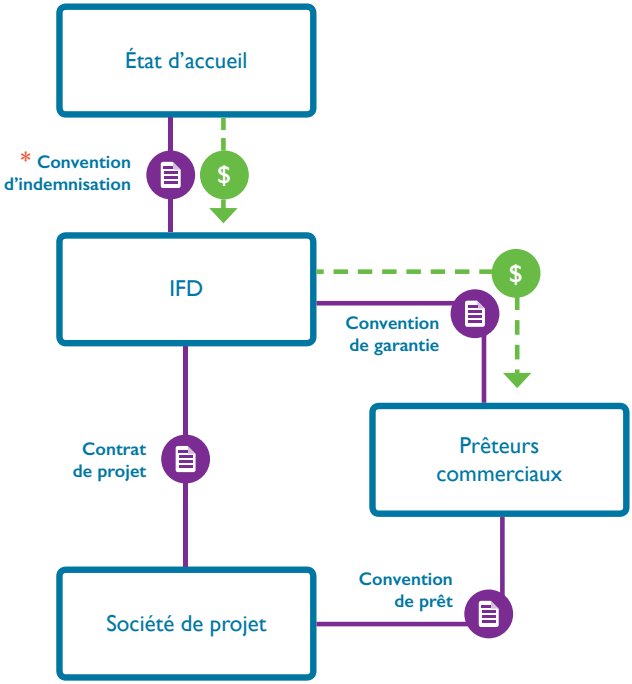
Les produits proposés par les IFD pour atténuer le risque financier et rehausser le crédit d'un projet d'énergie sont généralement regroupés en deux grandes catégories, puisqu'ils bénéficient à deux parties prenantes différentes dans le cadre du projet. La présente section décrit certaines des structures de garantie des IFD les plus courantes. Il convient toutefois de noter que les IFD offrent une grande variété de produits de garantie, de structures et d'instruments de prêt et que tous ne sont pas traités dans ce guide pratique.

Garantie de prêt

La première grande catégorie de garantie des IFD est la *garantie de prêt*, qui atténue le risque de non-paiement par la société de projet des créances dues aux prêteurs du projet, communément appelé défaut du remboursement de la dette, à la suite d'une action ou d'une omission de l'État d'accueil ou de l'acheteur appartenant à l'État. Cette dernière condition est une caractéristique essentielle de la garantie de prêt, puisqu'elle permet de s'assurer que le produit ne sert pas de couverture générale de l'obligation de remboursement de la dette des prêteurs du projet par la société de projet. Les bénéficiaires de la garantie de prêt dans le cadre d'un projet d'IPP sont les prêteurs du projet, et non la société de projet. Il est important de noter qu'en cas de différend portant sur les obligations de l'État, le paiement du bénéficiaire au titre de la garantie de l'IFD ne sera effectué qu'après que le différend aura été résolu à l'amiable ou tranché en ayant recours aux procédures de règlement des différends qui figurent dans les contrats de projet.

La structure usuelle d'une garantie de prêt est décrite dans le schéma ci-dessous. Il est entendu que ce schéma ne représente pas chaque type de garantie de prêt ou de garantie partielle de crédit proposé par une IFD. Plus particulièrement, certaines IFD peuvent proposer des garanties sans convention d'indemnisation, à un coût cependant proportionnellement plus élevé pour le projet, puisque les IFD sont exposées au risque commercial du projet sans indemnisation de la part de l'État d'accueil pour couvrir l'obligation. En lieu et place d'une convention d'indemnisation, certaines IFD pourront disposer d'un accord bilatéral ou d'un accord de type traité avec l'État d'accueil, ce qui pourra également avoir un impact sur le coût de la couverture.

- **Garantie de prêt**



* Une convention d'indemnisation pourra être requise ou non, en fonction de l'IFD

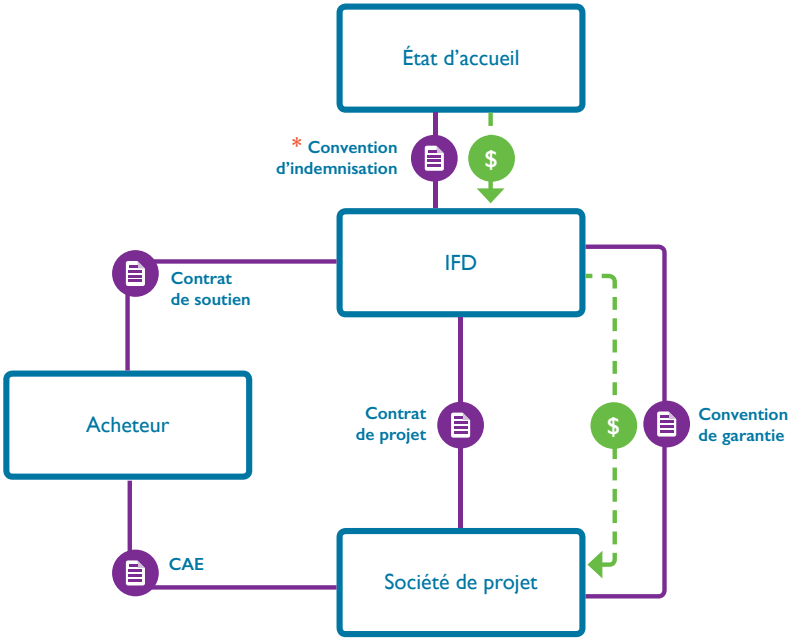
Garantie de paiement

La deuxième grande catégorie de garantie des IFD est la *garantie de paiement*. Contrairement à la garantie de prêt, la garantie de paiement est conçue pour bénéficier directement à la société de projet et peut couvrir un certain nombre d'obligations de paiement différentes. Ces obligations de paiement peuvent inclure, entre autres :

- Les paiements récurrents effectués par l'acheteur à la société de projet au titre d'un CAE ;
- Les cas particuliers de paiements compensatoires de revenus versés par l'État à la société de projet au titre d'obligations qui incombent à l'État ;
- Les paiements pour résiliation anticipée versés par l'État à la société de projet.

La structure usuelle d'une garantie de paiement est présentée dans le schéma ci-dessous. Il est entendu que ce schéma ne représente pas chaque type de garantie de paiement ou de garantie partielle de risque proposé par une IFD. Certaines IFD peuvent proposer des garanties de paiement sans convention d'indemnisation, dont les effets sont similaires à ceux énoncés dans la section relative aux garanties de prêt ci-dessus.

- **Garantie de paiement**



* Une convention d'indemnisation pourra être requise ou non, en fonction de l'IFD

Cadre contractuel pour les structures de garantie

La structure contractuelle de la garantie d'une IFD peut être extrêmement complexe, étant donné les nombreuses obligations juridiques qui doivent être établies entre l'État d'accueil, l'acheteur, l'IFD, les prêteurs commerciaux, la société de projet et (le cas échéant) la banque émettrice de la LC. Les principaux accords négociés dans une transaction de garantie incluent :

- **L'accord de garantie –** la garantie applicable entre l'IFD et le bénéficiaire.
- **Le contrat de projet –** conclu généralement entre l'IFD et la société de projet, il définit habituellement les obligations des parties au projet relatives au paiement à l'IFD des frais de garantie applicables et les engagements quant à la conduite et à la mise en œuvre du projet conformément aux lignes directrices de l'IFD concernée. Les manquements à ces engagements pourront entraîner la résiliation et/ou la suspension de la couverture de garantie après notification par l'IFD à la banque émettrice et application d'un délai de grâce raisonnable.
- **Le contrat de soutien** – ce contrat peut être négocié entre l'IFD et l'acheteur, entre l'IFD et le gouvernement ou tout simplement entre la société de projet et l'acheteur, en fonction de la structure de garantie proposée par l'IFD. Le contrat de soutien définit habituellement les engagements de l'acheteur/l'État relativement au projet. Selon l'approche choisie par l'IFD et la nature du projet, ces conditions peuvent figurer dans un accord distinct (tel qu'un Accord Direct) ou dans les contrats relatifs aux transactions sous-jacentes.
- **La convention d'indemnisation par l'État d'accueil** – convention négociée entre l'État d'accueil et l'IFD, en vertu de laquelle l'État d'accueil s'engage à indemniser l'IFD dans le cas où l'IFD serait appelée à effectuer un paiement au titre de la garantie. Cette convention est parfois dénommée une contre-garantie. (Comme nous l'avons noté ci-dessus, certaines institutions peuvent proposer des garanties sans convention d'indemnisation, à un coût cependant proportionnellement plus élevé pour le projet, étant donné l'absence d'indemnisation par l'État d'accueil pour couvrir l'obligation. En lieu et place d'une convention d'indemnisation, certaines IFD pourront disposer d'un accord bilatéral ou d'un accord de type traité avec l'État d'accueil, ce qui pourra également avoir un impact sur le coût de la couverture.)

Tous les documents de financement et les documents de projet doivent être présentés sous une forme acceptable pour l'IFD qui fournit la garantie.

Considérations d'ordre général concernant les garanties des IFD

Domaine d'application et durée des garanties

Les garanties des IFD sont prévues pour être flexibles et peuvent être utilisées pour tout instrument de dette commerciale (prêts, obligations) fourni par une quelconque institution privée, y compris pour le financement des promoteurs sous la forme de comptes-courants associés. Elles peuvent également couvrir d'autres obligations de paiement envers des entités du secteur privé, telles que les paiements aux vendeurs ou aux fournisseurs privés dans le cadre d'un CAE. La durée de la garantie est également flexible et elle correspond normalement au terme de la dette ou obligation sous-jacente garantie.

La question de l'allocation à un pays

Lorsqu'il envisage l'opportunité de recourir à la garantie d'une IFD qui requiert une contre-garantie de sa part, le gouvernement d'accueil doit tenir compte de l'incidence de la garantie sur son bilan, sur sa stratégie globale pour le pays, et sur les allocations dont son pays pourra bénéficier dans le cadre des financements fournis par l'IFD concernée.

Les aspects relatifs au bilan de l'État sont traités à la Section 6.7 (Viabilité de la dette).

Dans le cas des BMD, les allocations par pays sont fixées de manière périodique, étant entendu que ces institutions doivent répartir leurs ressources, qui sont limitées, entre les pays éligibles. Bien qu'une garantie n'ait généralement pas la même incidence qu'un prêt direct sur l'allocation par pays d'une BMD, il n'en reste pas moins qu'elle consomme une partie de l'allocation disponible du pays. Quel que soit l'effet exact sur l'allocation au pays, les ressources disponibles seront donc réduites pour les autres priorités de développement de l'État d'accueil.

Couverture partielle ou totale des garanties

Les garanties des IFD peuvent offrir une couverture totale ou partielle de la dette.

Les IFD préfèrent dans la plupart des cas une couverture partielle (plutôt qu'une couverture totale) pour un certain nombre de raisons, au nombre desquelles figurent les suivantes :

- lorsqu'une IFD fournit une couverture de garantie totale, les prêteurs commerciaux et les autres parties risquent de ne pas effectuer un audit suffisamment approfondi du risque sous-jacent ;
- le financement partiel est cohérent avec l'objectif stratégique de développement qui consiste à aider les États ou les entités publiques à bâtir une réputation de solvabilité en tant qu'emprunteurs ou payeurs en conservant certaines obligations de paiement non garanties ;
- le financement partiel permet à l'IFD de catalyser davantage de financement de tiers, tout en investissant moins de ses propres fonds.

En fin de compte, le but de ces rehaussements de crédit est d'atténuer le risque et de le répartir de façon plus appropriée dans le cadre d'un projet particulier, et non de l'éliminer ou de le transférer entièrement à une seule partie.

Considérations financières concernant les garanties des IFD

- En fonction de la politique de l'IFD concernée, la garantie couvrira ou ne couvrira pas la déchéance du terme (c'est-à-dire le remboursement anticipé de la totalité de l'encours de la dette) en cas de défaillance du débiteur. Si la garantie ne couvre pas la déchéance du terme, l'IFD remboursera généralement la dette au titre de la garantie selon l'échéancier de remboursement initial, sous réserve des contraintes institutionnelles spécifiques à l'IFD concernée.
- À partir du moment où un paiement n'a pas été effectué au profit d'une partie garantie, le bénéficiaire de la garantie doit suivre une procédure spécifique pour appeler et réaliser la garantie. Ce processus

pourra prendre plusieurs mois, voire plusieurs années, selon les circonstances du défaut et les contraintes institutionnelles spécifiques à l'IFD concernée.

- La garantie confère généralement à l'IFD un droit de subrogation, de sorte que, dès lors que l'IFD effectue un versement au titre de la garantie, cette dernière puisse intervenir en lieu et place du bénéficiaire et recouvrer le montant, le cas échéant, que la partie garantie n'aurait pas payé.

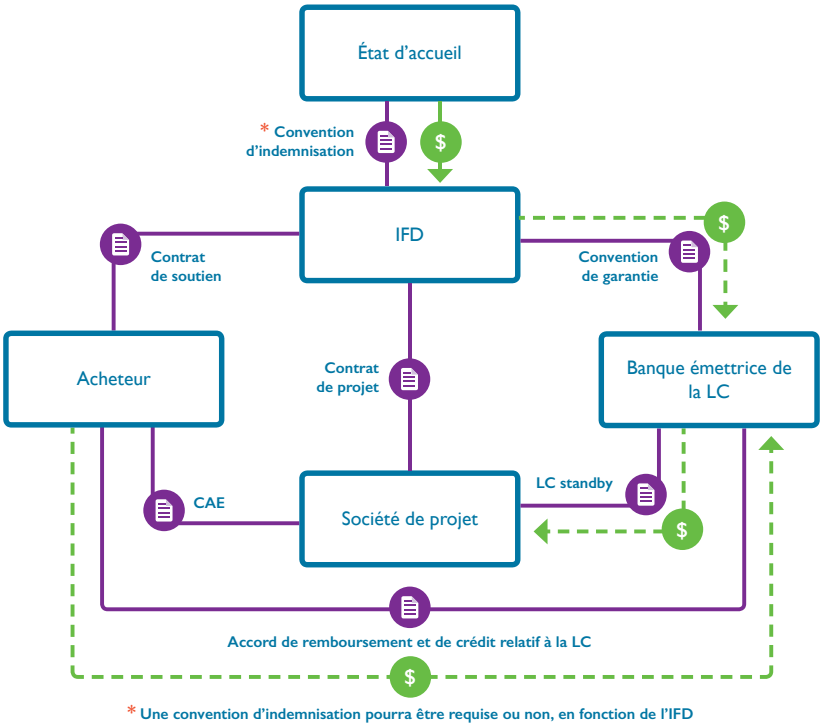
7.3. Structures des LC garanties par une IFD

Bien qu'une garantie IFD puisse être utilisée dans différentes situations, dans de nombreux cas, la possibilité pour l'IFD d'effectuer des paiements au titre de l'instrument de garantie est limitée tant qu'un certain délai ne s'est pas écoulé et que les différends n'ont pas tous été entièrement résolus. Par conséquent, le fait d'intégrer une lettre de crédit standby (**LCSB**) dans la structure est un moyen habituellement utilisé pour créer un soutien de trésorerie lorsque la situation financière de l'acheteur appartenant à l'État serait tendue ou limitée. Cette structure de LC garantie (parfois appelée « PRG LC ») permet au bénéficiaire de tirer sur la LC dès lors que des défauts de paiement surviennent, plutôt que de chercher à obtenir un règlement de l'IFD à chaque épisode de défaut de paiement.

La structure de LC garantie implique l'établissement d'une LCSB ou d'un instrument équivalent par une banque commerciale émettrice, en faveur de la société de projet. La LCSB est généralement mise en place par l'acheteur appartenant à l'État afin de couvrir les obligations de paiement de l'acheteur au titre du CAE. L'émission de la LCSB sera probablement une condition préalable à l'entrée en vigueur du CAE et pourra aussi être une condition préliminaire au versement de la dette senior pour la construction du projet.

La structure habituellement utilisée pour une LCSB garantie est illustrée dans le schéma ci-dessous.

- **Structure de LC garantie**



Comme l'illustre le schéma ci-dessus, il existe trois principaux engagements financiers au titre de la structure de LC garantie :

Premièrement, si l'acheteur est en défaut de paiement au titre du CAE, la société de projet sera alors en droit de faire appel à la banque émettrice de la LC au titre de la LC garantie, pour honorer l'échéance de paiement manquée par l'acheteur.

Deuxièmement, si la société de projet tire sur la LC garantie, le tirage sera automatiquement transformé en prêt de la banque émettrice à

l'acheteur, conformément à l'accord de remboursement et de crédit (**RCA**) conclu entre l'acheteur et la banque émettrice. La règle générale est que l'acheteur dispose alors d'un délai (habituellement entre 6 et 12 mois) pour rembourser le prêt de la banque émettrice, qui portera intérêts au taux convenu pendant toute cette période.

Troisièmement, si l'acheteur n'est pas en mesure de rembourser la banque émettrice à l'échéance prévue et selon les termes du RCA, la banque émettrice pourra faire jouer la garantie et présenter une demande de paiement à l'IFD. Dans ce cas, l'IFD règlera directement la banque émettrice afin d'acquitter le montant impayé dû par l'acheteur.

Le recours ultime d'une IFD au titre de la LC garantie est la convention d'indemnisation conclue avec l'État d'accueil, semblable aux garanties générales de paiement et de prêt décrites ci-dessus.

Rôle de la banque émettrice de la LC

Le paiement est effectué par la banque émettrice sur demande de la société de projet, sans nouvel examen des questions factuelles (par exemple si le paiement était effectivement dû ou non au titre du CAE, etc.). Ce point est d'une importance fondamentale pour la banque émettrice, qui se tourne en dernier ressort vers l'IFD en qualité de garant (et non vers l'acheteur ou l'État d'accueil) pour couvrir son exposition. La structure fournit par conséquent un soutien de trésorerie pour l'acheteur, permettant d'obtenir un CAE plus bancable pour la société de projet et les prêteurs. Il existe une autre raison qui permet de justifier que les banques émettrices des LC n'aient pas à enquêter sur la raison du tirage de la LC. En effet, la transaction liée à la LC est distincte de la transaction économique sous-jacente, et les banques émettrices, en règle générale, traitent chaque document séparément et ne sont donc pas les mieux placées pour entreprendre ce type d'enquêtes.

Cadre contractuel des structures de LC garanties

Le cadre contractuel d'une LC garantie proposée par une IFD est similaire à la structure contractuelle des garanties des IFD d'ordre général décrites à la Section 7.2 ci-dessus. Le cadre contractuel inclut une Convention de garantie entre l'IFD et la banque émettrice de la LC qui en est le bénéficiaire, un Contrat de projet entre l'IFD et la société de projet, un Contrat de soutien entre l'IFD et l'acheteur ou l'État d'accueil, et une Convention d'indemnisation signée par l'État d'accueil. En outre, une structure de LC garantie comportera :

- **Une LCSB** – lettre de crédit standby, qui est un engagement de paiement inconditionnel et irrévocable de la banque émettrice en faveur du bénéficiaire. Alors que ces engagements sont généralement qualifiés d'irrévocables, la LCSB prévoit des cas spécifiques de résiliation ou de suspension, notamment ceux qui sont énoncés dans la garantie des IFD et dans la clause de résiliation du CAE. Les LCSB peuvent être régies par des conditions standards, telles que les Règles et usances uniformes relatives aux crédits documentaires ou les Pratiques internationales relatives aux standby. L'émetteur est tenu de faire un paiement sur présentation d'une demande conforme à ces normes (qui comprend l'ensemble des documents justificatifs appropriés).

- **Un RCA** – contrat de prêt conclu entre le demandeur/l'acheteur et la banque émettrice, étant entendu que tout tirage au titre de la LCSB se transforme en prêt dû par l'acheteur à l'émetteur, généralement remboursé dans un délai de 6 à 12 mois à compter de la date de tirage au titre de la LC. Le RCA comprendra généralement les engagements, cas de défaut et conditions suspensives habituelles. Le RCA décrira également les circonstances qui donnent lieu à un droit de substitution de la banque émettrice. Veuillez noter que la résiliation ou l'annulation de la garantie pourrait à son tour constituer un cas de défaut aux termes du RCA, et autoriser la banque émettrice à demander un remboursement anticipé et à exercer les recours dont elle

dispose contre l'acheteur (par exemple constituer un gage-espèces au titre des obligations en cours, déclarer les avances non réglées comme immédiatement dues et exigibles, etc.).

Tous les documents de financement et les documents de projet doivent être présentés sous une forme acceptable pour l'IFD qui fournit la garantie.

Considérations détaillées relatives aux structures de LC garanties

Il existe un certain nombre de questions plus détaillées à envisager dans la structuration d'une garantie LC, notamment :

- **L'échéance de la LCSB**

La LCSB devra généralement rester en vigueur pendant une longue période, qui correspond généralement à la durée du CAE et/ou de la dette senior. Normalement, la structure de LC est conçue avec un plafond fixe (par exemple 100 M USD) disponible dans le cadre de la LC pour toute la durée de sa disponibilité (par exemple 15 ans). Toutefois, les LCSB peuvent parfois prévoir des plafonds intermédiaires annuels inférieurs et/ou variables. Cette particularité peut permettre des économies de coûts pour le demandeur (lorsque le plafond de 100 M USD n'a pas été nécessaire, par exemple au cours des années 1 à 3 du CAE, ou lorsque les plafonds intermédiaires se sont avérés appropriés pendant toute la durée du CAE). Toutefois, en raison de Bâle III, la banque émettrice sera désormais tenue de bloquer un capital équivalent au plafond pendant toute la durée de la LC, que celui-ci soit susceptible ou non d'être appelé sur une année donnée.

Une alternative permettant au demandeur de réaliser des économies sur les coûts serait d'avoir une série de LC à court terme qui seraient en phase avec l'exposition pertinente au titre du CAE, en ajustant le pla-

fond chaque année et en ayant donc des LC à échéance d'un an. Cette solution donne néanmoins lieu au remplacement tous les ans de la LC, et donc à un risque de remplacement du point de vue du producteur d'électricité. Veuillez noter que la structure de garantie n'autorise pas à tirer sur la LCSB si l'acheteur s'acquitte des paiements à échéance, mais qu'il y a une discontinuité dans le remplacement de la LC. Les promoteurs ont dans de nombreux cas considérés que la certitude d'une disponibilité à long terme prévalait sur l'économie réalisée en matière de coûts et sur le risque de remplacement, bien que des exceptions existent.

- **Champ d'application de la garantie de paiement au titre de la LCSB**

La couverture de la LC devra être négociée, mais le principe général est que la LCSB sera mobilisable pour (1) les paiements courants dans le cadre du CAE (qu'il s'agisse de redevance de capacité, de redevance de fourniture, de stock de combustible, etc.) et (2) l'indemnisation forfaitaire en cas de résiliation. Selon le niveau de détail de l'opération sous-jacente, la couverture pourra concerner également d'autres aspects (par exemple les pertes du producteur à la suite de cas de force majeure politique locaux, lorsqu'elles sont couvertes par l'État ou l'acheteur concerné, dans le cadre d'une garantie d'État séparée).

Les IFD ne prendront généralement en charge que les paiements concernant des montants non contestés, ou des montants contestés pour lesquels le différend a été réglé au moment où la demande est faite. Le bénéficiaire de la LC devra attester dans sa demande que le paiement n'est pas contesté, et/ou que le délai de grâce applicable a expiré sans aucune notification de différend. Dans certains cas, les banques commerciales appliquent des marges différentes sur les tirages, selon que le statut du paiement est contesté ou non contesté (si l'IFD l'autorise).

- **Champ d'application de la suspension et la résiliation au titre de la garantie**

La garantie fournie par l'IFD a vocation à être « inconditionnelle ». Lorsque la banque émettrice effectue un paiement au titre de la LC et dans la mesure où le paiement est effectué sur présentation d'une demande conforme (c'est-à-dire tant que l'émetteur n'effectue pas de paiement au titre de documents non conformes ou inadéquats, ou en raison d'une autre erreur équivalente), le principe général est que la garantie s'appliquera sur cette avance.

L'IFD pourra chercher à suspendre ou à résilier les obligations qui lui incombent au titre de la garantie. Cette décision pourra être motivée par un manquement au contrat de projet de la part de la société ou de l'acheteur (par exemple l'existence de pratiques répréhensibles ou de corruption de la part de la société, le changement de contrôle non autorisé, l'insolvabilité, une privatisation non approuvée, etc.), ou si l'État d'accueil considéré cesse d'être un membre en règle de l'IFD concernée.

La garantie pourra également être résiliée à la suite de certains événements spécifiques à l'émetteur, notamment l'existence de pratiques répréhensibles ou de corruption dans le cadre du projet et/ou la survenance d'un événement lié à l'insolvabilité. Le RCA pourra donner lieu à discussion concernant le cas de défaut si la résiliation de la garantie est déclenchée à la suite d'actes commis par la banque émettrice. Le non-paiement des redevances par le bénéficiaire ou l'acheteur (selon le cas) déclenchera également le droit de résiliation.

La règle générale, toutefois, est que la garantie continuera de s'appliquer aux avances faites avant la suspension ou la résiliation.

7.4. Assurance contre le risque politique

L'assurance contre les risques politiques (**ARP**) permet de couvrir les risques politiques qui ne sont pas directement couverts aux termes du CAE ou de poser un filet de sécurité (« backstop ») sur les risques couverts par le CAE. Les risques politiques sont liés aux décisions des gouvernements (i) qui refusent ou restreignent le droit d'un investisseur ou d'un prêteur d'utiliser ou de tirer des bénéfices des actifs du projet, et qui ont un impact négatif sur les revenus du projet, ou (ii) qui se traduisent par une réduction de la valeur de la société de projet. Les risques politiques incluent les actes de guerre, les révolutions, les confiscations de biens par l'État et les mesures de restriction sur le rapatriement des bénéfices et des revenus depuis un pays donné. Ce terme est également défini à la Section 4.4 ci-dessus.

Assureurs

Une ARP peut être fournie par des assureurs publics et privés.

Les assureurs publics comprennent les ACE et les IFD. Ces assureurs ont généralement comme mission de soutenir les objectifs stratégiques de leur(s) gouvernement(s) ou institution(s) de tutelle, tels que la promotion du développement ou la facilitation des exportations sur certains marchés émergents. Ces missions pourront également limiter les types d'investissements qui peuvent être couverts. Ces restrictions peuvent concerner des questions environnementales, la nationalité des investisseurs, l'éligibilité des investissements, ou d'autres questions découlant des objectifs stratégiques des assureurs.

Les assureurs privés ont plus de souplesse en termes de types de projets et de portée de la couverture qu'ils peuvent proposer. À l'inverse, ils

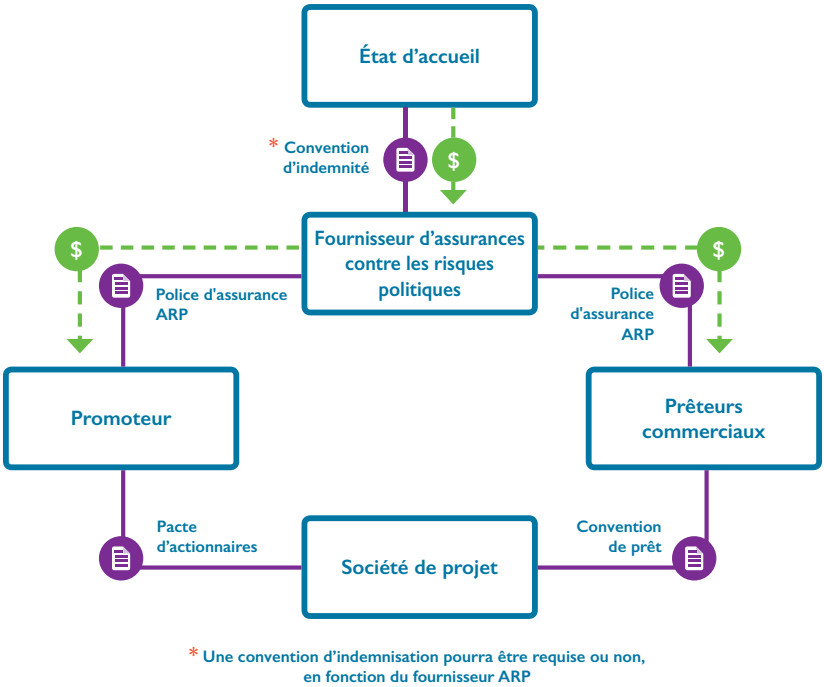
ont une plus faible tolérance au risque lorsqu'il s'agit de fournir une couverture sur les marchés qui présentent un risque élevé ou de prendre en charge des risques qui ne peuvent pas être réassurés. En outre, ils proposent généralement des durées de couverture plus courtes.

Qu'est-ce qui est couvert ?

Les polices d'assurance ARP traditionnelles sont des contrats d'assurance qui offrent une protection contre les pertes de nature commerciale qui résultent de risques liés aux actifs et de risques liés aux activités. Les risques liés aux actifs comprennent la confiscation, l'expropriation, la nationalisation, la privation, la cession forcée, l'abandon forcé, le non-respect des sentences arbitrales, l'annulation de licences ou de permis, les embargos, les actes de guerre et la violence politique. Les risques liés aux activités comprennent la non-convertibilité des devises, les restrictions de transfert des devises, l'impossibilité d'exécution du contrat et le retrait abusif et/ou injuste d'une garantie.

La police d'assurance ARP peut couvrir les parties prenantes du projet (promoteur ou prêteur) contre la faillite ou les pertes de la société de projet du fait d'un manquement aux obligations contractuelles, dans la mesure où la cause de la faillite ou des pertes est due à un des événements créant un risque politique défini aux termes de la police d'assurance ARP. La police d'assurance ARP peut également couvrir le risque que l'État d'accueil ou un acheteur lui appartenant n'honore pas ou manque aux obligations financières contractuelles qui lui incombent. À ce titre, elle peut constituer une mesure de rehaussement du crédit du projet.

- **Structure de l'assurance contre les risques politiques**



La couverture ARP peut être utilisée pour couvrir des engagements pris par un État d'accueil à l'égard d'une société de projet en vertu d'un accord de mise œuvre ou d'un contrat de soutien du gouvernement (voire du CAE lui-même, dans la mesure où la solvabilité de l'acheteur est suffisante). La garantie du gouvernement prévaudra sur la couverture d'assurance. Par exemple, si l'État d'accueil s'engage normalement à assurer la convertibilité d'une devise pendant toute la durée du projet, et que ses réserves en devises étrangères s'avèrent insuffisantes pour remplir ses obligations de convertibilité, une police d'assurance ARP qui couvrirait la non-convertibilité des devises pourra fournir une couverture complémentaire et convertir la partie des fonds que l'État n'aura pas pu convertir.

Les fournisseurs de polices d'assurance ARP seront généralement subrogés dans les droits des investisseurs et des prêteurs couverts, et ils demanderont à ce que les droits sous-jacents leur soient transférés. Une contre-garantie de l'État d'accueil pourra également être nécessaire en fonction du fournisseur de l'assurance contre les risques politiques et du type de protection recherchée.

Considérations

En dehors des questions relatives à la durée de la couverture et au coût de la police d'assurance ARP, il existe de nombreux autres aspects pratiques qu'un investisseur ou un prêteur devra prendre en considération lorsqu'il étudie une couverture d'assurance. Il s'agit notamment des questions suivantes :

- *L'éligibilité* : La couverture des risques politiques recherchée répond-elle aux directives de couverture de l'assureur ? Par exemple, l'emplacement géographique du projet, les limites de risque pays, les exigences environnementales et sociales, la perception de l'instabilité politique et économique.

- *La possibilité d'être indemnisé* : La possibilité de recevoir un paiement au titre d'une demande d'indemnisation pourra dépendre des subtilités contractuelles de la police, des exclusions et des déductions de garantie, des failles dans la couverture, et/ou d'une détermination subjective des causes et effets.

- *Délais/processus d'indemnisation* : Le paiement des demandes d'indemnisation peut faire l'objet de longs délais d'attente. Toutes les voies de recours devront avoir été épuisées, et les différends soumis et tranchés dans le cadre de procédures d'arbitrage international ou d'autres procédures de résolution des différends précisées aux termes des polices.

- *Récupération et subrogation* : Les clauses d'assurance exigent du titulaire de la police qu'il cède à l'assureur la propriété des actifs affectés en cas de perte totale, ainsi que les droits sous-jacents aux contrats de projet. Cette modalité permet aux assureurs de recouvrer les pertes dans les limites de leur capacité à récupérer de la valeur sur les actifs ou auprès de l'État d'accueil directement. La possibilité de transférer ces droits pourra être rendue compliquée par l'existence de sûretés préalablement consenties aux autres parties financières de l'opération. Les parties pourront aborder ces aspects dans un document connu sous le nom d'accord de coopération lors d'une indemnisation (ou « Claims Cooperation Agreement »).

- *Tarification et Syndication* : Contrairement aux polices d'assurance des IFD, la couverture ARP est tarifée au prix du marché et pourra donner lieu à une syndication, permettant ainsi de tirer le meilleur parti de la police d'assurance.

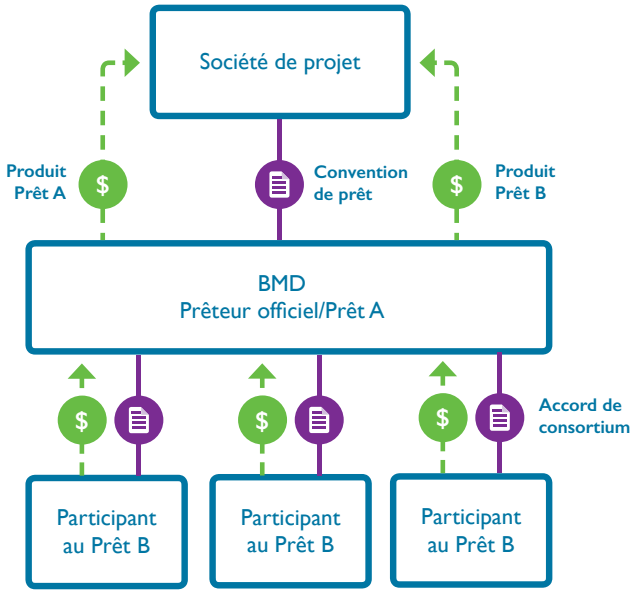
7.5. Syndication des prêts dits à tranches A/B

Outre les produits décrits plus haut dans cette section, d'autres produits sont proposés par les BMD, tels que les prêts dits à tranche A/B («A/B loans») qui peuvent contribuer à catalyser les financements des banques commerciales ou d'autres prêteurs du secteur privé.

Dans le cadre d'un prêt dit à tranches A/B syndiqué, la BMD, en qualité de prêteur officiel, octroie un prêt «A» à la société de projet, sur ses propres ressources, et un prêt «B», qui est financé (dans le cadre d'un accord de consortium) par des banques commerciales. La BMD est le prêteur officiel du prêt A et du prêt B. Du point de vue de la société de projet, cette structure permet de proposer un emprunt combinant des fonds de la BMD et des fonds de prêteurs commerciaux, au sein d'une seule structure de prêt.

Les prêteurs commerciaux assument le risque commercial lié au remboursement du prêt aux termes des conditions prévues dans l'accord de consortium. Toutefois, le fait que la BMD soit le prêteur officiel procure un certain nombre d'avantages, qui sont détaillés ci-dessous.

- **Structure de prêt dit à tranches A/B syndiqué**



Quels sont les avantages d'un prêt dit à tranches A/B syndiqué ?

Puisque la BMD est le prêteur officiel, les prêteurs du prêt B bénéficieront du statut de créancier privilégié de la BMD (concernant la convertibilité des devises et le risque de convertibilité), ainsi que d'autres avantages dont pourrait bénéficier la BMD, tels que l'exemption de retenue à la source et d'autres impôts et taxes.

Le fait que la BMD soit le prêteur officiel permettra également de bénéficier d'un « effet de halo » plus large et contribuera à atténuer les préoccupations des prêteurs commerciaux en matière de risques liés au pays et de risques politiques. Bien que la BMD ne donne aucune garan-

tie au consortium de prêteurs commerciaux, ceux-ci tireront toutefois avantage de la relation plus large que la BMD a développée avec l'État d'accueil dans le cadre de ses activités de développement, ainsi que de l'influence qui en découle.

Les participants au prêt B pourront également être affranchis de l'obligation de provisionner le risque lié au pays parfois imposé par les autorités réglementaires lorsque ces banques prêtent directement à des projets dans l'État d'accueil.

Ces avantages devraient au final permettre aux prêteurs commerciaux de proposer des tarifs de prêt moindres à ceux qui seraient proposés s'ils prêtaient directement à la société de projet.

Considérations

Il existe généralement des restrictions en matière d'éligibilité pour les participants au prêt B :

- Un établissement financier ne peut pas avoir été constitué, ni avoir son siège social dans le pays de constitution de l'emprunteur. Un participant au prêt B ne peut pas avoir de bureau ni de succursale domicilié(e) dans l' État d'accueil.
- Un établissement financier ne peut pas être un organisme officiel, tel qu'une ACE, ni une banque publique ou quasi-publique, ni une banque multilatérale de développement.

7.6. Résumé des points clés

Il existe toute une gamme de produits de garantie proposés par des tiers et qui permettent de garantir directement le remboursement d'une dette ou de couvrir les paiements dus à la société de projet par d'autres participants au projet.

Les structures de Prêt dit à tranches A/B permettent aux BMD de mobiliser des prêteurs commerciaux et d'élargir les ressources de financement disponibles pour un projet.

Le rehaussement de crédit fourni par un tiers présente de nombreux avantages, pour le projet et pour les différentes parties prenantes. Par exemple :

- il élargit les options de financement à la disposition de la société de projet, par exemple en mobilisant les prêteurs commerciaux ;
- il réduit le coût de la dette ;
- il allonge l'échéance de la dette du projet.

Les promoteurs et les prêteurs commerciaux apprécient souvent « l'effet de halo » global, qui s'ajoute au rehaussement de crédit direct, dont le projet bénéficie grâce à la participation de certaines IFD.

Les gouvernements devront tenir compte de l'impact comptable et des conséquences sur leur pays en termes d'allocation qui résultent des différentes formes d'instruments de garantie, en fonction du garant et des conditions du produit.

Annexe

Glossaire

Accord de remboursement et de crédit : voir Section 7.3.

Accord sur les termes communs : accord entre la société de projet et les prêteurs qui définit toutes les conditions de financement communes à tous les différents prêts (par exemple, les conditions de financement, les covenants financiers, les cas de défaut, les déclarations et les autres engagements). Voir également Section 3.2.

Accords Directs : contrats ou accords conclus entre les prêteurs et les co-contractants de la société de projet (y compris l'acheteur, et le cas échéant, l'État d'accueil), aux termes desquels le co-contractant du projet concerné prend acte des garanties consenties par la société de projet aux prêteurs, et accorde aux prêteurs la possibilité de pallier aux manquements de la société de projet. Des Accords directs peuvent également servir pour préciser et/ou modifier le contrat de projet sous-jacent.

Acheteur : partie au CAE qui a l'obligation, sous réserve des termes et des conditions du CAE, d'acheter la capacité mise à disposition et l'électricité produite par la centrale électrique. Le terme anglais « Offtaker » est parfois utilisé.

Actif dévalorisé : centrale électrique qui ne fait pas l'objet d'un contrat d'achat d'électricité avec un acheteur et qui n'a aucun autre moyen de monétiser sa capacité de production.

Affectation : signifie, en termes budgétaires, la réservation de fonds dans un but précis. Diverses sources de financement gouvernemental devraient être affectées chaque année aux différents programmes gouvernementaux et sont normalement reflétées dans les budgets annuels ou périodiques du gouvernement. Dans le contexte de l'entreprise, une affectation peut également être dénommée « allocation de capitaux ».

Agences de crédit export : agences et entités publiques qui fournissent des prêts garantis par l'État, des garanties et des assurances aux sociétés de leur pays qui cherchent à faire des affaires à l'étranger sur les marchés de pays en développement.

Agent de crédit : agent représentant une quelconque facilité de crédit. Voir également Section 3.2.

Agent des sûretés : agent représentant une quelconque facilité relativement aux sûretés et aux Garanties accessoires. Voir également Section 3.2.

Arbitrage : mécanisme de résolution des différends où le différend est soumis à un tribunal arbitral pour être tranchée par celui-ci conformément à des règles préétablies.

Assurance contre les risques politiques : voir Section 7.4.

Assureur à branche d'activité unique : compagnie d'assurance qui garantit le remboursement d'emprunts obligataires.

Auto-pilotée : centrale électrique qui délivre une puissance électrique directement sur le réseau sans être pilotée par un gestionnaire du réseau de transport.

Baisses de tension : réduction partielle de la fourniture d'électricité aux consommateurs.

Bancable : un projet ou un contrat est dit « bancable » s'il comporte un niveau de répartition des risques généralement acceptable pour les prêteurs.

Banque Mondiale : la Banque Internationale pour la Reconstruction et le Développement (BIRD) et l'Association Internationale de Développement (IDA).

Banque multilatérale de développement (MDB) : institution créée, détenue et contrôlée par ses Etats membres, qui offre des services de financement et de conseil dans le cadre de projets de développement. La Banque Mondiale (la BIRD et l'IDA), la BAD et la MIGA sont des exemples de MDB.

Bouclage financier (ou Closing financier) : à savoir soit (i) la signature des Documents de financement, soit (ii) la signature des Documents de financement et la satisfaction de toutes les conditions de mise à disposition des prêts pour le projet.

Capacité réputée disponible : capacité qu'une centrale électrique aurait pu mettre à disposition si un événement ou une circonstance qui relève de la responsabilité de l'acheteur ne serait pas survenu.

Cas de défaut : défaillance que les parties à un contrat considèrent comme étant une défaillance substantielle. La survenance d'un Cas de défaut confère généralement à la partie non défaillante le droit de résilier le contrat s'il n'était pas remédié à cette défaillance dans le délai de remédiation applicable.

Cas de Force majeure : un événement hors du contrôle de la partie affectée, qui empêche la partie affectée de se conformer à tout ou partie de ses obligations au titre du contrat concerné. Les événements constitutifs d'une force majeure sont généralement classés en Cas de Force majeure politique et Cas de Force majeure non politique. Ils ont des conséquences financières et contractuelles différentes pour les parties contractantes. Les Cas de Force majeure naturelle relèvent de la dernière catégorie.

Cas de force majeure non politique : cas de force majeure qui n'est pas un Cas de Force majeure politique.

Cas de force majeure politique : cas de force majeure de nature politique. Généralement, ces cas englobent tout acte de guerre, conflit, agression étrangère, blocus, embargo, toute révolution, grève à l'échelle

nationale ou à caractère politique, toute modification législative, et la révocation ou la non-délivrance de concessions ou d'autres autorisations.

Centrale de pointe : une centrale de pointe est une centrale électrique à laquelle il est fait uniquement appel pour répondre à un pic de consommation.

Centrale non pilotable (ou non dispatchable) : centrale électrique qui n'est pas en mesure de répondre aux instructions d'un gestionnaire afin d'ajuster sa production et ce, du fait du caractère intermittent des principales ressources énergétiques, telles que l'énergie éolienne ou solaire.

Centrale pilotable (ou dispatchable) : centrale électrique capable de répondre aux instructions de la société de transport et d'ajuster sa production dans un délai très court. Font partie de cette catégorie les centrales au charbon ou au gaz et les centrales qui fonctionnent à partir d'énergies renouvelables relativement stables ou pouvant être stockées, telles que les centrales hydroélectriques et/ou les centrales à la biomasse.

Concession : droit concédé par le gouvernement d'accueil autorisant à construire et à exploiter une centrale électrique et de vendre l'électricité produite par cette centrale électrique dans le gouvernement d'accueil pendant un certain nombre d'années. Un contrat de concession est le contrat au titre duquel la concession est concédée à la société de projet. Un contrat de mise en œuvre a un objet similaire.

Conditions suspensives : ensemble de conditions qui doivent être satisfaites avant que le contrat ou certaines stipulations de celui-ci n'entrent en vigueur.

Contrat d'achat d'électricité ou CAE : contrat conclu entre deux parties, dont l'une produit ou génère de l'électricité en vue de la vendre (le vendeur/producteur), et l'autre achète cette électricité (l'acheteur/« offtaker »). Ce contrat est parfois dénommé « PPA » d'après l'anglais « Power Purchase Agreement ».

Contrat d'exploitation et de maintenance ou Contrat E&M : contrat conclu entre la société de projet et l'exploitant des installations d'une centrale, aux termes duquel l'exploitant exploite et assure la maintenance de la centrale électrique et des installations annexes.

Contrat d'ingénierie, de passation de marchés et de construction ou Contrat EPC : un ou plusieurs contrats qui doivent être conclus entre l'entrepreneur EPC et la société de projet aux fins de déterminer les termes et les conditions de la conception, de l'ingénierie, de la fourniture des matériaux et des équipements, de la construction et de la mise en service de la centrale électrique.

Contrat d'interconnexion : contrat conclu entre la société de projet et le gestionnaire du réseau de transport, qui régit le raccordement de la centrale électrique au réseau de transport.

Contrat de concession et de soutien de l'État : Accord entre l'État d'accueil et la société de projet, en vertu duquel l'État d'accueil prend un certain nombre d'engagements dans le cadre du projet. Ce contrat va généralement au-delà des stipulations habituelles d'un Contrat de mise en œuvre et pourra inclure une garantie expresse d'exécution des obligations d'une entité publique tel qu'un acheteur ou un fournisseur de combustible.

Contrat de mise en œuvre : contrat qui définit les obligations et les engagements contractuels liant directement l'État d'accueil et la société de projet en vue de favoriser le projet, dont notamment (i) les engagements de l'État d'accueil en matière de fiscalité et de coopération pour l'obtention des permis et des autorisations nécessaires au projet et (ii) les engagements pris par la société de projet de se conformer à ses obligations contractuelles à l'égard de ses contreparties, entités publiques, et de respecter les autres obligations.

Contrat/Accord de fourniture de combustible : contrat conclu entre la société de projet et le fournisseur de combustible (dans le cas d'un CAE conventionnel), ou entre l'acheteur et le fournisseur de combus-

tible (dans le cas d'un contrat de travail à façon (dit « tolling ») ou d'un contrat de conversion d'énergie), aux termes duquel le fournisseur de combustible fournit du combustible à la société de projet.

Convention de comptes : accord définissant les modalités de mouvements de fonds sur les comptes d'une société de projet. Voir également Section 3.2.

Convention de prêt : crée l'engagement du prêteur à mettre à disposition du producteur d'un prêt afin de financer le projet d'énergie, ainsi que l'obligation du producteur/emprunteur de rembourser le prêt avec intérêts et de respecter les différents covenants prévus aux termes de la convention de prêt.

Convention inter-créanciers : convention entre les groupes de prêteurs qui participent au financement d'un projet, ou entre les agents ou les autres représentants agissant au nom et pour le compte de chaque groupe de prêteurs. Voir également Section 3.2.

Coupures de courant : réduction totale de la fourniture d'électricité aux consommateurs.

Date de mise en exploitation commerciale ou DEC : date étape importante, définie dans le CAE comme la date à laquelle la centrale électrique commence à être exploitée commercialement, elle est établie au terme de tests de performances concluants et certifiée par un ingénieur indépendant.

Délai de remédiation : période pendant laquelle une partie défaillante a la possibilité de remédier à un manquement, faute de quoi ce manquement conduira à un cas de défaut.

Dépollution : mesures nécessaires pour décontaminer et dépolluer le site d'une centrale électrique suite à la résiliation d'un CAE.

Dette mezzanine : financement fourni par des prêteurs, d'un rang inférieur (les mezzaneurs) à celui de la dette senior et d'un rang supérieur à celui de la dette subordonnée et du Fonds propres.

Dette senior : financement fourni par les prêteurs d'un rang supérieur à celui de dette mezzanine et de la dette subordonnée.

Développeur : voir Promoteur.

Documents de financement : la série de contrats et d'accords, en dehors des documents de projet (dont notamment les Conventions de prêt, les Accords directs et les Documents de sûreté), qui définissent les droits et les obligations des prêteurs et de la société de projet ayant trait au financement de la centrale électrique.

Documents de projet : contrats ou accords nécessaires à la construction, à l'exploitation et la maintenance de la centrale électrique. Ils comprendront généralement le Contrat d'achat d'électricité, le Contrat EPC, le Contrat d'approvisionnement en combustible, le Contrat d'exploitation et de maintenance et le Contrat d'interconnexion.

Documents de sûreté : documents par lesquels sont constitués en faveur des prêteurs les sûretés, les hypothèques, les nantissements, les gages et les autres privilèges qui garantissent le remboursement des prêts de projet.

Droits de palliation : droits consentis aux prêteurs aux termes d'un Accord direct, les autorisant à pallier aux manquements de la société de projet au titre d'un document de Projet avant que le co-contractant de la société de projet ne puisse révoquer ou résilier le contrat.

Durée : période pendant laquelle un contrat produit ses effets, sauf résiliation anticipée par l'une ou l'autre des parties conformément aux termes et aux conditions du contrat. La durée d'un CAE est généralement définie comme la période qui court jusqu'à une date tombant un nombre d'années prédéterminé à compter de la DEC.

Échéance : voir Durée.

Enlèvement ferme ou « take-or-pay » (combustible) : dans le cadre d'un CAE, l'obligation pour l'acheteur de payer le prix correspondant à une quantité convenue de combustible au titre d'une période donnée, qu'il ait accepté ou non de prendre livraison du combustible.

Entité ad hoc : société constituée spécifiquement aux fins de conduire un projet donné et interdite de toute activité en dehors du projet concerné. Souvent dénommée la société de projet pour les besoins du présent guide pratique.

État d'accueil : l'État dans lequel la centrale électrique est située.

Étude de faisabilité : étude technique et financière de la viabilité du projet d'énergie envisagé.

Financement à recours limité : voir financement de projet sans recours.

Financement d'entreprise : terme utilisé pour distinguer cette notion de celle du Financement de projet (voir ci-dessous). Le financement d'entreprise signifie que le prêteur dispose d'un recours contre les actionnaires de l'emprunteur et/ou sur des actifs en sus des actifs financés.

Financement de projet : voir Financement sans recours.

Financement des infrastructures par les ressources : accord selon lequel les droits d'extraction des ressources naturelles dans l'État d'accueil sont consentis en échange de la prise en charge par le titulaire des droits d'extraction de la conception, de la construction et de la mise en œuvre d'un projet.

Financement hors bilan : financement d'un projet qui est intégralement assuré par un promoteur.

Financement sans recours : financement qui sera remboursé exclusivement à partir flux de trésorerie d'un projet structuré sous forme d'une entité ad hoc Les obligations des actionnaires de l'entité ad hoc sont généralement limitées à l'obligation qui leur incombe d'apporter les Fonds propres, et dans certains cas, de fournir à l'entité ad hoc un soutien limité et bien défini.

Fonds propres : fonds investis dans le projet par les promoteurs, à l'exclusion des fonds empruntés par la société de projet. Le terme « Fonds propres » pourra parfois inclure la dette subordonnée des actionnaires (à savoir les fonds mis à disposition de la société de projet par les promoteurs ou par les actionnaires de la société de projet, dont le remboursement est subordonné au remboursement des emprunts consentis par les prêteurs).

Fournisseur de combustible : fournisseur de combustible utilisé pour générer de l'électricité.

Garantie accessoire : bien, droit contractuel ou autre actif sur lequel un emprunteur consent une sûreté à un prêteur en vue de garantir le remboursement d'un prêt.

Garantie partielle de crédit : voir Section 7.2.

Garantie partielle de risques : voir Section 7.2.

Groupe de la Banque Africaine de Développement (BAD) : institution financière multilatérale de développement, créée dans le but de contribuer au développement et au progrès social des pays africains. La BAD a été fondée en 1964 et comprend trois entités : la Banque Africaine de Développement, le Fonds Africain de Développement (FAD) et le Fonds Spécial du Nigeria (FSN). Le FAD est le guichet concessionnel du Groupe de la Banque Africaine de Développement. Le FSN, établi par le gouvernement nigérian, est un fonds renouvelable auto-entretenu.

Groupe de la Banque mondiale : groupe composé de la Banque Internationale pour la Reconstruction et le Développement (BIRD), l'Association Internationale de Développement (IDA), la Société Financière Internationale (SFI), l'Agence Multilatérale de Garantie des Investissements (MIGA) et le Centre International pour le Règlement des Différends relatifs aux Investissements (CIRDI).

Insolvabilité : incapacité d'une entité à honorer ses dettes à leur échéance.

Institutions de financement du développement (IFD) : institutions financières dont la mission est de financer des projets destinés à soutenir le développement. Elles comprennent les BMD (banques multilatérales de développement). La Banque Mondiale, la BAD, la BERD, l'ADB, la BID, l'OPIC, la FMO, la DEG, la CDC, la DBSA et Proparco sont des exemples d'IFD.

Instruments de couverture : instruments utilisés par les parties prenantes du projet pour se protéger contre les fluctuations des taux de change, des taux d'intérêt et des cours des matières premières.

Interconnexion : lieu d'interconnexion du réseau de transport et de la centrale électrique.

Introduction en bourse : première émission publique de titres de participation ou d'actions réalisée par une société non cotée.

Investisseur : voir Promoteur.

Investisseur financier : un établissement financier, un fonds ou une compagnie d'assurance qui investit dans un projet d'énergie.

Lettre de confort : lettre signée par un État d'accueil au titre de laquelle ce dernier promet de faciliter un projet en offrant certaines assurances au développeur du projet. Voir également Section 6.3.

Lettre de crédit (LC) garantie par un Compte séquestre : voir la Section 6.6.

Lettre de crédit standby : voir Section 7.3.

Liquidités : disponibilités de trésorerie et d'équivalents de trésorerie qui permettent de couvrir les obligations financières à court terme d'une partie.

Marché au comptant : dans le contexte de la fourniture d'électricité, marché de gros de l'électricité sur lequel la société de projet peut vendre de l'électricité en dehors du cadre d'un CAE à long terme. Dans le contexte d'un contrat d'approvisionnement en combustible, marché sur lequel la société de projet peut acquérir du combustible sans prendre des engagements d'achat de combustible à long terme.

Obligation quasi-souveraine : voir Section 3.3.

Obligation souveraine : instrument de dette émis sur les marchés de capitaux par les États d'accueil.

Obligations liées à des projets : instruments de dette émis sur les marchés de capitaux afin de financer ou de refinancer un projet d'énergie.

Obligations sous-souveraines : instruments de dette émis par une région, une province, une municipalité ou autre collectivité territoriale, ou par une entreprise publique.

Option d'achat : droit de l'acheteur (ou de l'État d'accueil) de racheter la centrale électrique ou les actions de la société de projet détenant la propriété de celle-ci.

Option de vente : droit de la société de projet d'exiger de l'acheteur (ou de l'État d'accueil) qu'il rachète la centrale électrique ou les actions de la société de projet.

Pacte d'actionnaires : accord entre les actionnaires d'une société de projet qui définit la structure de gouvernance de la société de projet ainsi que les droits des différents actionnaires.

Partenariat public-privé : convention entre le secteur privé et le secteur public aux termes de laquelle un service ou un équipement d'infrastructure habituellement fourni par le secteur public est fourni par le secteur privé, et dans laquelle la répartition des risques et des responsabilités associés est clairement définie.

Passif latent : passif qui ne s'est pas encore matérialisé mais qui est susceptible de se matérialiser ultérieurement.

Perte directe : perte qui résulte directement de la non-exécution par une partie des obligations qui lui incombent aux termes du contrat.

Pilotage (ou dispatch) : instruction du gestionnaire du réseau demandant à la centrale électrique de produire de l'électricité.

Point de livraison : point physique auquel un producteur est tenu de livrer l'électricité produite par la centrale électrique. Le point de livraison se situe généralement sur le côté haute tension des transformateurs élévateurs de tension. L'électricité produite par une centrale électrique est mesurée au point de livraison.

Power Africa : initiative menée par le gouvernement fédéral américain et lancée par le président Obama en juin 2013, impliquant de nombreux partenaires du secteur public et du secteur privé. L'objectif de cette collaboration est de doubler l'accès à l'électricité en Afrique subsaharienne, grâce à l'installation d'une capacité de production électrique supplémentaire de 30 000 MW, plus écologique et plus efficace, et à 60 millions de nouveaux raccordements en Afrique subsaharienne d'ici à 2030.

Préséance économique : décrit l'ordre de préférence selon lequel un gestionnaire de réseau de transport détermine la puissance appelée de chacune des centrales électriques.

Prêt de projet : prêt consenti à la société de projet par un ou plusieurs prêteurs, dans le cadre du financement d'un projet d'énergie.

Prêteurs : les bailleurs de fonds de la société de projet.

Producteur : voir Vendeur.

Producteur d'électricité indépendant ou « IPP » (pour « Independent Power Producer ») : producteur d'énergie électrique détenu par des capitaux privés.

Production/Énergie réputée disponible : électricité qu'une centrale électrique aurait été en mesure de produire si un événement ou une circonstance qui relève de la responsabilité de l'acheteur ne serait pas survenu.

Produit de Prêt dit à tranches A/B : voir Section 7.4

Promoteur : actionnaire ou autre partie affiliée aux actionnaires de la société de projet, également dénommé Investisseur ou Développeur dans ce guide pratique.

Puissance électrique nette : puissance électrique nette, généralement exprimée en MWh, produite par une centrale électrique et délivrée au point de livraison, mesurée par le système de comptage situé au point de livraison.

Puissance ou Capacité en charge de base : capacité de production sur un réseau national ou régional que l'acheteur ou le gestionnaire du réseau entend appeler ou utiliser de manière continue.

Redevance d'énergie : redevance payée par l'acheteur fondée sur le volume réel d'électricité produite et soutirée. La Redevance d'énergie est conçue afin de permettre au producteur de recouvrer ses coûts de combustibles et ses coûts d'exploitation variables.

Redevance de capacité : redevance de capacité payée par l'acheteur, fondée sur la capacité de la centrale électrique à fournir un certain volume d'électricité. La Redevance de capacité est conçue afin de permettre au producteur de recouvrer ses coûts fixes (coûts des investissements et coûts fixes d'exploitation) et les bénéfices convenus. Ces redevances sont versées tant que la centrale électrique est disponible ou réputée disponible pour fournir de l'électricité, que la puissance produite par la centrale ait été appelée ou non.

Redevances d'énergie réputée disponible : redevances versées au titre de la production réputée disponible.

Réduction : instruction de l'acheteur ou du gestionnaire du réseau demandant à l'exploitant d'une centrale non pilotable de réduire sa production. Elle peut être motivée par la demande des utilisateurs finaux, la disponibilité d'énergies alternatives, la capacité du réseau de transport et/ou la stabilité du réseau.

Régulateur : autorité compétente de l'État d'accueil légalement habilitée à réglementer et à contrôler les agences et les entités du secteur, y compris la Société de projet.

Rehaussement de crédit : apport de garanties ou d'autres formes de soutien qui permettent d'améliorer les conditions d'un emprunt.

Réseau : système de câbles électriques à haute tension permettant de distribuer l'énergie électrique sur l'ensemble d'une région.

Semi-base : une centrale électrique de semi-base est une centrale à mi-chemin entre les centrales en charge de base et les centrales de pointe en termes d'ordre de préséance économique.

Site (de projet) : le terrain sur lequel la centrale électrique est située.

Société de projet : voir Vendeur.

Tarif de facturation de l'énergie : voir Redevance d'énergie.

Tarifs qui reflètent les coûts : tarifs facturés aux consommateurs finaux et qui reflètent les coûts réels de production, de transport, de distribution et de fourniture aux consommateurs finaux.

Taux de rendement interne ou TRI : taux de retour composé annualisé effectif d'un investissement pour une période donnée.

Tirage : dans le cadre d'un prêt, signifie la mise à disposition de fonds par un prêteur à l'emprunteur.

Transfert : terme juridique définissant l'acte de transférer les droits, et non les obligations, dont une partie dispose au titre d'un contrat à une autre partie. Le droit d'une partie de transférer les droits dont elle dispose au titre d'un contrat est soumis aux restrictions et aux limitations définies aux termes du contrat concerné et est susceptible de nécessiter l'accord préalable des autres parties au contrat.

Transfert de coûts : il s'agit d'un mécanisme en vertu duquel le producteur répercute certains coûts à l'acheteur en les incorporant aux tarifs.

Transit : transport d'électricité entre un producteur électrique et un acheteur d'énergie électrique, assuré par un ou plusieurs tiers opérateurs de lignes de transport.

Vendeur : l'entité qui vend l'électricité au titre du CAE. Également dénommée Société de projet, Producteur d'électricité ou Producteur.

Volts (tension) : unité dérivée de mesure du potentiel électrique.

YieldCo : société holding qu'un développeur/promoteur est susceptible de constituer pour détenir ses participations dans une ou plusieurs sociétés de projet qui ont atteint la DEC et qui génèrent des revenus.

Ressources en ligne

Ce qui suit est une liste non exhaustive de ressources en ligne supplémentaires :

Comprendre les Contrats d'achat d'électricité

- Comprendre les Contrats d'achat d'électricité *http://go.usa.gov/FBzH*

Classement des Risques pays

- Notations de risque Standard & Poor's : *http://www.spratings.com*
- Notes de risque Moody's : *http://goo.gl/QVUG8n*
- Notations des États souverains Fitch Ratings : *http://goo.gl/ymFQIV*
- Classification des risques pays de l'OCDE : *http://goo.gl/vEKPuY*

Questions environnementales et sociales

- Système de Sauvegarde Intégré de la Banque Africaine de Développement : *http://goo.gl/hWTO5p*
- Principes de l'Équateur : *http://www.equator-principles.com*
- Normes de performance environnementale et sociale de la SFI : *http://goo.gl/pNaCOv*

Viabilité de la dette

- Manuel de statistiques de finances publiques 2014 (FMI) : *http://goo.gl/iuxirn*
- Analyse de viabilité de la dette (FMI) : *http://goo.gl/3eCSGz*
- Statistiques de la dette du secteur public-guide pour les statisticiens et les utilisateurs (TFFS) : *http://goo.gl/eDm693*
- Données trimestrielles sur la dette extérieure (Banque Mondiale) : *http://goo.gl/RhYYp0*
- Cadre de viabilité de la dette établi conjointement par la Banque Mondiale et le FMI *http://goo.gl/nsLcEa*

Institutions de financement du développement

- Africa Finance Corporation : http://www.africafc.org
- Groupe de la Banque Africaine de Développement : http://www.afdb.org
- Agence française de développement: http://goo.gl/c8wNXY
- Banque asiatique de développement : http://www.adb.org
- Commonwealth Development Corporation (CDC) : http://www.cdc-group.com
- DEG (Société allemande d'investissement et de développement) : https://goo.gl/YG0QvH
- Banque de développement de l'Afrique australe : http://www.dbsa.org
- Banque Européenne pour la Reconstruction et le Développement : http://www.ebrd.com
- Banque Européenne d'Investissement : http://www.eib.org
- FMO (Société Financière Néerlandaise pour le Développement) : https://www.fmo.nl
- Société Financière Internationale : http://www.ifc.org
- Banque Islamique de Développement : http://www.isdb.org
- KfW Entwicklungsbank : http://goo.gl/gUuUzD
- Proparco (Société de Promotion et de Participation pour la Coopération Economique) : http://www.proparco.fr
- Overseas Private Investment Corporation : http://www.opic.gov
- SIDA (Agence Suédoise de Coopération Internationale pour le Développement) : http://www.sida.se/English/
- Ministère britannique pour le développement international : https://goo.gl/yTqt8R
- Groupe de la Banque Mondiale : http://www.worldbank.org

Agences de crédit export (ACE)

- Liste OCDE des ACE : http://www.oecd.org/trade/exportcredits/eca.htm
- CESCE (Espagne) : http://inglaterra.cesce.es
- COFACE (France) : http://www.coface.com
- Delcrede – Ducroire (Belgique) : http://www.delcredereducroire.be/en/
- EDC (Canada) : http://www.edc.ca
- EKF (Danemark) : http://goo.gl/ATUH5K

- ExIm (États-Unis) : http://www.exim.gov
- FEC (Finlande) : http://www.finnvera.fi/eng
- Euler Hermes (Allemagne) : http://www.eulerhermes.com
- JBIC (Japon) : http://www.jbic.go.jp/en
- KEXIM (Corée) : http://goo.gl/sVWZrB
- NEXI (Japon) : http://nexi.go.jp/en
- SACE (Italie) : http://www.sace.it/en
- UK Export Finance (Royaume-Uni) : http://www.ukexportfinance.gov.uk

Garanties

- Banque Africaine de Développement : Garanties partielles de risque : http://goo.gl/kRVCFl
- Banque Mondiale : Garanties : http://goo.gl/RXm2Tn

Assistance à la négociation

- Facilité Africaine de Soutien Juridique : http://goo.gl/hux9Va
- Portail visant à aider les gouvernements d'accueil à planifier, préparer, négocier, suivre et mettre en œuvre des projets d'investissements complexes : http://www.negotiationsupport.org

Assurance contre les risques politiques

- Assurance contre les risques politiques d'Africa Trade Insurance Agency : http://goo.gl/ptnyoA
- Assurance contre les risques politiques de la MIGA : http://goo.gl/8rBvwe
- Assurance contre les risques politiques de l'OPIC : http://goo.gl/cl1MWr

Guides du secteur de l'énergie

- Africa Power Guide : http://www.africapowerguide.com
- Guide géothermique : Planification et financement de la production d'énergie, publié par la Banque Mondiale : http://goo.gl/Ftms70

- Feuille de route des technologies éoliennes publiée par l'AIE : *http://goo.gl/5uaStk*
- Important Features of Bankable Power Purchase Agreements, publié par l'OPIC : *http://goo.gl/fBRXys*
- Power Africa : *http://www.usaid.gov/powerafrica*
- World Energy Outlook : *http://www.worldenergyoutlook.org*

Passation de marchés

- Directives Passation des marchés de la Banque Africaine de Développement : *http://goo.gl/ZegcL9*
- Guide pour la passation des marchés de la BEI : *http://goo.gl/GXd0U3*
- South Africa's Renewable Energy IPP Procurement Program: Facteurs de Réussite et Leçons Tirées : *http://goo.gl/1YnSGy*
- Directives Passation des marchés de la Banque Mondiale: *http://goo.gl/cT3X47*

Financement de projet

- Portail du financement de projet de la Harvard Business School : *http://goo.gl/HQufjo*
- Concepts clés du financement de projets (Pages en anglais, Centre de Ressources des PPP dans le Secteur des Infrastructures) : *http://goo.gl/xlTpFN*

Partenariats public-privé

- Consortium pour les infrastructures en Afrique : *http://www.icafrica.org*
- Unsolicited Proposals – An Exception to Public Initiation of Infrastructure PPPs : *http://goo.gl/hXJgFZ*
- Centre de Ressources des Partenariats public-privé dans le Secteur des Infrastructures de la Banque Mondiale : *http://www.worldbank.org/pppirc*

Prêts syndiqués

- Structure et avantages des prêts « B » (Pages en anglais, SFI) : *http://goo.gl/ep4BzO*
- Comptabilisation d'une structure de Prêt B (Pages en anglais, SFI) : *http://goo.gl/tFN80U*

Dispositions légales uniformes

- ISP 98 – *http://goo.gl/tSBG63*
- TSAO 4878 – *https://t.co/bVRRfSozLi*
- UCP 600 – *http://goo.gl/QNp1SX*

Sigles

ACE – Agence de crédit export

ARP – Assurance de risques partielle

AVD – Analyse de la viabilité de la dette

BAD – Banque africaine de développement

BIE – Banque Européenne d'Investissement

BIRD – Banque Internationale pour la Reconstruction et le Développement

BMD – Banque multilatérale de développement

CAE – Contrat d'achat d'électricité

CAE – Contrat d'achat d'électricité

CDC – Commonwealth Development Corporation

CIRDI – Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements

DBSA – Banque de développement de l'Afrique australe (« Development Bank of Southern Africa »)

DEC : Date de mise en exploitation commerciale

DEG – Société allemande d'investissement et de développement (« Deutsche Investitions- und Entwicklungsgesellschaft »)

E&M – Exploitation et de maintenance

EPC – Ingénierie, passation de marchés et construction (pour « Engineering, Procurement and Construction »)

FAD – Fonds Africain de Développement

FMI – Fonds monétaire international

FMO – (Société Financière Néerlandaise pour le Développement) (« Nederlandse Financierings-Maatschappij voor Ontwikkelingslanden N.V »)

GBM – Groupe de la Banque Mondiale

GPR – Garantie partielle de crédit

GPR – Garantie partielle de risques

Groupe BAD – Groupe de la Banque Africaine de Développement

IAS – Normes comptables internationales (« International Accounting Standards »)

IDA – Association internationale de développement (« International Development Association »)

IFD – Institution de financement du développement

IPO – Introduction en bourse (pour « Initial Public Offering »)

IPP – Producteur d'électricité indépendant (pour « Independent Power Producer »)

IPSAS – Normes comptables internationales pour le secteur public (« Independent Public Sector Accounting Standards »)

ISP – Règles et pratiques internationales relatives aux lettres de crédit standby (« International Standby Practices »)

KWh – Kilowattheure

LC – Lettre de crédit

LCSB – Lettre de crédit standby

LIBOR – Taux interbancaire offert à Londres (« London Interbank Offered Rate »)

MIGA – Agence multilatérale de garantie des investissements

MLA – Chef de file d'un prêt syndiqué (« Mandated Lead Arranger »)

MWh – Mégawattheure

OPIC – Overseas Private Investment Corporation

PCOA – Contrat d'option de vente et d'achat (pour « Put and Call Option Agreement »)

PPP – Partenariat public-privé

PSD – Dette publique (pour « Public Sector Debt »)

RCA – Accord de remboursement et de crédit (pour « Reimbursement and Credit Agreement »)

RUU – Règles et usances uniformes

SFI – Société financière internationale

TRI – Taux de rendement interne